

Teoria i praktyka ekonomii regulacji w energetyce

**Zastosowania metod taryfikacji
w sektorze energetyki gazowej**

Książkę dedykuję

Marysi, Hani, Joannie, Wiktorii, Krystynie, Agnieszce i Paulinie

Adam Węgrzyn

**Teoria i praktyka
ekonomii regulacji w energetyce**

**Zastosowania metod taryfikacji
w sektorze energetyki gazowej**



Wydawnictwo Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu
Wrocław 2023

Recenzja naukowa

Grażyna Wojtkowska-Lodej

Redakcja wydawnicza

Agnieszka Flasińska

Korekta

Barbara Łopusiewicz

Skład i łamanie

Beata Mazur

Projekt okładki

Beata Dębska

Na okładce wykorzystano zdjęcia z zasobów 123 Royalty Free

Projekt finansowany w ramach programu Ministra Edukacji i Nauki pod nazwą „Regionalna Inicjatywa Doskonałości” w latach 2019-2023 nr projektu 015/RID/2018/19 kwota finansowania 10 721 040,00 PLN.

© Copyright by Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu
Wrocław 2023

Nota copyright obowiązuje do 29 lutego 2024 roku. Kopiowanie i powielanie w jakiegokolwiek formie wymaga pisemnej zgody Wydawcy

Od 1 marca 2024 roku publikacja dostępna na licencji Creative Commons Uznanie autorstwa-Na tych samych warunkach 4.0 Międzynarodowe (CC BY-SA 4.0). Skrócona treść licencji na <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/deed.pl>



ISBN 978-83-67400-30-5 (dla wersji papierowej)

ISBN 978-83-67400-31-2 (dla wersji elektronicznej)

DOI: 10.15611/2023.31.2

Cytuj jako: Węgrzyn, A. (2023). *Teoria i praktyka ekonomii regulacji w energetyce. Zastosowania metod taryfikacji w sektorze energetyki gazowej*. Wrocław: Wydawnictwo Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu.

Adam Węgrzyn ORCID: 0000-0002-2224-9152

Druk i oprawa: TOTEM

Spis treści

Wstęp.....	9
1. Teoretyczne aspekty regulacji ekonomicznej rynku energetycznego.....	17
1.1. Wprowadzenie do zagadnienia regulacji ekonomicznej.....	17
1.2. Istota regulacji sektora przedsiębiorstw użyteczności publicznej.....	25
1.2.1. Uwagi wstępne	25
1.2.2. Podejście normatywne do uzasadnienia regulacji sektora użyteczności publicznej.....	27
1.2.3. Podejście alternatywne do uzasadnienia regulacji sektora użyteczności publicznej.....	47
1.2.4. Inne alternatywne podejścia do uzasadnienia regulacji sektora użyteczności publicznej	69
1.3. Alternatywa dla tradycyjnej regulacji sektora przedsiębiorstw użyteczności publicznej.....	70
1.3.1. Rodzaje podejść do tradycyjnych regulacji gospodarczych	70
1.3.2. Konkurencja na rynku	71
1.3.3. <i>Contestability</i> – teoria rynku spornego	73
1.3.4. Własność państwa w sektorze użyteczności publicznej.....	76
1.3.5. Podejście <i>ex ante</i> oraz <i>ex post</i> w procesie kontroli rynku	82
1.3.6. Deregulacja	86
1.3.7. Regulacja z wykorzystaniem mechanizmów negocjacyjnych	91
2. Teoretyczne i praktyczne zasady ustalania cen na rynku regulowanym przedsiębiorstw użyteczności publicznej.....	105
2.1. Teoretyczne zasady ustalania cen na rynku regulowanym	105
2.1.1. Uwagi wstępne	105
2.1.2. Ustalanie cen w oparciu o koszt krańcowy.....	107
2.1.3. Ustalanie cen w oparciu o koszt średni.....	109
2.1.4. Ustalanie cen liniowych i nieliniowych	111
2.1.5. Ustalanie cen przez przedsiębiorstwo wieloproduktowe	116
2.1.6. Zastosowania cen Ramseya-Boiteux w podejściu wieloproduktowym	121
2.1.7. Zastosowanie cen szczytowych.....	125
2.1.8. Zasady ustalania cen w warunkach asymetrii informacyjnej	128
2.1.9. Zasady ustalania cen w wymiarze wielookresowości, subsydiowania i zapewnienia jakości.....	135
2.1.10. Teoretyczne zasady ustalania cen – konkluzje	144

2.2. Praktyczne metody regulacji cen na rynku przedsiębiorstw użyteczności publicznej.....	146
2.2.1. Praktyczne metody regulacji taryf – geneza.....	147
2.2.2. Regulacja stopy zwrotu.....	148
2.2.3. Regulacja pułapu cenowego.....	161
2.2.4. Metody hybrydowe regulacji.....	193
2.3. Podsumowanie.....	201
3. Tworzenie wartości ekonomicznej gazu w łańcuchu dostaw.....	207
3.1. Właściwości ekonomiczne gazu ziemnego – wprowadzenie do zagadnienia.....	207
3.2. Tworzenie wartości ekonomicznej gazu w ramach łańcucha dostaw...	211
3.3. Proces liberalizacji rynku gazu na przykładzie Polski.....	221
3.3.1. Uwagi wstępne.....	221
3.3.2. Implementacja unbundlingu i zasady TPA.....	223
3.3.3. Wprowadzenie mechanizmu obliiga giełdowego oraz detaryfikacja rynku.....	229
3.3.4. Wpływ regulacji w zakresie bezpieczeństwa energetycznego na rozwój konkurencyjności gazu.....	231
3.3.5. Zmiany dostawców na rynku gazu.....	237
3.3.6. Konkluzja.....	238
3.4. Kierunki transformacji sektora gazowniczego w Unii Europejskiej i w Polsce.....	240
3.4.1. Geneza i założenia „Europejskiego Zielonego Ładu”.....	240
3.4.2. Rola gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w transformacji energetycznej UE.....	253
3.4.3. Formalne kierunki transformacji polskiego sektora gazowniczego.....	258
3.4.4. Obecny stan polskiego gazownictwa i kierunki jego rozwoju....	263
3.4.5. Gazy odnawialne jako alternatywa w transformacji polskiego gazownictwa.....	272
3.4.6. Konkluzja.....	286
3.5. Regulacja segmentów dystrybucji gazu jako monopoli naturalnych....	287
4. Systematyka podejść do regulacji cen w przesyłach i dystrybucji gazu ziemnego. Metodyka kształtowania taryf w gazownictwie.....	290
4.1. Wprowadzenie do zagadnienia.....	290
4.2. Podstawowe koncepcje wyznaczania taryf w gazownictwie.....	297
4.2.1. Uwagi wstępne.....	297
4.2.2. Koncepcja wyznaczenia taryf w oparciu o wartość rynkową usług.....	298

4.2.3. Koncepcja wyznaczenia taryf w oparciu o wartość kosztu świadczenia usług.....	299
4.3. Kryteria wyboru systemu taryfowego oraz podstawowe rodzaje systemów ustalania opłat taryfowych w transporcie gazu ziemnego.....	303
4.3.1. Uwagi wstępne	303
4.3.2. System stawek jednolitych	305
4.3.3. System stawek dystansowych	307
4.3.4. System stawek strefowych.....	308
4.3.5. System stawek wejście/wyjście.....	309
4.4. Podstawowe metody ustalania taryf dla operatorów systemów gazowniczych.....	311
4.4.1. Metoda regulowanej stopy zwrotu	311
4.4.2. Metoda pułapu cenowego	312
4.4.3. Metoda wynegocjowanego porozumienia.....	320
4.5. Proces kalkulacji opłat taryfowych na przykładzie polskiego gazownictwa.....	321
4.5.1. Uwagi wstępne	321
4.5.2. Ustalenie kosztów operacyjnych przedsiębiorstwa dystrybucyjnego gazu	323
4.5.3. Ustalenie wartości majątku przedsiębiorstwa dystrybucyjnego gazu	328
4.5.4. Ustalenie poziomu kosztu amortyzacji majątku	333
4.5.5. Ustalenie poziomu kosztu kapitału	335
4.5.6. Alokacja przychodu regulowanego na rodzaje działalności i opłat oraz wyznaczanie stawek taryfowych.....	347
5. Prezentacja dobrych praktyk taryfowych stosowanych w dystrybucji gazu ziemnego i energii elektrycznej w wybranych państwach UE.....	353
5.1. Wprowadzenie do zagadnienia	353
5.2. Analiza dobrych praktyk regulacyjnych sektora dystrybucji energii elektrycznej i gazu w wybranych państwach UE.....	355
5.2.1. Uwagi wstępne	355
5.2.2. Systematyka dobrych praktyk regulacyjnych w segmencie dystrybucji energii.....	357
5.2.3. Długość okresu regulacji.....	359
5.2.4. Mechanizmy zachęt stosowane przez regulatorów	360
5.2.5. Mechanizmy regulacyjne stosowane w sektorze dystrybucji energii elektrycznej i gazu – podsumowanie	370
5.3. Prezentacja dobrych praktyk regulacyjnych w segmencie dystrybucji energii w wybranych państwach Unii Europejskiej – <i>case study</i>	371
5.3.1. Dobre praktyki regulacyjne w segmencie dystrybucji gazu ziemnego	371

5.3.2. Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku gazu ziemnego w Republice Federalnej Niemiec	374
5.3.3. Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku gazu ziemnego w Republice Czeskiej	380
5.3.4. Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku gazu ziemnego w Republice Włoskiej	386
5.3.5. Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku gazu ziemnego w Królestwie Niderlandów	391
5.3.6. Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku gazu ziemnego w Republice Francuskiej	397
5.3.7. Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku gazu ziemnego w Wielkiej Brytanii	400
5.3.8. Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku gazu w Rzeczypospolitej Polskiej	406
5.3.9. Dobre praktyki regulacyjne w segmencie dystrybucji energii elektrycznej	429
5.4. Analiza dobrych praktyk regulacyjnych w segmencie dystrybucji paliwa gazowego i energii elektrycznej – konkluzje	446
6. Wnioski końcowe	454
Bibliografia	474
Spis rysunków	488
Spis tabel	489
Abstract	490

Wstęp

Inspiracją do napisania niniejszej pracy była stwierdzona, na podstawie zarówno studiów literaturowych, jak i zdobytych doświadczeń praktycznych, potrzeba uzupełnienia krajowego piśmiennictwa w zakresie problematyki ekonomii regulacyjnej, uporządkowania wiedzy na temat systemów taryfowych stosowanych na regulowanych rynkach energetycznych gazu ziemnego i energii elektrycznej w państwach Unii Europejskiej, określenia podstawowych kryteriów, jakie powinien spełniać taki system z perspektywy zarówno przedsiębiorstwa energetycznego oraz regulatora, jak i zliberalizowanego rynku energetycznego. Inspiracją do rozpoczęcia analiz różnych modeli regulacyjnych była także chęć wyboru odpowiedniego systemu regulacyjnego w oparciu o najlepsze praktyki regulacyjne w UE – przeznaczonego do implementacji w polskich warunkach rynkowych.

Wspomniana pilna potrzeba zmian w otoczeniu regulacyjnym polskich przedsiębiorstw energetyki gazowej w zakresie wdrożenia długoterminowych narzędzi regulacyjnych wynika pośrednio z nowej strategii klimatycznej Unii Europejskiej i jest zdeterminowana potrzebą przygotowania się polskiej gospodarki na nowe wyzwania związane z założeniami polityki klimatycznej Unii Europejskiej wyrażonej w dokumencie *The European Green Deal*. Dokument ten określa paradygmat transformacji europejskiej energetyki w kierunku zeroemisyjności. Efektem tego podejścia będzie z kolei całkowita dekarbonizacja sektora energetycznego UE w perspektywie 2050 r. Transformacja Unii Europejskiej w stronę neutralności klimatycznej powinna zakładać także ważną rolę dla gazu ziemnego jako tzw. paliwa przejściowego, niskoemisyjnego i co do tego panuje pełna zgodność opinii ekspertów rynku energii oraz opinii wyrażonych w rządowych strategiach i planach transformacji gospodarczej Polski, w tym transformacji polskiej energetyki w kierunku zeroemisyjności przy zachowaniu bezpieczeństwa energetycznego kraju.

W związku z promowanym obecnie trendem dekarbonizacyjnym w energetyce istnieje jednak duże ryzyko, że obecna koniunktura dla paliwa gazowego za 20 lat może ustąpić miejsca głębokiej recesji na rynku. Stąd obecne decyzje inwestycyjne podejmowane w celu budowy infrastruktury gazowej powinny uwzględniać ryzyko dekoniunktury sektora gazowego do 2050 r. Należy pamiętać, że w branży gazowej infrastruktura techniczna projektowana jest i budowana w perspektywie nawet 10 lat, a następnie amortyzowana w perspektywie 20–30 lat, co w konsekwencji oznacza, że dziś planowane inwestycje gazownicze mogą istotnie pogorszyć swoją rentowność w przypadku, gdy w przedziale lat 2035–2050 rynek gazowy znacznie się istotnie kurczy, a realizowane projekty będą jeszcze w fazie eksploatacyjnej. Inwestycje gazowe są potrzebne w najbliższych latach jako rozwiązanie przejściowe, ale problem

jest w tym, że brakuje obecnie w Polsce strategii definiującej, czy i jak te inwestycje będą się wpisywać w realizację długoterminowej transformacji polskiej gospodarki.

W obliczu tych rozważań szczególnego znaczenia nabiera pytanie, co należy obecnie zrobić w celu zwiększenia rentowności inwestycji w infrastrukturę gazu ziemnego jako paliwa przejściowego – przy założeniu, że do czasu, gdy trend dekarbonizacyjny około 2040 r. w europejskiej energetyce istotnie ograniczy polski rynek gazu, a tym samym zmniejszy rentowność realizowanych inwestycji w gazownictwie, czy projektów znajdujących się w zaawansowanej fazie eksploatacji.

Zdaniem autora do najważniejszych stymulatorów, które należy wzmocnić dla podniesienia rentowności inwestycji w sektorze gazowym należy zapewnienie odpowiedniego środowiska regulacyjnego. Przede wszystkim należy się skoncentrować na propozycji wprowadzenia taryfy wieloletniej dla operatorów gazowniczych, czyli operatora przesyłu, dystrybucji i magazynowania gazu ziemnego (dalej: OSP, OSD i OSM), czyli firm realizujących kluczowe dla bezpieczeństwa energetycznego Polski i kluczowe dla transformacji energetycznej programy inwestycyjne, tym bardziej że Polska jest jedynym z krajów unijnych niemającym taryf wieloletnich w gazownictwie. W obliczu nasilenia się trendu dekarbonizacyjnego na rynku energetycznym w Unii Europejskiej i nowej roli paliwa gazowego – jako tzw. paliwa przejściowego, ale przede wszystkim w obliczu istotnych fluktuacji cenowych gazu na europejskich i światowych giełdach spowodowanych wzrostem koniunktury gospodarczej w wielu krajach (w tym głównie w Chinach) po zakończonych lockdownach związanych z pandemią COVID-19 oraz wojną z Rosją na Ukrainie, tym bardziej empiryczne narzędzie oparte na systemie zachęt, zapewniające wieloletnią stabilizację regulacyjną w zakresie taryf, jest jak najbardziej pożądane i oczekiwane na polskim rynku gazu ziemnego.

W przypadku tego rynku zdaniem autora można mówić o braku realizacji przez państwo głównych celów procesu liberalizacji, który dokonuje się od ponad dwóch dekad, a który utrzymał nadal monopol państwa. Świadczy to niestety o tak prowadzonym procesie liberalizacji, aby utrzymać monopol własności państwowej i pełną kontrolę regulatora na tym rynku. Stąd właśnie wprowadzenie do regulacji sektora gazu, a szczególnie sektora dystrybucji gazu – wieloletniego modelu regulacyjnego opartego na systemie zachęt lub nawet w przyszłości modelu regulacji negocjacyjnej, stworzy szansę dla wzrostu konkurencji na tym rynku i rzeczywistej, a nie pozorowanej liberalizacji. Zaproponowano więc w niniejszej pracy przegląd praktyk regulacyjnych w zakresie taryf wieloletnich, stosowanych przez europejskie przedsiębiorstwa energetyczne oraz, z wykorzystaniem metody benchmarkingu dobrych praktyk, zarekomendowano wybór optymalnego modelu taryfowego dla operatorów gazowniczych w Polsce.

Należy pamiętać, że modele taryfowe mają istotne znaczenie dla realizowanych przez przedsiębiorstwa inwestycji infrastrukturalnych, a w konsekwencji dla kondycji finansowej i rozwoju całego sektora energetyki gazowej oraz pośrednio dla całej gospodarki państwa. Taryfa jest podstawowym instrumentem systemu regulacji

przychodów i stosowanych cen dla przedsiębiorstwa energetycznego działającego na rynku regulowanym, a jej konstrukcja powinna umożliwiać pokrycie kosztów działalności koncesjonowanej, kosztu zaangażowanego kapitału oraz umożliwić zgromadzenie środków na realizację inwestycji, a także wygenerowanie nadwyżki dla właściciela.

System taryfowy niezapewniający pokrycia kosztów operacyjnych, zwrotu z zaangażowanego kapitału i środków na inwestycje prowadzi do obniżenia rentowności przedsiębiorstwa, zachwiania płynności oraz w konsekwencji rezygnacji właściciela z dalszej partycypacji kapitałowej w przedsiębiorstwo. Taryfa powinna być także narzędziem w rękach państwa wspierającym walkę z ubóstwem energetycznym poprzez gazyfikację regionów bez dostępu do paliwa gazowego. W tym zakresie państwo może poprzez odpowiednie regulacje dające przedsiębiorstwu możliwość osiągnięcia ponadprzeciętnego zwrotu z kapitału zachęcić operatorów do realizacji inwestycji ryzykownych nawet na granicy rentowności. Podobnie jest z inwestycjami skierowanymi na poprawę bezpieczeństwa energetycznego państwa, które powinno poprzez system zachęt, a nie poprzez arbitralne decyzje administracyjne skłonić operatorów z jednej strony do ryzykownych i kapitałochłonnych inwestycji, a z drugiej kluczowych z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego i ciągłości dostaw energii. W związku z tym można postawić tezę, że system taryfowy przedsiębiorstw energetycznych jest ważnym narzędziem interwencjonizmu państwowego, który powinien stymulować wzrost gospodarczy i wpływać na poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju.

System taryfowy opłat operatorskich w przypadku przedsiębiorstw energetycznych jest przede wszystkim ważnym narzędziem kontroli państwa w procesie liberalizacji i rozwoju rynku energii¹. Z tego powodu nie tylko powinien zawierać mechanizmy kontrolne, chroniące odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem opłat taryfowych, ale przede wszystkim powinien zawierać katalog zachęt dla działań w zakresie optymalizacji kosztowej, realizacji inwestycji proekologicznych, realizacji inwestycji o wysokim poziomie innowacyjności oraz działań skierowanych na poprawę obsługi odbiorców. Brak takich mechanizmów naraża operatorów na zahamowanie rozwoju, utratę klientów i udziału w rynku na rzecz alternatywnych źródeł energii i tym samym na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych działających na rynku regulowanym i nieregulowanym.

Wadliwie skonstruowany system taryfowy może prowadzić do ustalenia nieuzasadnionego wzrostu opłat taryfowych, nieakceptowalnych ze względów ekonomicznych przez odbiorców końcowych. System taryfowy zbudowany w oparciu o niejasne i niezrozumiałe dla rynku zasady będzie podważał zaufanie do regulatora i tym samym do instytucji państwa, co będzie się wiązać z podnoszeniem przez odbiorców zarzutu arbitralności i braku merytoryki w procesie administracyjnego ustalania taryf.

¹ W przypadku Polski regulatorem rynku energetycznego jest organ administracji rządowej – Urząd Regulacji Energetyki z siedzibą w Warszawie.

Taki stan rzeczy może z kolei prowadzić do zmiany źródła energii przez odbiorcę czy zahamowania procesu inwestycyjnego przez odbiorcę, zważywszy pogorszenie jego płynności spowodowanej wzrostem kosztów zużycia energii. Utrzymująca się przez dłuższy czas opisana tendencja może negatywnie wpływać na trójstronne relacje pomiędzy instytucją państwa – w osobie regulatora, rynku – w osobie odbiorcy, oraz przedsiębiorstwa energetycznego. Pojawia się więc pilna potrzeba ustalenia kryteriów, jakimi powinien odznaczać się nowoczesny i efektywny system taryfowy, a także potrzeba analizy rozwiązań taryfowych na rozwiniętych rynkach energetycznych w Europie, która pozwoli na wybór rozwiązania regulacyjnego odpowiadającego oczekiwaniom polskich operatorów gazowniczych oraz ich klientów. W związku z tym celem autora w ramach niniejszej książki, jak już wskazano na wstępie, była zatem próba:

- 1) uzupełnienia krajowego piśmiennictwa w zakresie problematyki ekonomii regulacyjnej, a w szczególności w zakresie ustalania taryf dla przedsiębiorstw energetycznych funkcjonujących na rynkach regulowanych;

- 2) uporządkowania wiedzy na temat systemów taryfowych stosowanych na rozwiniętych rynkach regulowanych energii w wybranych państwach Unii Europejskiej;

- 3) określenie podstawowych kryteriów, jakie powinien spełniać taki system z perspektywy zarówno przedsiębiorstwa energetycznego, regulatora, jak i zliberalizowanego rynku,

- 4) rekomendacji odpowiedniego systemu regulacyjnego w oparciu o najlepsze praktyki regulacyjne w UE – przeznaczonego do implementacji w polskich warunkach rynkowych.

Intencją autora było także znalezienie odpowiedzi na następujące kwestie o charakterze bardziej utylitarnym z punktu widzenia praktyki zarządzania branżą gazowniczą w Polsce:

1. Określenie przebiegu procesu kształtowania opłat taryfowych w gazownictwie oraz określenie kryteriów ustalania efektywnego procesu kształtowania taryf, które jest bardzo utrudnione ze względu na fakt istnienia rozbieżności interesów poszczególnych uczestników rynku – odbiorców, regulatora, operatora,

2. Określenie podstawowych rodzajów systemów regulacji przychodów dla operatorów gazowniczych oraz poznanie rodzajów systemów ustalania opłat taryfowych dla przedsiębiorstwa energetycznego.

3. Określenie zasad kształtowania i regulacji taryf gazowych, w tym przychodu regulowanego dla polskich operatorów gazowniczych.

4. Określenie kierunków transformacji polskiego sektora gazowniczego w obliczu nowej polityki klimatycznej Unii Europejskiej do 2050 r. zakładającej istotny trend dekarbonizacyjny.

5. Określenie obecnego stanu liberalizacji rynku gazu w Polsce i kierunków jego dalszych zmian.

6. Identyfikacja barier regulacyjnych, które istotnie hamują transformację polskiego sektora energetyki gazowej, w tym w szczególności bariery związanej z implementacją taryfy wieloletniej dla polskich operatorów gazowniczych.

7. Poznanie rozwiązań regulacyjnych w zakresie taryf wieloletnich stosowanych w sektorze energii elektrycznej i sektorze gazowym w krajach Unii Europejskiej.

Przystępując do pisania niniejszej książki, autor postawił tezę główną, która sprowadza się do stwierdzenia, iż w oparciu o dobre praktyki europejskie polski regulator powinien wprowadzić bodźcowy model taryf wieloletnich z rozbudowanym mechanizmem zachęt, w ramach ustalania wysokości przychodu lub ceny dla operatorów systemów gazowniczych, jako warunek konieczny dla zapewnienia stabilności w otoczeniu regulacyjnym, a tym samym stabilności inwestycyjnej dla sektora gazowniczego w Polsce w obliczu transformacji polskiej energetyki determinowanej nową polityką klimatyczną Unii Europejskiej do 2050 r.

Wokół tak postawionej tezy głównej – w oparciu o studia literaturowe, empiryczne analizy i 20-letnie doświadczenie autora jako praktyka gospodarczego i menadżera w sektorze energetycznym – zostały sformułowane także tezy pomocnicze.

1. Nowa polityka klimatyczna Unii Europejskiej charakteryzująca się silnym trendem dekarbonizacyjnym stwarza duże możliwości zastosowania paliwa gazowego w energetyce jako niskoemisyjnego paliwa pomostowego w perspektywie najbliższych trzech dekad.

2. Należy stworzyć efektywny system wparcia dla paliwa gazowego jako paliwa pomostowego w ramach transformacji polskiego sektora energetycznego.

3. Należy stworzyć stabilne środowisko regulacyjne dla polskich operatorów gazowniczych inwestujących w infrastrukturę gazową poprzez wprowadzenie modelu taryfowania wieloletniego z mechanizmem wsparcia za realizację działań podnoszących bezpieczeństwo i za realizację działań proinnowacyjnych i proekologicznych.

4. Model taryfy bodźcowej, wieloletniej powinien zostać opracowany w oparciu o benchmarking dobrych praktyk europejskich zaimplementowanych przez innych operatorów gazowniczych.

Tak sformułowana teza główna oraz tezy pomocnicze zdeterminowały strukturę wewnętrzną opracowania podzieloną na 5 rozdziałów.

Celem pierwszego rozdziału jest m.in. uzupełnienie krajowego piśmiennictwa w zakresie problematyki ekonomii regulacyjnej ze szczególnym odwołaniem się do praktyki sektora przedsiębiorstw użyteczności publicznej – głównie energetycznego. W rozdziale tym, jak i w całej pracy problematyka regulacji jest rozważana w kontekście tej części teorii ekonomii, która dotyczy roli państwa w gospodarce, a przede wszystkim zawodności państwa jako regulatora rynku, a także kreatora interwencjonizmu państwowego w relacji do mechanizmów rynku, a przede wszystkim do jego niedoskonałości. W tej części książki podjęto również próbę prezentacji ewolucji teorii i praktyki regulacji ekonomicznej, a także dalszych kierunków rozwoju tej dyscypliny. W rozdziale pierwszym oprócz najważniejszych zagadnień regulacji ekonomicznej zaprezen-

wano istotę regulacji przedsiębiorstw sieciowych z sektora użyteczności publicznej w ramach zarówno podejścia tradycyjnego, jak i podejścia alternatywnego.

Z kolei celem rozdziału drugiego jest prezentacja teoretycznych zasad ustalania cen oraz praktycznych metod regulacji taryf, stosowanych w rozwiniętych jurysdykcjach.

Mimo że pierwszy i drugi rozdział mają charakter teoretyczny, autor starał się również zaprezentować liczne przykłady i odniesienia praktyczne z polskiego sektora energetycznego oraz generalnie z sektora *utilities* krajów o dużym dorobku teoretycznym i rozwiniętej praktyce regulacyjnej.

W rozdziale trzecim zaprezentowano właściwości ekonomiczne gazu oraz najważniejsze etapy łańcucha dostaw tego paliwa w ramach liberalizacji rynku gazu. Zaprezentowano także ewolucję przepisów regulacyjnych na rynku gazu ziemnego w tym w segmencie dystrybucji gazu w Polsce. Zaprezentowano także obecny stan rozwoju polskiego sektora gazowniczego oraz kierunki zmian gazownictwa w Polsce w świetle dekarbonizacyjnej polityki klimatycznej Unii Europejskiej oraz związane z tym wyzwania regulacyjne dla sektora gazu.

W rozdziale czwartym zaprezentowano systematykę najważniejszych podejść do regulacji przychodów dla operatorów systemów gazowniczych. Najpierw zaprezentowano podstawowe koncepcje wyznaczania taryf – na podstawie wartości rynkowej świadczonych usług oraz na podstawie wartości kosztu świadczonych usług. W dalszej części zaprezentowano kryteria oceny systemu taryfowego oraz podstawowe rodzaje systemów ustalania opłat taryfowych dla przedsiębiorstwa energetycznego. Następnie dokonano prezentacji najważniejszych metod ustalania przychodu regulowanego dla przedsiębiorstwa gazowniczego. Istotnym i nowatorskim elementem pracy jest opis procesu kształtowania opłat taryfowych w gazownictwie.

Celem rozdziału piątego jest podsumowanie wyników prac analitycznych dotyczących identyfikacji najlepszych praktyk w obszarze regulacji i taryfowania działalności dystrybucyjnej gazu ziemnego i energii elektrycznej na wybranych rynkach energetycznych państw członkowskich Unii Europejskiej, w tym także w Polsce. Analiza składa się z dwóch części: z analizy trendów regulacyjnych sektora dystrybucji gazu i energii elektrycznej oraz analizy porównawczej modeli regulacyjnych w wybranych państwach Unii Europejskiej, w tym w Polsce. W rozdziale przedstawiono więc analizę stosowanych rozwiązań regulacyjnych w segmencie gazu ziemnego w Niemczech, Czechach, we Włoszech, w Holandii, Francji, Wielkiej Brytanii i w Polsce oraz analogiczną analizę rozwiązań regulacyjnych segmentu energii elektrycznej w Niemczech, Czechach, Holandii, Wielkiej Brytanii i w Polsce. Analizę dla segmentu zarówno gazu, jak i energii elektrycznej każdego z krajów zaprezentowano w ujednoczonym podejściu obejmującym: dane podstawowe rynku, model taryfowy, długość okresu taryfowego, metodykę wyznaczania przychodu regulowanego, mechanizm stymulowania wzrostu efektywności, podstawowe informacje na temat taryf. Na końcu rozdziału zawarto konkluzję wynikającą z przeprowadzonych analiz regulacyjnych.

Zaproponowana struktura książki pozwoliła osiągnąć wyznaczone przez autora cele oraz zweryfikować postawione tezy, dzięki czemu prezentowane treści mogą być traktowane jako kompendium wiedzy w zakresie zagadnień regulacji sektora przedsiębiorstw użyteczności publicznej ze szczególnym akcentem na sektor energetyki gazowej. Jako wkład monografii w rozwój zagadnień regulacji ekonomicznej sektora energetyki można zaliczyć:

1) uzupełnienie krajowego piśmiennictwa w zakresie problematyki ekonomii regulacyjnej, a w szczególności w zakresie ustalania taryf dla przedsiębiorstw energetycznych z sektora użyteczności publicznej funkcjonujących na rynkach regulowanych;

2) zaprezentowanie obecnego stanu rozwoju polskiego sektora gazowniczego oraz kierunków zmian i wyzwań regulacyjnych dla sektora gazu w świetle dekarbonizacyjnej polityki klimatycznej Unii Europejskiej;

3) opracowanie systematyki najważniejszych podejść (systemów) do regulacji przychodów dla operatorów systemów gazowniczych, a w tym koncepcji wyznaczenia taryf i najważniejszych metod ustalania przychodu regulowanego dla przedsiębiorstwa energetycznego z sektora gazownictwa przesyłowego i dystrybucyjnego;

4) prezentację i analizę najlepszych praktyk w obszarze regulacji i taryfowania działalności dystrybucyjnej gazu ziemnego i energii elektrycznej na wybranych rynkach energetycznych państw członkowskich Unii Europejskiej, w tym także w Polsce. Analiza składa się z dwóch części: analizy trendów regulacyjnych sektora dystrybucji gazu i energii elektrycznej oraz analizy porównawczej modeli regulacyjnych w wybranych krajach Unii Europejskiej, w tym w Polsce. Praca stanowi więc wkład w rozwój nauki i praktyki w zakresie ekonomii regulacyjnej oraz finansów, zwłaszcza finansów przedsiębiorstwa energetycznego z sektora użyteczności publicznej działającego na rynku regulowanym.

* * *

Serdecznie dziękuję Panu Mecenasowi Adamowi Wawrzynowiczowi za cenne wskazówki z zakresu prawa energetycznego.

Rozdział 1

Teoretyczne aspekty regulacji ekonomicznej rynku energetycznego

1.1. Wprowadzenie do zagadnienia regulacji ekonomicznej

W niniejszym rozdziale, jak i w całej pracy, problematyka regulacji jest rozważana w kontekście tej części teorii ekonomii, która dotyczy roli państwa w gospodarce, a przede wszystkim zawodności państwa jako regulatora rynku, a także kreatora interwencjonizmu państwowego w relacji do mechanizmów rynku, a przede wszystkim do jego niedoskonałości.

W tej części pracy podjęto również próbę prezentacji ewolucji teorii i praktyki regulacji ekonomicznej, a także dalszych kierunków rozwoju tej dyscypliny. Oprócz najważniejszych zagadnień regulacji ekonomicznej zaprezentowano istotę regulacji przedsiębiorstw sieciowych z sektora użyteczności publicznej w ramach zarówno podejścia tradycyjnego, jak i podejścia alternatywnego.

Ważnym elementem tego rozdziału jest prezentacja teoretycznych zasad ustalania cen oraz praktycznych metod regulacji taryf, stosowanych w rozwiniętych jurysdykcjach.

Mimo że niniejszy rozdział ma charakter teoretyczny, starano się również zaprezentować liczne przykłady i odniesienia praktyczne z polskiego sektora energetycznego oraz generalnie z sektora *utilities* krajów o dużym dorobku teoretycznym i rozwiniętej praktyce regulacyjnej.

Zanim przejdziemy do zagadnień ekonomii regulacji czy ogólnie regulacji jako konsekwencji interwencjonizmu państwa w gospodarce, należy przybliżyć pojęcie regulacji. Semantycznie i funkcjonalnie termin „regulacja” w odniesieniu do gospodarki obejmuje wszystkie formy i sposoby oddziaływania na zachowania podmiotów gospodarczych w dyspozycji podmiotów polityki gospodarczej². Jednakże od lat 80.

² Dlatego używa się terminów „regulacja fiskalna”, „regulacja monetarna”, „regulacja administracyjna”, „regulacja ekonomiczna” itd.

XX w. termin „regulacja” jest używany głównie w odniesieniu do transformowania monopolu naturalnych. Stąd określenia „rynek regulatora” i „cena regulowana”³.

Termin „regulacja” zdaniem C. Deckera może być używany w odniesieniu do niezliczonych środków i form interwencji wprowadzonych przez państwo lub inne podmioty (np. organy branżowe), które mają na celu kierowanie przedsiębiorstwami lub osobami fizycznymi albo kontrolowanie ich zachowania. Regulacja gospodarcza stanowi przede wszystkim rodzaj interwencji, która m.in. wpływa na strukturę przemysłu, np. poprzez ograniczenie liczby przedsiębiorstw, które mogą być zaangażowane w świadczenie określonego rodzaju usług, interwencji wymagających od niezależnych podmiotów podejmowania różnych działań w łańcuchu dostaw lub wymagających np. zapewniania osobom trzecim dostępu do infrastruktury.

Regulacja gospodarcza stanowi także rodzaj interwencji, które próbują kierować lub kontrolować decyzje przedsiębiorstw w zakresie ustalania przez nie cen, realizacji inwestycji, zapewnienia klientom oczekiwanego zakresu produktów i usług na wymagalnym poziomie jakości. Regulacja gospodarcza obejmuje więc w ujęciu tego autora zarówno „tradycyjne” interwencje, takie jak kontrola cen, kontrola wejścia na rynek, jakości czy innych aspektów ekonomicznych, jak i interwencje, które mają na celu kierowanie lub zmuszanie przedsiębiorstw w określonych branżach (głównie poprzez zachęty i kary finansowe) w kierunku zachowań zgodnych z szerszymi celami polityki społecznej lub polityki klimatycznej państwa⁴.

Zdaniem J. Rączki można przyjąć, że każde działanie rządu ma zwykle wpływ na funkcjonowanie danego rynku – bezpośredni lub pośredni. W tym duchu zdaniem tego autora rozumie także G.J. Stigler⁵, według którego regulacja jest nabywana przez przemysł i tworzona głównie dla korzyści danej gałęzi przemysłu. Dla G.J. Stiglera regulacja ekonomiczna jest wykorzystywaniem przez państwo jego „prawa do przymusu” (*power to coerce*). Z tego też względu regulacja może przybierać określoną formę, dla osiągnięcia określonych celów przez przemysł poddany regulacji, wśród których jest m.in. poprawa rentowności. G.J. Stigler identyfikuje cztery podstawowe kategorie instrumentów regulacyjnych w przemyśle: bezpośrednio transfery pieniężne, kontrolę wejścia na rynek, politykę promocyjną dóbr komplementarnych, osłabienie pozycji rynkowej dóbr substytucyjnych oraz kontrolę cen. Według G.J. Stiglera państwo, prowadząc politykę regulacyjną w odniesieniu do danych gałęzi przemysłu, uznawanych za tradycyjnie regulowane, czy też prowadząc politykę antymonopolową, nie tylko stosuje wspomniane instrumenty regulacyjne, lecz także korzysta z innych narzędzi, takich jak uchwalanie i wprowadzanie w życie regulacji prawnych, interwencjonizm na rynku zasobów naturalnych czy też bezpośrednio ingerencje

³ A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, *Podstawy i problemy regulacji energetyki*, „Ekonomia” (Uniwersytet Warszawski) 2001, nr 2, s. 115.

⁴ C. Decker, *Modern economic regulation – an introduction to theory and practice*, Cambridge University Press, Cambridge 2015, s. 3.

⁵ J. Rączka, *Dlaczego państwo reguluje rynki – pozytywne teorie regulacji ekonomicznej*, „Ekonomista” 2002, nr 3, s. 413.

państwa w produkcję oraz sprzedaż⁶. Przyjęcie tak szerokiej w gruncie rzeczy, otwartej definicji regulacji ekonomicznej nie jest zdaniem J. Rączki satysfakcjonujące, ponieważ niezwykle skomplikowałoby prowadzenie dalszych rozważań⁷.

Tradycyjnie regulację ekonomiczną odnosi się do sektorów infrastrukturalnych, a przykładem takiego podejścia jest definicja zaproponowana przez A. Kahna. Zgodnie z definicją tego badacza regulacja to działanie podejmowane przez regulatorów poprzez bezpośrednie nakazy rządowe mające na celu określenie głównych aspektów struktury i działalności ekonomicznej przedsiębiorstwa użyteczności publicznej. A. Kahn wyróżnia cztery dziedziny regulacji: kontrolę wejścia, regulacje cen, kontrole jakości i warunków świadczenia usług oraz zobowiązanie do obsługi wszystkich klientów pod pewnymi warunkami brzegowymi⁸. Zdaniem J. Rączki i ta definicja jest jednak zbyt wąska, gdyż koncentruje się wyłącznie na producentach, gubiąc szerszy, rynkowy kontekst problemów regulacyjnych.

W. Viscusi, J. Vernon i J. Harrington natomiast przyjęli definicję, która kładzie szczególny nacisk na rynkowe interakcje przedsiębiorstw – za regulację ekonomiczną uważają ograniczenia nałożone przez rząd na decyzje firm dotyczące cen, wielkości produkcji, wejścia i wyjścia z rynku⁹. Definicja ta należy określa przedmiot analizy w odniesieniu do strony podażowej rynku, jednak w dalszym ciągu nie uwzględnia problemów występujących po stronie popytowej¹⁰.

Wydaje się, że braki te i ograniczenia definicji wypełnia propozycja D.F. Spulbera. Badacz ten, definiując regulację, analizuje ją z punktu widzenia trzech kierunków ingerencji państwa w gospodarkę. Te obszary interwencjonizmu państwowego, dzięki którym prowadzona jest regulacja, to: bezpośrednio interwencje państwa w mechanizm alokacji (np. regulacja cen, zasady i reguły regulacji), wpływanie na decyzje konsumentów (np. podatki, płatności transferowe), ingerowanie w decyzje podejmowane przez przedsiębiorstwa (np. standardy jakościowe, bariery wejścia na rynek, podatki). Według D.F. Spulberga regulacja stanowi określone reguły albo określone działania podejmowane przez organy rządowe, które oddziałują bezpośrednio na mechanizm alokacji na rynku lub pośrednio poprzez wpływanie na decyzje konsumentów i firm od strony popytu i podaży¹¹.

Z kolei K.E. Train uważa, że regulacja zastępuje niewidzialną rękę konkurencji ręką widzialną, jaką jest regulator. Autor ten twierdzi, że dobrze zaprojektowany mechanizm regulacji może mieć pozytywne skutki i skłonić przedsiębiorstwa, głównie te

⁶ G.J. Stigler, *The theory of economic regulation*, „The Bell Journal of Economics and Management Sciences” 1971, vol. 2, no. 1, s. 2–5.

⁷ J. Rączka, wyd. cyt., s. 414.

⁸ A.E. Kahn, *The economics of regulation: principles and institutions*, t. I, The MIT Press, Cambridge, MA, 1991, s. 2, 3.

⁹ W. Viscusi, J. Vernon, J. Harrington, *Economics of regulation and antitrust*, The MIT Press, Cambridge, MA, 1997, s. 307.

¹⁰ J. Rączka, wyd. cyt., s. 414.

¹¹ D.F. Spulber, *Regulation and markets*, The MIT Press, Cambridge, MA, 1991, s. 37.

działające w warunkach monopolu, do takiego zachowania, jak gdyby działały one na rynku konkurencyjnym¹². P. Selznick definiuje regulację jako trwałą kontrolę wykonywaną przez agencję publiczną, skoncentrowaną na działaniach istotnych dla konkretnych grup interesu¹³.

Ciekawe ujęcie regulacji prezentują w swojej monografii R. Baldwin, M. Cave i M. Lodge¹⁴. Zdaniem tych autorów regulacje można opisywać w co najmniej trzech perspektywach – jako konkretny zestaw poleceń, w przypadku gdy regulacja obejmuje opublikowany, wiążący zbiór zasad, które mają być stosowane przez organ przeznaczony do realizacji konkretnego celu. Jako przykład przywołują przepisy dotyczące bezpieczeństwa i higieny pracy, stosowane przez The Health and Safety Executive w Wielkiej Brytanii¹⁵. Także jako celowy wpływ państwa, gdzie regulacja ma ogólniejszy sens i obejmuje wszystkie działania państwa, które mają na celu wpływanie na interes publiczny lub zachowania społeczne oraz jako wszystkie formy społecznego lub gospodarczego oddziaływania ze strony państwa czy ze strony innych źródeł (np. rynków) poprzez różne mechanizmy wpływające na zmianę zachowań. Zdaniem tych autorów jednym z istotnych wkładów „teorii inteligentnych regulacji” w rozwój dyscypliny (*the theory of smart regulation*)¹⁶ było zwrócenie uwagi, że regulacje mogą być wykonywane nie tylko przez instytucje państwowe, ale przez wiele innych organizacji, w tym korporacje, organizacje branżowe, zawodowe, handlowe oraz organizacje wolontariackie.

Zdaniem R. Nagaja regulacja to te działania podejmowane przez władze państwowe lub instytucje regulacyjne, których celem jest niwelowanie lub naprawianie skutków ubocznych mechanizmu rynkowego oraz stanowienie ram prawnych, które będą usprawniały funkcjonowanie gospodarki. Zdaniem tego autora podstawowym zadaniem regulacji jest zastąpienie przez państwo zasad wolnej konkurencji na rynku przez wyspecjalizowane organy regulacyjne oraz stanowienie odpowiednich przepisów prawnych i norm¹⁷.

Z przytoczonych definicji wynika, że regulacja jest rodzajem interwencjonizmu państwa skierowanego na korygowanie mechanizmów rynkowych oraz zapewniają-

¹² K.E. Train, *Optimal regulation: the economic theory of natural monopoly*, The MIT Press, Cambridge, MA, 1991, s. 2–8.

¹³ P. Selznick, *Focusing organizational research on regulation*, [w:] R. Noll (red.), *Regulatory policy and the social sciences*, University of California Press, Berkeley, CA, 1985.

¹⁴ R. Baldwin, M. Cave, M. Lodge, *Understanding regulation: theory, strategy and practice*, Oxford University Press, Oxford 2011, s. 3.

¹⁵ The Health and Safety Executive (HSE) jest brytyjską agencją rządową odpowiedzialną za regulowanie i egzekwowanie przepisów BHP w miejscu pracy oraz za badania ryzyka zawodowego w Wielkiej Brytanii, odpowiednikiem polskiej Państwowej Inspekcji Pracy.

¹⁶ N. Gunningham, P. Grabosky, D. Sinclair, *Smart regulation: designing environmental policy*, Oxford University Press, Oxford 1998.

¹⁷ R. Nagaj, *Regulacja a konkurencja na rynku energii elektrycznej w Polsce*, [w:] D. Kopycińska (red.), *Regulacyjna rola państwa we współczesnej gospodarce*, Wydawnictwo Printgroup, Szczecin 2006, s. 263.

cego realizację gospodarczych, politycznych i społecznych priorytetów państwa. Istotne jest, że niemal wszyscy przywołani autorzy podkreślają istotną rolę państwa jako głównego inicjatora i beneficjenta regulacji. Taki pogląd głoszony był w czasach nowożytnych przez większość czołowych ekonomistów – A. Smith, D. Ricardo i M. Friedman opowiadali się za ograniczeniem roli państwa w życiu gospodarczym i traktowaniem regulacji jako narzędzia w rękach państwa korygującego działanie mechanizmów rynkowych, z kolei J.M. Keynes, J.G. Fichte czy P. Ashley¹⁸ opowiadali się za głębszą ingerencją państwa w gospodarkę przy użyciu różnych narzędzi regulacyjnych¹⁹.

Wszystkich przywołanych ekonomistów łączył jednak pogląd o konieczności (mniejszej lub większej) ingerencji państwa w neutralizację negatywnych skutków mechanizmów rynkowych. Stąd słuszna wydaje się konstatacja, że tradycyjna teoria regulacji zakłada, że zawodność mechanizmów rynkowych jest wystarczającym powodem interwencji państwa w funkcjonowanie sektorów sieciowych²⁰.

Oprócz korygowania czy niwelowania negatywnych skutków mechanizmów rynkowych rola państwa sprowadza się także do tworzenia norm prawnych usprawniających funkcjonowanie gospodarki oraz tworzenie wyspecjalizowanych instytucji regulacyjnych prowadzących nadzór nad sektorami o zmonopolizowanej strukturze rynkowej. Konkludując, można przywołać pogląd R. Nagaja²¹, że podstawowym zadaniem regulacji jest zastąpienie przez państwo zasad wolnej konkurencji na rynku przez wyspecjalizowane organy regulacyjne oraz stanowienie norm prawnych regulujących rynek.

W literaturze przedmiotu przywołuje się wiele argumentów przemawiających za stosowaniem interwencjonizmu państwowego w gospodarce i za aktywnym udziałem organów państwa w kreowaniu polityki gospodarczej danego kraju. Do najważniejszych można zaliczyć²²:

- niedoskonałości rynku i konkurencji związane z monopolizacją gospodarki i innymi czynnikami (niedoskonałą informacją, ograniczoną mobilnością czynników

¹⁸ Moim zdaniem duży wkład w prezentację zmieniającej się roli państwa w regulacji rynku na przykładzie handlu międzynarodowego wniósł P. Ashley, który opisał w swojej monografii kształtowanie się taryf i ceł w Niemczech, Stanach Zjednoczonych i Francji od rozpoczęcia rewolucji francuskiej do rozpoczęcia się I wojny światowej. Jego monografia stanowi najstarszą publikację, jaka została przywołana w niniejszej pracy z obszaru ekonomii regulacji, P. Ashley, *Modern tariff history – Germany, United States, France*, J. Murray Publishing, London 1910.

¹⁹ J.M. Keynes, *The general theory of employment, interest and money*, Palgrave Macmillan, London 1936; J.G. Fichte, *Zamknięte państwo handlowe i inne pisma*, przeł. P. Dybel, R. Marszałek, J. Nowotniak, R. Reszke, Wydawnictwo Aletheia, Warszawa 1996, s. 298.

²⁰ A. Lech, *Liberalizacja sektorów sieciowych – aspekty teoretyczne*, „Gospodarka w Praktyce i Teorii” 2011, nr 2 (29), s. 44.

²¹ R. Nagaj, *Regulacja a konkurencja...*, s. 263.

²² Z. Dach (red.), *Państwo a rynek we współczesnej gospodarce. Wybrane problemy*, PTE, Kraków 2008, s. 13, 14, cyt. za: A. Pach-Gurgul, *Jednolity rynek energii elektrycznej w Unii Europejskiej a bezpieczeństwo energetyczne Polski*, Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie, Kraków 2012, s. 48, 49.

- produkcji) prowadzące do nieprawidłowej alokacji zasobów gospodarczych oraz obniżania poziomu dobrobytu społecznego,
- występowanie negatywnych efektów w zakresie produkcji i konsumpcji, m.in. zanieczyszczenia środowiska naturalnego, wyczerpywania się surowców naturalnych,
 - istnienie dóbr publicznych (takich jak zapewnienie energii elektrycznej i ciepłej, ochrona zdrowia),
 - istnienie dóbr społecznie pożądaných (np. czystego środowiska naturalnego),
 - istnienie zbyt dużych, społecznie nieakceptowanych różnic w dochodowości,
 - nieuwzględnienie w decyzjach alokacyjnych zasobów czynnika czasu i interesu przyszłych pokoleń (np. wyczerpywanie się złóż naturalnych, postępująca degradacja środowiska).

Zdaniem A. Lecha argumenty przemawiające za nieskutecznością stosowania interwencjonizmu państwowego i mechanizmu regulacji w dochodzeniu do rozwiązań efektywnych (porównywalnych z wolną konkurencją), mieszczące się w nurcie badań koncentrujących się wokół problematyki działania mechanizmu regulacji, sformułować można następująco²³.

Organ regulacyjny (cenotwórca) stoi w obliczu problemu oszacowania prawdziwych kosztów monopolisty dla przedziału możliwych wielkości produkcji. Podczas ustalania cen regulowanych naturalny monopolista, w celu usprawiedliwienia wyższego poziomu cen, podlega „pokusie” zawyżenia swych kosztów przeciętnych. Z kolei niedoskonałość szacunków kosztów (wynikająca z ich zawyżenia) może być interpretowana jako brak pełnej informacji organów regulacyjnych na temat funkcjonowania przedsiębiorstwa monopolistycznego. Ograniczony zasób posiadanych przez państwo informacji uniemożliwia zatem efektywną regulację monopoli naturalnych.

Poddany regulacji monopolista traci motywację do obniżania kosztów²⁴. Gdyby agencja regulacyjna potrafiła zapewnić, aby równość ceny z kosztem przeciętnym była stale zachowana, każdy wzrost kosztów powodowałby wzrost ceny. Przedsiębiorstwo monopolistyczne nie miałoby wówczas żadnej motywacji, aby dbać o niski poziom kosztów.

Organy regulacyjne nie realizują interesu publicznego, jak to zakłada tradycyjna teoria regulacji, lecz interes przedsiębiorstw regulowanych. W tym sensie regulacja jawi się jako sposób ochrony firm działających w warunkach monopolu naturalnego przed negatywnymi dla nich skutkami konkurencji. Takie zachowanie przedsiębiorstw dążących do utrzymania pozycji monopolistycznej wyjaśnić można na gruncie teorii

²³ A. Lech, wyd. cyt., s. 45, 46.

²⁴ Z tym poglądem W.F. Samuelsona i S.G. Marksa akurat się nie zgadzam, ponieważ zastosowanie regulacji bodźcowej, do której należy regulacja typu RPI-X, stwarza realne możliwości osiągnięcia konkretnych korzyści dla przedsiębiorstwa regulowanego w zamian za redukcję kosztów, co zostało wykazane w dalszej części niniejszej pracy. Więcej w: W.F. Samuelson, S.G. Marks, *Ekonomia menedżerska*, PWE, Warszawa 2009, s. 486.

wyboru publicznego (*public choice theory*), w szczególności dwóch jej powiązanych ze sobą nurtów – teorii grup interesów (*public interest theory of regulation*) oraz teorii pogoni za rentą (*rent-seeking theory*). Wnioski płynące z obu nurtów teorii wyboru publicznego dostarczają silnych argumentów na rzecz liberalizacji sektorów sieciowych²⁵.

Administracja regulacyjna generuje wysokie koszty, które w ostatecznym rachunku muszą zostać przeniesione na ceny. Teoria biurokracji państwowej, stanowiąca element teorii wyboru publicznego, pozwala szerzej rozwinąć to stwierdzenie. N. Acocella stwierdza, że biurokracja wykazuje tendencję do generowania wysokich kosztów swojego funkcjonowania na skutek własnej nieefektywności. Wynika ona nie tylko z odmienności funkcjonowania administracji w porównaniu z klasyczną działalnością produkcyjną, ale również z charakteryzujących działania państwa: trudności pomiaru wyników pracy urzędników, nieokreśloności stosowanej technologii oraz wielkości celów. Co więcej, biurokracja państwowa bardzo często kładzie nadmierny nacisk na jakość, co jest wynikiem znaczenia opinii ekspertów, najczęściej niezainteresowanych kosztami produkcji dóbr i usług²⁶. Menedżerowie zatrudnieni w prywatnych korporacjach mogą liczyć na udział w zyskach, generowanych przez poprawę efektywności przedsiębiorstw, podczas gdy płace biurokratów nie muszą być związane z poprawą efektywności działania instytucji przez nich reprezentowanych²⁷.

Konkludując, można stwierdzić, że w gospodarce regulacja jest najczęściej wprowadzana wtedy, gdy zawodzą mechanizmy rynkowe w doprowadzeniu do zrównoważenia popytu i podaży w sprawiedliwym, czyli ekonomicznie uzasadnionym rozkładzie korzyści i nakładów, a także w sytuacji, gdy zachodzi konieczność ochrony interesu publicznego. Prawidłowa regulacja związana z kontrolą państwa ma na celu zapewnienie prawnych warunków działania podmiotom gospodarczym związanym z przestrzeganiem zasad konkurencji, ochroną zasobów surowcowych, ograniczeniem działalności szkodliwej dla środowiska lub zdrowia, a jednocześnie ma zapewnić niezbędne dochody dla budżetu państwa²⁸.

Według K. Tarchalskiego w praktyce możemy wyróżnić dwa rodzaje regulacji – pożądaną i zbędną²⁹. Pierwszym rodzajem jest regulacja pożądana, która wzmacnia instytucje rynku i konkurencję, a w konsekwencji sprzyja wzrostowi gospo-

²⁵ W polskiej literaturze przedmiotu syntetycznym ujęciem dorobku teorii wyboru publicznego jest m.in. publikacja: J. Wilkin (red.), *Teoria wyboru publicznego. Wstęp do ekonomicznej analizy polityki i funkcjonowania sfery publicznej*, Scholar, Warszawa 2005.

²⁶ N. Acocella, *Zasady polityki gospodarczej*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2002, s. 251, cyt. za: A. Lech., wyd. cyt., s. 46.

²⁷ D.C. Mueller, *Public choice III*, Cambridge University Press, Cambridge 2003, s. 363, cyt. za: A. Lech., wyd. cyt., s. 47.

²⁸ A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, B. Zalewski, *Regulacja energetyki w Polsce*, Wydawnictwo Adam Marszałek, Warszawa–Toruń 2000, s. 12.

²⁹ K. Tarchalski, *Podatkowa i regulacyjna rola państwa w alokacji zasobów a dobrobyt*, Wydawnictwo KUL, Lublin 2006, s. 96.

darczemu. W efekcie kreuje ona warunki umożliwiające wydajny obrót gospodarczy, korektę negatywnych lub względnie pozytywnych zewnętrznych skutków wymiany rynkowej. Regulacja pożądana oparta jest przede wszystkim na respektowaniu zasad prawa i wzmocnieniu jego poszanowania. Regulacja pożądana może obejmować m.in.:

- zapewnienie bezpieczeństwa życia i zdrowia,
- monitorowanie działalności monopolii,
- ochronę praw własności,
- przeciwdziałanie próbom ograniczenia konkurencji krajowej i zagranicznej, a przede wszystkim przeciwdziałanie wszelkim próbom utrudnienia wejścia na rynek i zejścia z rynku lub monopolizacji produkcji i handlu,
- ochronę środowiska naturalnego,
- egzekwowanie stosowania standardów rachunkowości oraz standardów i norm technicznych.

Drugi rodzaj regulacji to regulacja zbędna (nadmierna), która jest regulacją szkodliwą i w rezultacie osłabiającą instytucje rynku oraz wzrost gospodarczy.

Regulacja ponadto może mieć charakter normatywny i pozytywny. W pierwszym przypadku podnosi się kwestię, czy i kiedy państwo powinno ingerować. W drugim przypadku podnosi się kwestię, z wykorzystaniem jakich narzędzi ingerencja państwa powinna być realizowana. Według teorii regulacji normatywnej ustawodawca powinien podejmować decyzje regulacyjne po przeprowadzeniu analizy stanu faktycznego, która ma na celu sprawdzenie, czy występuje niesprawność rynku. W przypadku jej występowania najpierw należy określić jej źródło i następnie przedstawić sposób interwencji państwa. Dodatkowo analiza w ramach regulacji normatywnej ma pomóc ustalić prawdopodobieństwo wystąpienia tzw. niesprawności regulacyjnej państwa. Ten podwójny test ma na celu potwierdzenie, że identyfikacja niesprawności rynku jest koniecznym, lecz niewystarczającym powodem do regulacyjnej interwencji organów państwa. Opisana dwuetapowa analiza została określona mianem podwójnego testu niesprawności rynku (*double market failure test*)³⁰.

Szczególnym sektorem podlegającym regulacji jest sektor infrastrukturalnych przedsiębiorstw użyteczności publicznej (*public utility industries*)³¹ działających głównie w warunkach monopolu naturalnego. W następnym podrozdziale zostanie podjęta próba wyjaśnienia, dlaczego właśnie ten sektor powinien podlegać interwencji państwa w ramach regulacji.

³⁰ A. Surdej, *Determinanty regulacji administracyjnoprawnych w oddziaływaniu państwa na gospodarkę*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Krakowie, Kraków 2006, s. 64.

³¹ W przypadku niniejszej pracy sektor użyteczności publicznej będzie rozpatrywany głównie w zakresie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną i ciepło oraz przesyłających i dystrybuujących energię elektryczną, ciepło oraz paliwo gazowe.

1.2. Istota regulacji sektora przedsiębiorstw użyteczności publicznej

1.2.1. Uwagi wstępne

Sektor użyteczności publicznej jest niezbędny do funkcjonowania współczesnego społeczeństwa i gospodarki każdego państwa. Obecnie kompletnie nieakceptowalne społecznie, politycznie i gospodarczo są np. przedłużające się przerwy w dostawie energii elektrycznej, ciepła, paliwa gazowego, wody, awarie połączeń telefonicznych lub internetowych, zanieczyszczenie wody, awaria systemu kanalizacyjnego lub wstrzymanie połączeń drogowych i kolejowych w wyniku awarii. Co więcej, usługi świadczone przez sektor użyteczności publicznej są usługami powszechnymi – każdego dnia niemal wszyscy mieszkańcy Ziemi korzystają przynajmniej z niektórych, jeśli nie ze wszystkich, zarówno bezpośrednio jako klienci detaliczni czy jako przedstawiciele korporacji biznesowych i innych organizacji, jak i pośrednio poprzez konsumpcję produktów i usług, które zostały wyprodukowane przy użyciu sektora użyteczności publicznej.

Dla wielu gospodarstw domowych na całym świecie wielkość ich średniego, rocznego dochodu przeznaczanego na zakup produktów i usług świadczonych przez sektor użyteczności publicznej w zakresie takich mediów, jak energia elektryczna, ciepło, gaz, woda, ścieki czy usługi telekomunikacyjne, jest znaczna i stale się zwiększa. Jak podaje C. Decker³², oszacowano, że w USA 4-osobowe gospodarstwo domowe wydaje na usługi użyteczności publicznej średnio ok. 4500 USD rocznie, co stanowi 7,2% całkowitych wydatków. W Wielkiej Brytanii z kolei oszacowano, że średnia cena gazu i energii elektrycznej płacona przez gospodarstwa domowe wzrosła w latach 2007–2013 na poziomie 20% w ujęciu realnym. Obecnie w wyniku aprecjacji cen energii wywołanych wzrostem koniunktury na świecie w wyniku zakończenia pandemii COVID-19 oraz szczególnie w Europie w wyniku wojny na Ukrainie wywołanej przez Rosję – ta dynamika liczy się już w setkach procent.

Poza gospodarstwem domowym, bezpieczne, niezawodne i o pożądanej jakości świadczenie usług użyteczności publicznej jest niezwykle ważnym czynnikiem przyczyniającym się do rozwoju społecznego i wzrostu gospodarczego każdego kraju. W większości krajów rozwiniętych wartość dodana sektora użyteczności publicznej w produkcie krajowym brutto (PKB) wynosi od 4–6%.

Usługi użyteczności publicznej są świadczone przez przedsiębiorstwa infrastrukturalne³³, które często zajmują pozycję monopolisty w ramach działalności gospodar-

³² C. Decker, wyd. cyt., s. 3–5.

³³ Warto wyjaśnić pojęcie przedsiębiorstwa infrastrukturalnego. Za takie przedsiębiorstwo można uznać podmiot gospodarczy dysponujący: aktywami rzeczowymi dużej wartości (czyli gruntami, budynkami i budowlami w postaci urządzeń i instalacji technicznych), wartościami materialnymi i prawnymi (w postaci patentów, licencji, aplikacji informatycznych), za pośrednictwem których wytwarzane są wyroby gotowe i świadczone są usługi zarówno dla masowego klienta indywidual-

czej w łańcuchu dostaw. W niektórych przypadkach jest to naturalny wynik relacji popytu i podaży czy poziomu generowanych kosztów, podczas gdy w innych przypadkach sytuacja rynkowa jest odzwierciedleniem decyzji polityki gospodarczej czy interesu publicznego danego państwa.

Przedsiębiorstwa tego typu i o takiej pozycji rynkowej mogą, jeśli nie podlegają regulowaniu, zachowywać się w sposób nieefektywny z punktu widzenia interesu publicznego oraz wykorzystywać swoją pozycję rynkową i siłę oddziaływania na różne dziedziny państwa (*position of power*) do nieuzasadnionego podnoszenia cen, blokowania wejścia na rynek konkurencyjnych przedsiębiorstw, obniżania jakości usług lub zaniechania inwestycji i wdrażania innowacji. Potencjał gospodarczy tego typu przedsiębiorstw, w połączeniu z charakterem usług użyteczności publicznej, od dawna jest przedmiotem pytań ze strony świata nauki czy decydentów rządowych różnego szczebla – jak najskuteczniej kierować i kontrolować poprzez regulacje zachowania przedsiębiorstw sektora użyteczności publicznej?

Z tego powodu właśnie regulacja sektora przedsiębiorstw użyteczności publicznej jest jednym z najstarszych obszarów badań nad regulacjami i od dłuższego czasu stanowi także przedmiot debaty w temacie roli państwa jako regulatora działalności gospodarczej. Dotychczasowe doświadczenia związane z regulacją tego sektora, które sięgają ponad 100 lat w USA, a od trzech do czterech dekad są także przedmiotem badań w wielu innych krajach rozwiniętych, stanowią bogate studium przypadku wyzwań regulacyjnych, które pojawiły się w obliczu zmian w obszarze procesów produkcyjnych (takich jak dezagregacja łańcucha wartości w przypadku niektórych monopolii (w kierunku rynku konkurencyjnego), zmian w obszarze technologii (w tym ogromnych zmian w platformach telekomunikacyjnych) oraz zmian w priorytetach politycznych (takich jak zyskujące znaczenie priorytety środowiskowe i klimatyczne w zakresie regulacji energetyki). Regulacje dotyczące sektora użyteczności publicznej implikują również wyzwanie, jakim jest zrównoważenie tradycyjnych celów regulacyjnych – zapewnienia efektywności i sprawiedliwości.

Według C. Deckera³⁴, wyjaśniając potrzebę regulacji sektora użyteczności publicznej, można także oprzeć się na normatywnym i alternatywnym podejściach do regulacji. Podejście normatywne zazwyczaj koncentruje się na osiąganiu konkretnych celów poprzez regulacje. Podejście to ma tendencję do przyjmowania szczegółowych założeń dotyczących stosowania regulacji oraz działania organów regulacyjnych.

nego, jak i dla przedsiębiorstw czy innych organizacji. Przykładem infrastruktury technicznej służącej świadczeniu usług użyteczności publicznej polegających na dostarczaniu paliwa gazowego przez operatora dystrybucyjnego są np.: sieci gazociągów różnych ciśnień, stacje gazowe (np. redukcyjno-pomiarowe), tłocznie gazu, instalacje do regazyfikacji LNG, terminale LNG, podziemne magazyny gazu. Do infrastruktury technicznej służącej celom publicznym możemy także zaliczyć sieć torów kolejowych, drogi, mosty będące własnością przedsiębiorstwa lub znajdujące się w użytkowaniu tego przedsiębiorstwa na mocy umów z jednostkami administracji państwowej lub samorządu terytorialnego.

³⁴ C. Decker, wyd. cyt., s. 13.

Podejście normatywne zakłada, że organ regulacyjny dysponujący kompletnymi informacjami o odpowiedniej jakości oraz wykazujący się życzliwością i wrażliwością publiczną jest w stanie w pełni egzekwować swoje decyzje. Z kolei alternatywne podejście koncentruje się na wyjaśnieniu, dlaczego dany rodzaj regulacji może efektywnie istnieć w określonej formule w sektorze użyteczności publicznej.

Oba podejścia czerpią z rachunku ekonomicznego, a także wykorzystują wpływ czynników politycznych i prawnych.

1.2.2. Podejście normatywne do uzasadnienia regulacji sektora użyteczności publicznej

Konwencjonalna odpowiedź na pytanie, dlaczego sektor użyteczności publicznej w obszarze mediów powinien podlegać regulacji, powołuje się na ekonomiczne pojęcie monopolu naturalnego, podkreślając potencjalną nieefektywność takich struktur rynkowych, a także podkreślając bliską korespondencję pomiędzy sektorem użyteczności publicznej a naturalnym monopolem.

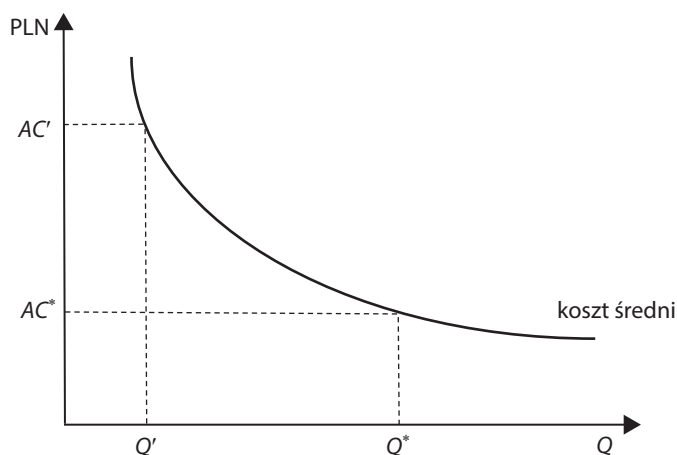
Przez pojęcie monopolu naturalnego rozumie się na ogół gałąź wytwórczą, w której wzrost produkcji powoduje obniżenie długookresowych kosztów przeciętnych i kosztów krańcowych w takim stopniu, że pojedyncza firma może opanować całą produkcję. Monopol naturalny definiuje się zatem jako sytuację ekonomicznej nieopłacalności podejmowania działalności przez konkurentów ze względu na zależność pomiędzy kosztami wejścia na rynek a skumulowanymi, oczekiwanymi zyskami³⁵. Wynika to z tego, iż większość z nich to tzw. monopole sieciowe, gdzie produkt lub usługa dostarczana jest z punktu A do punktu B za pośrednictwem systemu kabli (w przypadku energii elektrycznej) i systemu rurociągów (w przypadku paliwa gazowego, paliw płynnych, ciepła, wody i ścieków), w przypadku których stworzenie więcej niż jednej sieci na danym obszarze byłoby nieefektywne ekonomicznie i problematyczne technicznie³⁶.

Chociaż pojęcie monopolu naturalnego zmieniało się w czasie, wspólnym mianownikiem we wszystkich podejściach do zdefiniowania tej formy rynku jest konstatacja, że w pewnych warunkach najbardziej efektywna ekonomicznie jest sytuacja, w której jedno przedsiębiorstwo, a nie grupa przedsiębiorstw działających na danym rynku, wytwarza określony zestaw produktów. W większości przypadków sytuacja ta występuje wtedy, gdy wolumen produkcji w danym segmencie rynku obejmuje przeważającą część kosztów stałych.

³⁵ D.M. Newbery, *Privatization, restructuring and regulation of network utilities*, The MIT Press, Cambridge, MA, 1999, s. 27.

³⁶ W przypadku gazowych operatorów systemu dystrybucji posiadających funkcjonującą sieć gazociągów wraz z przyłączeniami w miastach, przedsiębiorstwo tego typu staje się monopolem naturalnym m.in. z powodów technicznych, ponieważ budowa konkurencyjnego systemu gazociągów pod eksploatowanymi od lat ulicami, chodnikami i innymi obiektami komunikacji drogowej byłaby bardzo utrudniona technicznie, a przede wszystkim wiązałaby się z ogromnymi nakładami na odtworzenie infrastruktury drogowej uszkodzonej w wyniku budowy sieci.

Wczesne koncepcje monopolu naturalnego koncentrowały się na przypadku pojedynczego produktu, w którym koszty średnie malały wraz ze wzrostem wolumenu na wszystkich poziomach produkcji. W tych okolicznościach na wszystkich poziomach popytu rynkowego jedno przedsiębiorstwo zaopatrujące rynek zawsze miałooby niższe średnie koszty niż konkurenci zaopatrujący różne segmenty rynku. Rysunek 1.1 ilustruje spadek średnich kosztów długoterminowych (AC) dla wszystkich poziomów wolumenu produkcji Q . Na prezentowanym wykresie średnie koszty AC^* (*industry average costs*) dla poziomu wolumenu produkcji Q^* są niższe niż dla wolumenu Q' , a nawet dla wszystkich poziomów produkcji niższych od Q^* (podczas gdy średnie koszty długoterminowe nadal spadają na wszystkich poziomach produkcji większych niż Q^*).



Rys. 1.1. Krzywa kosztów średnich w ekonomii skali

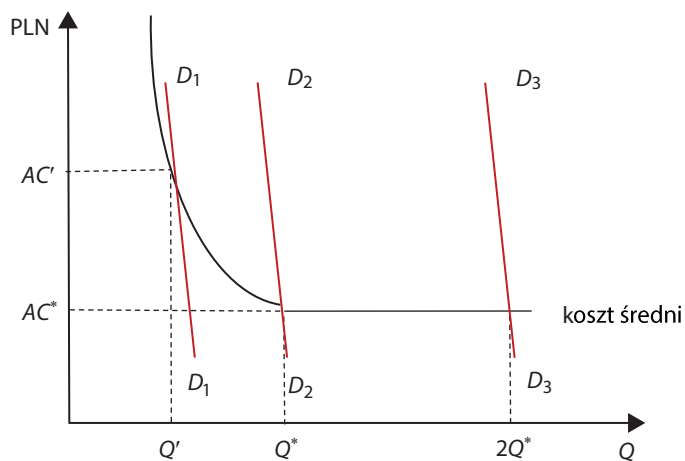
Źródło: opracowanie własne na podstawie C. Decker, wyd. cyt., s. 15.

Prezentowana koncepcja naturalnego monopolu koncentruje się w szczególności na elementach związanych z korzyściami wynikającymi z ekonomii skali w produkcji, w tym na ekonomii gęstości (*economies of density*)³⁷.

Badania potwierdziły tezę, że większość branż sektora użyteczności publicznej dostarcza w rzeczywistości nie jeden, a wiele produktów. Doprowadziło to do rozszerzenia pojęcia monopolu naturalnego o podejście zakładające, że w pewnych okolicznościach zaopatrywanie rynku przez jedno przedsiębiorstwo jest bardziej opłacalne niż zaopatrywanie rynku przez grupę konkurujących przedsiębiorstw. Przykładem

³⁷ Ekonomia gęstości jest pojęciem, którego istotą jest generowanie korzyści polegających na zmniejszeniu kosztów wynikających z bliskości przestrzennej dostawców lub osiąganie korzyści ekonomicznych z efektu gęstości zaludnienia umożliwiającego synergii w świadczeniu usług przez dostawców, co w konsekwencji prowadzi do niższych kosztów jednostkowych. Więcej w: *Economies of density definition*, www.encyclo.co.uk.

może być operator systemu dystrybucyjnego (OSD), który zapewnia dystrybucję gazu zarówno na duże odległości (np. do 100 km) gazociągami średniego ciśnienia, jak i za pośrednictwem przyłączy gazowych o krótkim zasięgu (np. do 1 km) i niskim ciśnieniu przy użyciu tej samej infrastruktury. W tym przypadku efektywne jest, aby OSD świadczył oba rodzaje usług i nie miał dwóch niezależnych dostawców rur – jednego dla rur do dystrybucji gazu o średnim ciśnieniu i drugiego dla rur do dystrybucji gazu o niskim ciśnieniu i małej średnicy. Należy zwrócić uwagę na kolejną kwestię w odniesieniu do pojęcia monopolu naturalnego. W zależności od kształtu krzywej kosztów średnich tylko dla pewnych poziomów wolumenu produkcji możliwe jest wystąpienie efektu ekonomii skali lub efektu ekonomii zasięgu. Sugeruje to, że dany sektor jest naturalnym monopolem, w zależności od wielkości rynku, na którym funkcjonuje. Na przykład, biorąc pod uwagę wielkość popytu na rynku w gęsto zaludnionych miastach, można przyjąć, że koszty sektora zostaną zminimalizowane za pomocą więcej niż jednego przedsiębiorstwa. Ten związek między popytem rynkowym a naturalnym monopolem przedstawiono na rys. 1.2.



Rys. 1.2. Wrażliwość monopolu naturalnego na popyt rynkowy

Źródło: opracowanie własne na podstawie C. Decker, wyd. cyt., s. 16.

W tym przypadku na poziomie produkcji niższym niż Q^* – takim jak Q' – średnie koszty gwałtownie spadają, a koszty sektora są minimalizowane, jeśli istnieje tylko jeden dostawca. Minimalny średni koszt osiąga się na poziomie wolumenu produkcji Q^* , a sektor pozostaje naturalnym monopolem zarówno w rejonie spadku średnich kosztów (tj. przed Q^*), jak i w przypadku, gdy krzywa średnich kosztów jest płaska do poziomu wolumenu $2Q^*$. Z wykresu wynika, że we wszystkich punktach pomiędzy Q^* a $2Q^*$, biorąc pod uwagę kształt krzywej kosztów średnich, jedno przedsiębiorstwo nadal generuje produkcję o najmniejszych kosztach. Oznacza to, że funkcja kosztu

jest subaddytywna (*subadditive*) na tych poziomach wolumenu produkcji³⁸. Jednakże, gdy poziom produkcji osiągnie $2Q^*$, sektor przestaje być naturalnym monopolem, ponieważ dwa przedsiębiorstwa mogą osiągnąć wolumen produkcji na poziomie Q^* przy takim samym średnim koszcie, jak w przypadku jednego przedsiębiorstwa.

Także zdaniem K.E. Traina istota monopolu wynika z dwóch źródeł – ekonomii skali i zasięgu³⁹.

Ekonomia skali i ekonomia zasięgu jako podejście normatywne

Ekonomia skali (*economies of scale*)⁴⁰ jest zjawiskiem, którego istotą jest czerpanie korzyści ekonomicznych przez przedsiębiorstwo na skutek zmniejszenia jednostkowych kosztów w wyniku wzrostu skali prowadzonej działalności operacyjnej mierzonej zwykle ilością wytworzonych produktów. Wraz ze wzrostem wolumenu produkcji Q koszty stałe przedsiębiorstwa⁴¹ rozkładają się na większy wolumen produkcji Q , co powoduje zmniejszenie się kosztu jednostkowego produktu. W ekonomii skali istotną rolę odgrywa więc struktura kosztów działalności podstawowej przedsiębiorstwa, charakteryzująca się istotnym udziałem kosztów stałych, które muszą być poniesione bez względu na to, ile jednostek konkretnego dobra zostanie wyprodukowanych oraz stosunkowo niskim poziomem kosztów krańcowych, związanych z dostarczeniem dodatkowej jednostki produkcji.

Wynika z tego, że działalność firm konkurencyjnych, produkujących na mniejszą skalę i po wyższych kosztach, staje się nieopłacalna, co w rezultacie eliminuje je z rynku. Dodatkową barierą wejścia potencjalnych konkurentów do danego sektora

³⁸ Subaddytywność (*subadditivity*) jest to na ogół konieczny i wystarczający warunek weryfikacji monopolu naturalnego, który oznacza, że produkcja realizowana tylko przez jedno przedsiębiorstwo jest tańsza pod względem średnich kosztów niż produkcja ułamka pierwotnej ilości przez taką samą liczbę przedsiębiorstw. Więcej w: M. Greer, *Electricity cost modeling calculations*, Elsevier, Amsterdam 2010.

³⁹ K.E. Train, wyd. cyt., s. 5–8.

⁴⁰ Zdaniem C. Deckera w niektórych opracowaniach omawiających zagadnienia monopolu naturalnego terminy „ekonomia skali” i „zwiększenie zwrotu z efektu skali” są używane jako synonimy. Jednakże pomimo powiązania, te dwa terminy powinny być traktowane rozłącznie. Zwiększenie zwrotu z efektu skali odnosi się do sytuacji, w której wszystkie nakłady są zwiększane o stałą kwotę, co prowadzi do proporcjonalnego wzrostu produkcji. Natomiast koncepcja ekonomii skali jest zagadnieniem szerszym i odnosi się do sytuacji, kiedy skala produkcji (*expansion of output*) przedsiębiorstwa prowadzi do obniżenia długoterminowych średnich kosztów produkcji. Więcej w: www.investopedia.com; C. Decker, wyd. cyt.

⁴¹ Koszty stałe są to koszty, których poziom jest stały i niezależny od zmian wolumenu produkcji (Q) w czasie. Przykładem takich kosztów są koszty pracy pracowników wynagradzanych ryczałtowo czy amortyzacja liniowa urządzeń produkcyjnych. W przypadku przedsiębiorstw energetycznych z sektora energetyki gazowej w strukturze kosztów stałych dominują koszty pracy istotnie zwiększane poprzez różnego rodzaju świadczenia pracownicze (płacowe i pozapłacowe) wynikające z przepisów wewnętrznych, a implikowane ciężkimi i niebezpiecznymi warunkami pracy.

jest występowanie tzw. kosztów utopionych (*sunk costs*)⁴² obejmujących najczęściej wydatki poniesione w przeszłości przez przedsiębiorstwo (czy też w momencie wejścia na rynek) głównie na prace badawczo-rozwojowe, pozyskiwanie zezwoleń i licencji, szkolenie pracowników, których nie jest w stanie odzyskać w chwili wyjścia z sektora. Koszty te są źródłem asymetrii pomiędzy przedsiębiorstwami już działającymi w danym sektorze a ich potencjalnymi konkurentami⁴³. Sytuacja ta umożliwia monopolistyczne zaspokojenie w sposób bardziej ekonomiczny nawet dla całej gospodarki popytu na dane dobro niż w sytuacji występowania większej liczby producentów na danym rynku, wytwarzających przy wyższych kosztach produkcji.

U podstaw korzyści skali mogą leżeć czynniki techniczne, organizacyjne lub czynniki powiązane ze stopniem kontroli rynku. Natomiast czynnikiem istotnie wzmacniającym efekt skali w warunkach monopolu naturalnego jest wymóg odpowiedniej lokalizacji przedsiębiorstwa lub niektórych elementów infrastruktury technicznej w miejscach największego skoncentrowania popytu na produkt. Przestrzenna lokalizacja infrastruktury technicznej musi być wysoce racjonalna, wolna od ich dublowania się, w celu uniknięcia wzrostu całkowitych kosztów produkcji.

W ramach monopolu naturalnego w długim okresie kształtowanie się kosztów produkcji pod wpływem wzrostu skali produkcji, np. przesył dodatkowych metrów sześciennych paliwa gazowego, przedstawia opadająca krzywa przeciętnych kosztów całkowitych K_{pc} , przybierająca przy odpowiedniej wielkości wolumenu produkcji Q charakterystyczny kształt litery U (rys. 1.3).

Z rysunku 1.3 wynika, że korzyści skali w postaci obniżenia się kosztów przeciętnych mogą występować w pewnym przedziale produkcji, a nie przy wszystkich jej rozmiarach. Po przekroczeniu określonego poziomu wolumenu produkcji Q_0 ekonomia skali nie występuje i może pojawić się dyseconomia skali, charakteryzująca się wzrostem długookresowych kosztów przeciętnych przy zwiększaniu się wolumenu.

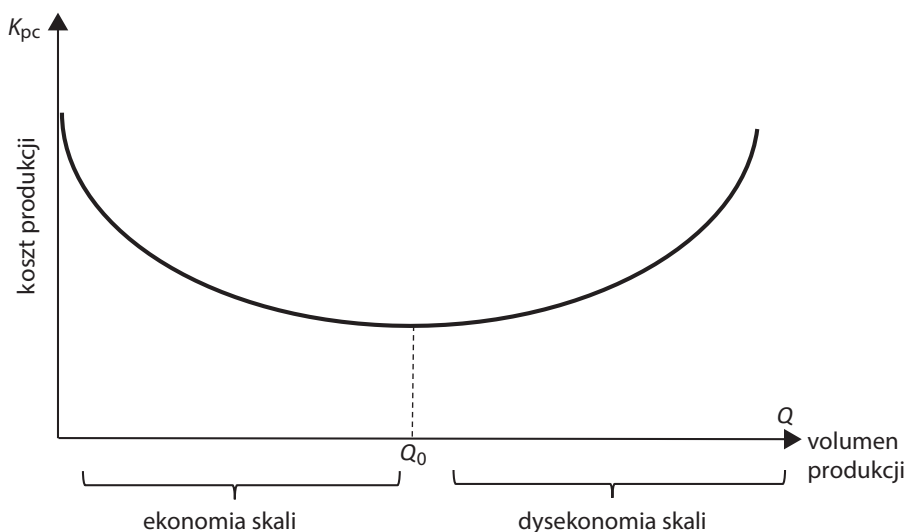
Egzystencja monopolu naturalnego zależy zatem od zakresu ekonomii skali w stosunku do wielkości zgłaszanego popytu na dane dobro. Zdaniem K.E. Traina w przypadku monopolu naturalnego należy rozpatrywać dwa scenariusze – dużego zasięgu ekonomii skali oraz ograniczonego zasięgu ekonomii skali⁴⁴.

Pierwszy scenariusz zaprezentowany na rys. 1.4 przedstawia sytuację, gdzie przeciętne koszty całkowite maleją na wszystkich poziomach produkcji, na którą istnieje popyt przy danej cenie rynkowej. Przy wolumenie produkcji Q_0 wyznaczonej przez krzywą popytu D przecinającą krzywą kosztu przeciętnego K_{pc} występuje korzyść skali – gdzie struktura rynku o cechach monopolu naturalnego ujawnia się bardziej zdecydowanie.

⁴² Więcej w: P.A. Samuelson, W.D. Nordhaus, *Ekonomia*, t. 2, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2007.

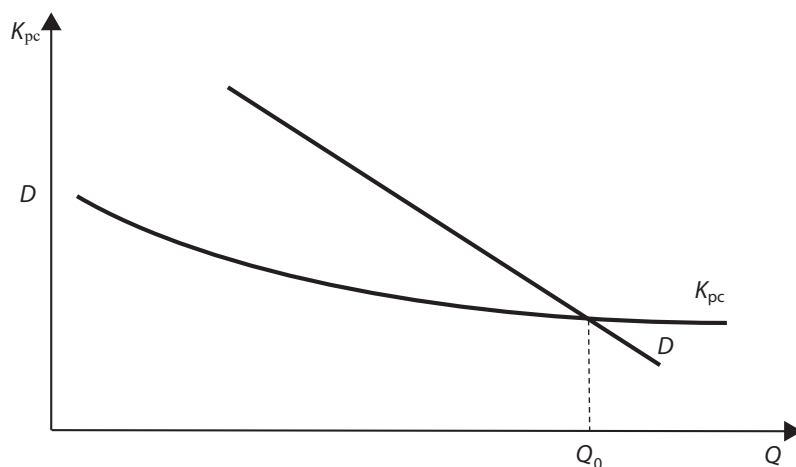
⁴³ J.E. Stiglitz, *Ekonomia sektora publicznego*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2004, s. 225.

⁴⁴ K.E. Train, wyd. cyt., s. 7.



Rys. 1.3. Ekonomia i dysekonomia skali

Źródło: opracowanie własne na podstawie K.E. Train, wyd. cyt., s. 6.



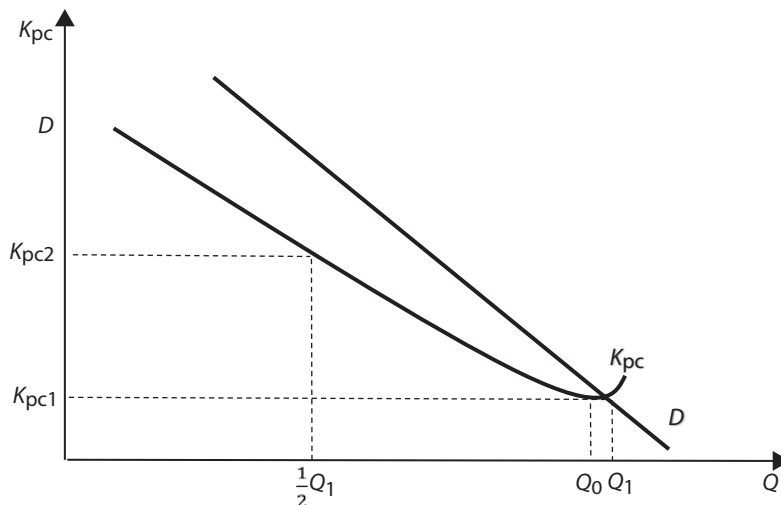
Rys. 1.4. Monopol naturalny w warunkach dużego zasięgu ekonomii skali

Źródło: opracowanie własne na podstawie K.E. Train, wyd. cyt., s. 7.

Drugi scenariusz został zaprezentowany na rys. 1.5, gdzie monopol naturalny ujawnia się mniej zdecydowanie w przypadku gdy ekonomia skali ma mniejszy zasięg.

Jak widać na rys. 1.4 i 1.5, korzyści wynikające z ekonomii skali występują do punktu Q_0 , po którego przekroczeniu następuje wzrost przeciętnych, całkowitych kosztów produkcji i tym samym dysekonomia skali. Pomimo to wolumen produkcji Q_1

wytwarzany przez jedno przedsiębiorstwo przy kosztach K_{pc1} jest mniej kosztotwórczy, niż gdyby był wytwarzany przez dwa przedsiębiorstwa. Przy założeniu, że cały wolumen produkcji Q_1 , na który istnieje popyt rynkowy, może zostać dostarczony przez dwa przedsiębiorstwa dzielące rynek między siebie po równo, każde z nich poniesie przeciętne koszty $K_{pc2} > K_{pc1}$.



Rys. 1.5. Monopol naturalny w warunkach ograniczonego zasięgu ekonomii skali

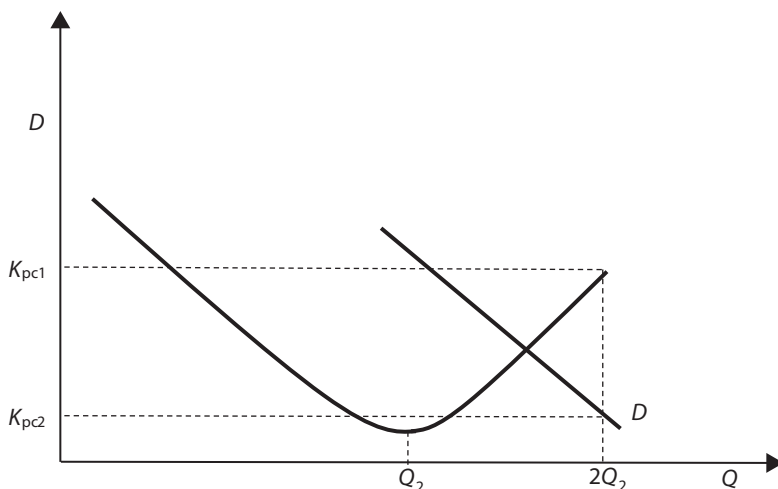
Źródło: opracowanie własne na podstawie K.E. Train, wyd. cyt., s. 7.

Podobna sytuacja wystąpi w przypadku, jeżeli dwa przedsiębiorstwa podzielą rynek między siebie nieproporcjonalnie, wtedy całkowity koszt przeciętny tych dwóch przedsiębiorstw będzie wyższy od kosztu K_{pc1} jednej firmy wytwarzającej wolumen produkcji zaspokajający całkowity popyt rynkowy. Niezależnie od proporcji podziału rynku między dwa przedsiębiorstwa, koszty całkowite dla wolumenu produkcji zaspokajającego popyt rynkowy byłyby wyższe niż przy założeniu wytworzenia tego wolumenu produkcji przez jedno przedsiębiorstwo. Omawiana sytuacja wskazuje na zasadność występowania struktury o cechach monopolu naturalnego. W praktyce może wystąpić także struktura rynku prezentowana na rys. 1.6, gdzie ekonomia skali ma zbyt mały zasięg w relacji do występującego popytu rynkowego. Wówczas monopol naturalny zanika, a w jego miejscu powstaje duopol naturalny.

W omawianym przypadku dwa przedsiębiorstwa mogą wytwarzać te same produkty – jedno z nich może wytwarzać wolumen produkcji Q_2 po najniższym przeciętnym koszcie produkcji K_{pc2} , drugie z kolei może wytwarzać wolumen produkcji $2Q_2$ po znacznie wyższym koszcie produkcji K_{pc1} .

Z kolei w sytuacji zaprezentowanej na rys. 1.7, kiedy ekonomia skali zostanie wyczerpana w relacji do występującego popytu rynkowego, pojawia się rynek o struk-

turze charakterystycznej dla rynku konkurencyjnego, gdzie kilka przedsiębiorstw wytwarza wolumen produkcji tego samego dobra – odpowiadający popytowi rynkowemu przy najniższych kosztach całkowitych. W związku z tym pojawia się konstatacja, iż rosnące korzyści skali są warunkiem dostatecznym, a nie koniecznym dla występowania monopolu naturalnego.



Rys. 1.6. Duopol naturalny

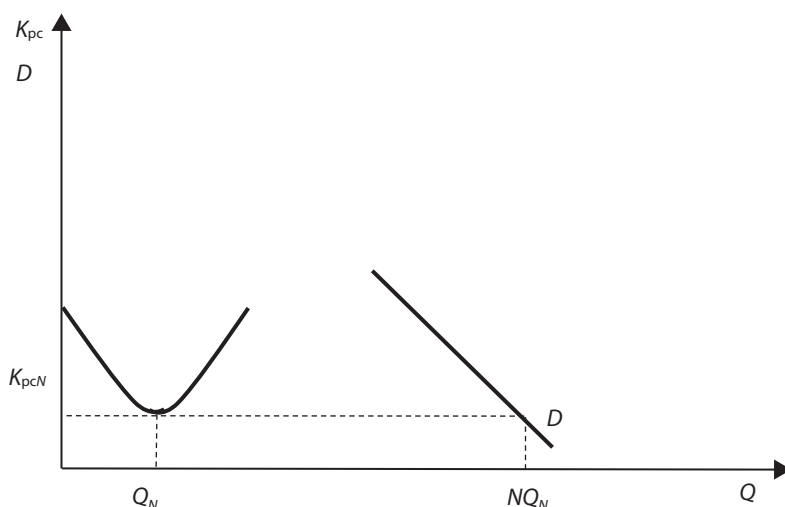
Źródło: opracowanie własne na podstawie K.E. Train, wyd. cyt., s. 7.

Jak już powiedziano, monopol naturalny może wynikać z ekonomii skali, a także z ekonomii zasięgu (*economies of scope*) w sytuacji, kiedy przedsiębiorstwo produkuje więcej niż jeden produkt⁴⁵. W świetle ekonomii zasięgu istnieje pewien określony wolumen danego produktu, dwóch lub większej liczby produktów, który może być produkowany przez jedno przedsiębiorstwo po niższych kosztach jednostkowych, niż w sytuacji, gdyby każdy z produktów był produkowany autonomicznie. Zarówno w przypadku ekonomii skali, jak i w przypadku ekonomii zasięgu możliwe jest występowanie monopolu naturalnego tylko dla określonych wolumenów produkcji.

Podczas gdy w przypadku ekonomii skali korzyści dla przedsiębiorstwa wynikają z redukcji średniego kosztu jednostkowego poprzez zwiększenie skali wolumenu produkcji dla pojedynczego typu produktu, korzyści wynikające z ekonomii zasięgu obejmują obniżenie średniego kosztu poprzez wytwarzanie kilku rodzajów produktów⁴⁶.

⁴⁵ Dotyczy to niektórych dóbr, których produkcja we wzajemnym powiązaniu jest mniej kosztowna niż produkcja autonomiczna każdego dobra z osobna.

⁴⁶ C.J. Panzar, D.R. Willig, *Economies of scope*, „The American Economic Review” 1981, vol. 71, no. 2, s. 268–272.



Rys. 1.7. Rynek konkurencyjny

Źródło: opracowanie własne na podstawie K.E. Train, wyd. cyt., s. 7.

W ramach ekonomii zasięgu możliwe jest funkcjonowanie przedsiębiorstw na konkretnych poziomach popytu rynkowego – np. koszty całkowite mogą zostać zminimalizowane, jeśli tylko jeden producent dostarcza dwa produkty przy niskim popycie rynkowym. Warunek ten nie utrzyma się natomiast na wyższym poziomie popytu.

Kwestia, czy sektor może być definiowany jako naturalny monopol, zależy od ogólnych kosztów produkcji w tym sektorze, biorąc pod uwagę właśnie korzyści skali i/lub korzyści zasięgu. Innymi słowy, naturalny monopol nie musi wykazywać korzyści skali (tj. malejących średnich kosztów) na wszystkich poziomach produkcji, ani dla wszystkich produktów, które wytwarza.

Przytoczone rozumowanie opiera się na pojęciu subaddytywności (*subadditivity*) funkcji kosztów produkcji oznaczającej, iż najniższe przeciętne koszty produkcji może osiągać jedno przedsiębiorstwo zaspokajające popyt rynkowy. W uproszczeniu można zakładać, że subaddytywność istnieje w przypadku, gdy dla danego wolumenu produkcji jednego lub większej liczby produktów całkowite koszty zostają zminimalizowane, jeżeli tylko jedno przedsiębiorstwo produkuje te produkty (a nie więcej), niezależnie od tego, w jakich proporcjach wolumen produkcji jest dzielony między te przedsiębiorstwa. Jeśli założymy, że q^1, q^2, \dots, q^m stanowią różne wektory wolumenów produkcji, które sumują się do poziomu Q w taki sposób, że całkowity wolumen produkcji jest definiowany jako $Q = \sum(q^1 + q^2 + \dots + q^m)$, następnie zakładając, że wszystkie przedsiębiorstwa mają identyczną funkcję kosztową, bardziej efektywne byłoby, gdyby jeden dostawca produkował Q , jeżeli spełniony jest następujący warunek:

$$C(Q) < C(q^1) + C(q^2) + \dots + C(q^m). \quad (1.1)$$

W równaniu (1.1) $C(Q)$ oznacza koszt całkowity wynikający z kumulacji produkcji wszystkich wolumenów, podczas gdy $C(q^1)$ jest kosztem produkcji tylko wolumenu produkcji q^1 . Jeżeli warunek ten jest spełniony, funkcja kosztu jest subaddytywna, co oznacza, że bardziej efektywne ekonomicznie dla jednego przedsiębiorstwa jest wytwarzanie skumulowanej produkcji Q niż produkcja wolumenów q^1 indywidualnie przez różne przedsiębiorstwa⁴⁷.

Aby zrozumieć istotę subaddytywności, należy przede wszystkim wziąć pod uwagę przypadek przedsiębiorstwa jednoproduktowego, w którym funkcja kosztu charakteryzuje się zmniejszeniem części kosztów średnich wraz ze wzrostem wolumenu produkcji do punktu, od którego średnie koszty rosną wraz ze wzrostem wolumenu produkcji. Oznacza to, że krzywa kosztów sektora jest w kształcie litery U. W tych okolicznościach, biorąc pod uwagę charakterystykę średnich kosztów, pożądany poziom wolumenu produkcji dla zaspokojenia popytu mógłby być potencjalnie wytwarzany przez jedno przedsiębiorstwo lub przez więcej niż jedno przedsiębiorstwo, którego indywidualne wolumeny produkcji łączą się, tworząc potencjał produkcji dla całego sektora. Jeżeli jedno przedsiębiorstwo mogłoby dostarczyć wolumen produkcji dla zaspokojenia całego popytu przy niższych średnich kosztach niż dwa lub więcej przedsiębiorstw, nawet jeśli część kosztów przedsiębiorstwa wzrasta, wówczas uznaje się, że jest to najbardziej efektywna struktura produkcji.

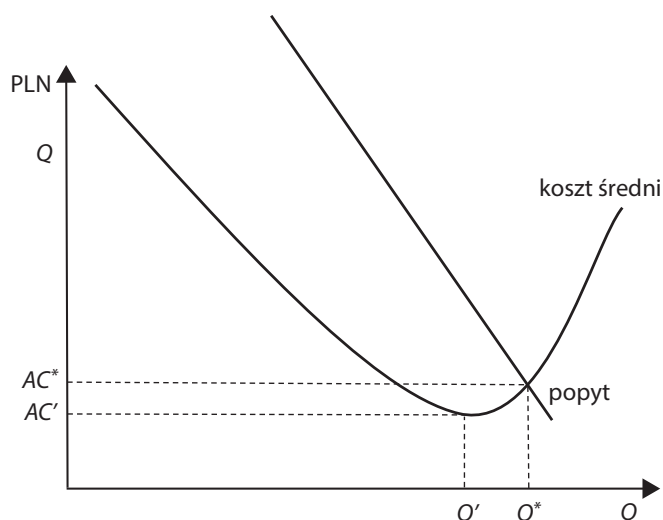
Na rysunku 1.8 odcinek AC^* oznacza średni koszt poniesiony w punkcie, w którym popyt przecina się z krzywą średnich kosztów na poziomie wolumenu Q^* . W tym momencie średni koszt produkcji jest wyższy niż minimalny średni koszt AC' , który jest osiągnięty na poziomie produkcji Q' . Pomimo tego, że efekt skali istnieje tylko do punktu Q' , a następnie mamy do czynienia z dysekonomią skali, i ponieważ zakłada się, że funkcja kosztów jest subaddytywna – to nadal najbardziej efektywna jest sytuacja, w której tylko jedno przedsiębiorstwo generuje poziom produkcji Q^* .

Powyżej zilustrowano sytuację, w której subaddytywna funkcja kosztów nie wymaga obecności ekonomii skali w całym zakresie produkcji (tj. w tym przypadku wolumen produkcji do punktu Q^*).

Analogiczne rozumowanie ma zastosowanie wtedy, gdy proces produkcji generuje kilka wyrobów lub usług. W tym przypadku, biorąc pod uwagę koszty związane z różnymi wyprodukowanymi produktami, skumulowane średnie koszty jednego przedsiębiorstwa produkującego wszystkie rodzaje produktów są niższe niż łączne koszty kilku przedsiębiorstw dostarczających różne kombinacje produktów. Spełnia to warunek naturalnego monopolu.

Z powyższego wynika, że powszechnie stosowaną, standardową definicją naturalnego monopolu jest struktura rynku, w której w zależności od zakresu popytu, funkcja kosztowa przedsiębiorstwa jest subaddytywna.

⁴⁷ Więcej w: C. Decker, wyd. cyt., s. 16–18.



Rys. 1.8. Subaddytywność bez ekonomii skali w pełnym zakresie produkcji

Źródło: opracowanie własne.

Dostrzeżenie problemu subaddytywności kosztów produkcji pozwoliło także na ujęcie monopolu naturalnego w świetle teorii rynków spornych. W.J. Baumol, J.C. Panzar i R.D. Willig stwierdzają, że monopol naturalny występuje w danej branży, jeżeli dla wszystkich wielkości wolumenu produkcji w danym przedziale funkcja kosztów jest subaddytywna⁴⁸.

Podejście normatywne do regulacji zapewniającej efektywność monopolu

W opinii C. Deckera istnieją także dwa istotne, normatywne podejścia regulacyjne zmierzające do zapewnienia efektywności sektora użyteczności publicznej działającego w ramach struktury monopolistycznej. Pierwsze z nich dotyczy zapewnienia tzw. efektywności alokacyjnej (*allocative efficiency*), czyli zdaniem A.T. Szablewskiego sukcesywnego przenoszenia na odbiorców korzyści wynikających z poprawy efektywności wewnętrznej przedsiębiorstwa, co w konsekwencji oznacza, że cena oferowanego produktu przez przedsiębiorstwo dokładnie informuje odbiorców o rzeczywistym poziomie pełnych, ekonomicznych kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo⁴⁹. W przypadku efektywności alokacyjnej regulacja cen opiera się na dążeniu do maksymalizacji całkowitej nadwyżki i dobrobytu gospodarczego.

⁴⁸ W. Baumol, J. Panzar, R. Willig, *Contestable markets and the theory of industry structure*, Harcourt Brace Jovanovic, New York 1982.

⁴⁹ A.T. Szablewski, *Geneza i rozwój modelu regulacji cen RPI-X*, „Studia Ekonomiczne – Economic Studies” 2013, nr 4 (LXXIX), s. 521.

Drugie podejście dotyczy zapewnienia tzw. efektywności produkcyjnej (*productive efficiency*), w przypadku której głównym uzasadnieniem regulacji jest kontrola wejścia do danego sektora przemysłu (ryнку) w celu uniknięcia nieefektywności kosztowej w obszarze kosztów stałych lub uniknięcia wejścia na rynek przez przedsiębiorstwa, które nie oferują nowych produktów lub technologii produkcyjnych, a powodem wejścia na rynek jest tylko chęć obsługi wybranej grupy najbardziej dochodowych klientów (*cream-skimming*). Wynika z tego, że standardowa procedura regulacyjna, w ramach struktury naturalnego monopolu, może polegać na ograniczeniu wejścia na rynek, tak aby funkcjonowało na nim tylko jedno przedsiębiorstwo, a jednocześnie na nałożeniu na to przedsiębiorstwo regulacji cen zapewniających osiągnięcie efektu maksymalizacji dobrobytu gospodarczego⁵⁰.

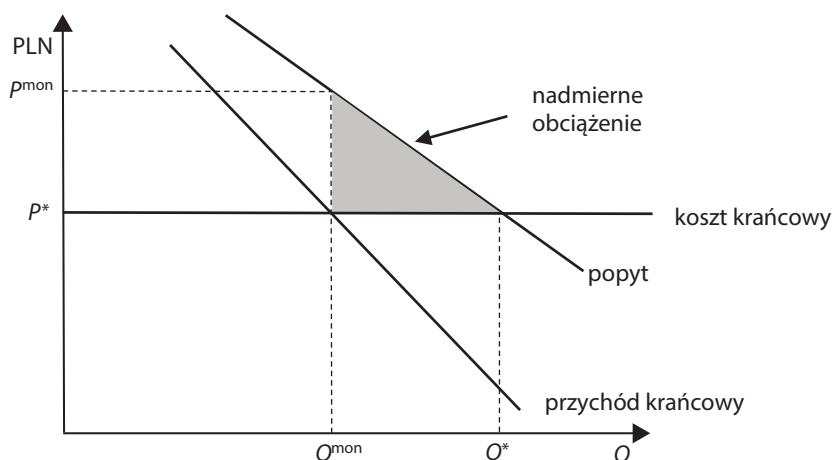
Ważnym, konwencjonalnym uzasadnieniem ekonomicznym dla regulacji sektora użyteczności publicznej jest rozwiązanie problemu efektywności alokacyjnej. W ogólnym ujęciu efektywność alokacyjną można zdefiniować jako alokację produktów w sposób zapewniający, że marginalna korzyść, jaką odbiorcy czerpią z konsumpcji dodatkowej jednostki produkcji, jest równa krańcowym kosztom wytworzenia tej dodatkowej jednostki. Miara względnej efektywności alokacyjnej jest zazwyczaj definiowana w kategoriach nadwyżki całkowitej, czyli sumy nadwyżki konsumentów i zysku producentów na danym poziomie produkcji. Nadwyżkę całkowitą można także skwantyfikować jako różnicę pieniężną pomiędzy kwotami netto konsumpcji produktu pomniejszoną o koszty produkcji lub zdefiniować w innym ujęciu jako różnicę pomiędzy obszarem poniżej krzywej popytu, ale powyżej krzywej kosztów krańcowych dla danego poziomu wolumenu produkcji.

Zgodnie z podejściem mikroekonomicznym standardowy warunek maksymalizacji zysku dla monopolu naturalnego obejmuje wielkość produkcji, dla której jej marginalne dochody zrównują się z kosztami krańcowymi. Zakładając, że monopol stoi w obliczu pochyłej, liniowej krzywej popytu, oznacza to, że wolumen produkcji jest niższy, a ceny wyższe niż na rynku konkurencyjnym, na którym ceny są teoretycznie ustalone na poziomie kosztów krańcowych, uzyskując tym samym efektywność alokacyjną.

Zilustrowano to na rys. 1.9, gdzie przy założeniu stałych kosztów krańcowych, P^* oraz Q^* stanowią cenę oraz wolumen produkcji odpowiadający konkurencji doskonałej, a P^{mon} i Q^{mon} stanowią cenę oraz wolumen produkcji odpowiadający monopolowi. Odchylenie między poziomem wolumenu produkcji i ceny na rynku monopolistycznym a tym na rynku konkurencyjnym jest określane jako nieefektywność alokacyjna monopolu i prowadzi do powstania tak zwanego nadmiernego obciążenia (*dead-weight loss*)⁵¹.

⁵⁰ C. Decker, wyd. cyt., s. 19.

⁵¹ W ekonomii nadmierne obciążenie (*deadweight loss* – znane również jako *excess burden*) jest miarą utraconej efektywności ekonomicznej w przypadku, gdy nie jest produkowana społecznie optymalna ilość wyrobów lub usług danego rodzaju. Nieoptymalny wolumen produkcji może wynikać m.in. ze stosowania cen monopolistycznych. Zob. www.investopedia.com.



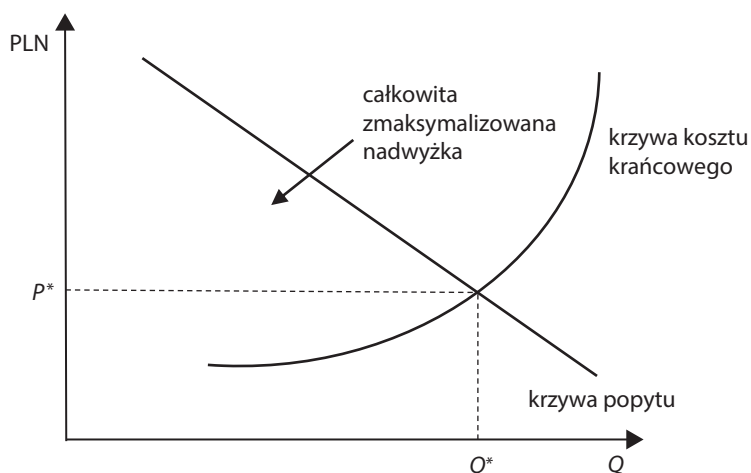
Rys. 1.9. Nieefektywność alokacyjna monopolu

Źródło: opracowanie własne.

Z kolei najbardziej efektywny wydaje się wynik, w którym całkowita nadwyżka zostaje zmaksymalizowana. Taka sytuacja występuje, gdy obszar między krzywą popytu a krzywą kosztów krańcowych jest największy dla danego poziomu popytu i kosztów krańcowych. Standardowe rozumowanie sugeruje, że całkowita nadwyżka zostanie zmaksymalizowana przez wybór poziomu produkcji, w którym ceny są ustalane na poziomie kosztu krańcowego oraz w którym przedsiębiorstwo będzie generować najmniej kosztotwórcze strumienie w ramach procesu produkcji. Zilustrowano to na rys. 1.10, na którym obszar pod krzywą popytu, ale powyżej krzywej kosztów krańcowych, jest największy. Jest to maksymalna nadwyżka, jaką można uzyskać w ramach regulacji polityki cenowej (gdzie cena jest równa kosztom krańcowym), dlatego zwana jest „pierwszą najlepszą” (*first-best*). Każda dodatkowa jednostka wolumenu produkcji implikuje gotowość konsumentów do zapłacenia za jednostkę po tej cenie.

Jednak, jak wspomniano, produkcja w sektorze użyteczności publicznej obejmuje dużą część kosztów stałych. W tych okolicznościach regulator może starać się dążyć do uzyskania ceny „pierwszej najlepszej” instrumentami administracyjnymi. W szczególności, jeżeli przedsiębiorstwo jest zmuszone administracyjnie (tj. rozporządzeniem regulacyjnym) do ustalenia jednolitej ceny dla całej swojej produkcji, która jest równa kosztom krańcowym (w celu maksymalizacji efektywności alokacyjnej). Taki stan rzeczy nie będzie możliwy do utrzymania w perspektywie długoterminowej, ponieważ przedsiębiorstwo nie odzyska poniesionych kosztów stałych w ramach realizowanej produkcji.

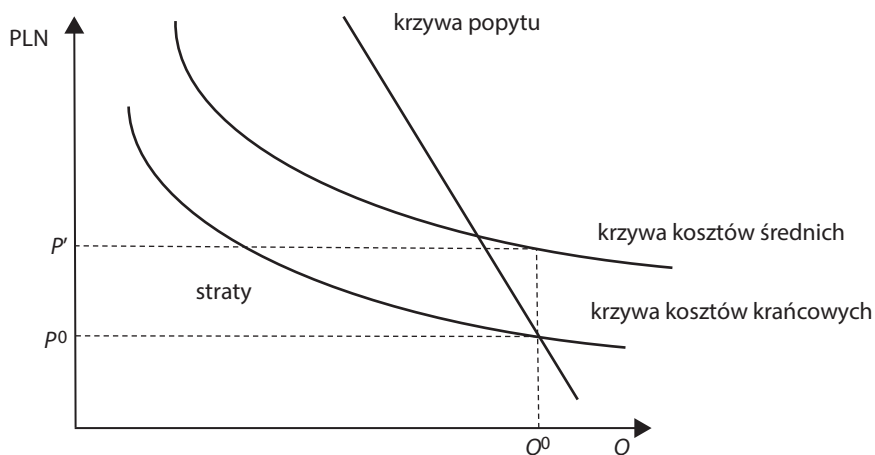
Na rysunku 1.11 ukazano straty, które mogą potencjalnie powstać, jeżeli przedsiębiorstwo użyteczności publicznej generujące w dużej części koszty stałe jest zobowiązane do ustalenia ceny „pierwszej najlepszej” (tj. ceny równej kosztom krańcowym).



Rys. 1.10. Całkowita nadwyżka zmaksymalizowana: podejście cenowe *first-best*

Źródło: opracowanie własne.

W tym przypadku zaznaczony obszar prezentuje straty poniesione przez przedsiębiorstwo, jeżeli jest ono zobowiązane do ustalenia cen równych kosztom krańcowym (P^0), a nie w oparciu o koszt średni (P'), co pozwoliłoby na odzyskanie zarówno poniesionych kosztów stałych, jak i kosztu krańcowego dla danego wolumenu produkcji Q^0 .



Rys. 1.11. Potencjalne straty powstałe na skutek podejścia cenowego *first-best*

Źródło: opracowanie własne.

Podczas gdy potrzeba regulacji cen w celu rozwiązania problemu nieefektywności alokacyjnej staje się konwencjonalnym argumentem dla regulacji sektora użyteczności publicznej, zdaniem C. Deckera istnieją przykłady empiryczne sugerujące, że w praktyce regulacyjnej sektora użyteczności publicznej nie koncentrowano się wyłącznie na wdrażaniu struktur cenowych mających na celu osiągnięcie efektywności alokacyjnej. Na przykład stosowanie cen Ramseya-Boiteux lub innych formuł cen nieliniowych, które mogą w praktyce poprawić efektywność alokacji, generalnie nie zostało zaakceptowane przez organy regulacyjne głównie z powodu ograniczeń informacyjnych.

Drugim istotnym, normatywnym podejściem regulacyjnym zmierzającym do zapewnienia efektywności sektora użyteczności publicznej działającego w ramach struktury monopolistycznej jest mechanizm blokady wejścia na rynek dla wielu przedsiębiorstw, opierający się na założeniu, że rynek może być wydajny (czyli może cechować się niższymi kosztami całkowitymi, a w konsekwencji niższymi średnimi cenami) tylko dla jednego dostawcy w celu świadczenia odpowiednich usług czy produkcji wyrobów.

Jeden z argumentów zakładający, że regulacje powinny ograniczać wejście do sektora przemysłu o naturalnych cechach monopolistycznych, odnosi się do potencjalnej nieefektywności związanej z multiplikowaniem kosztów stałych, w ramach których konkurencyjne przedsiębiorstwa starają się konkurować ze sobą. Jeśli się weźmie pod uwagę specyfikę kosztów stałych, dopuszczenie konkurencji w omawianym sektorze może zmniejszyć efektywność procesów produkcji każdego z konkurentów, ponieważ będzie wymagało wygenerowania przez każde z przedsiębiorstw grupy kosztów stałych w ramach procesu produkcji. W takich okolicznościach regulacje ograniczające wejście na rynek mogą pomóc w zwiększeniu efektywności produkcyjnej, unikając sytuacji powielania kosztów produkcji w ramach jednej branży.

Bardziej kontrowersyjnym uzasadnieniem regulacji wejścia na rynek jest teza, że konkurencja na rynku o cechach monopolistycznych może w pewnych okolicznościach prowadzić do zmienności cen i tym samym niestabilności na rynku. Destrukcyjny charakter konkurencji może pojawić się w warunkach, w których część kosztów stałych utopionych (*sunk costs*) stanowi istotną część kosztów całkowitych, w przypadku gdy występują okresy znacznych nadwyżek zdolności produkcyjnych i gdy koszty krańcowe są niższe od średnich kosztów przez dłuższy okres.

W tych warunkach, jeżeli wejście na dany rynek jest niczym nieograniczone w odniesieniu do całości lub części działalności produkcyjnej przedsiębiorstwa, to, w miarę wyczerpywania się zdolności produkcyjnych, może dojść, przy stosunkowo nieelastycznym popycie, do dużego wzrostu cen przez dłuższy okres – zanim nowe zdolności produkcyjne zostaną oddane do użytku. Perspektywa stosowania cen znacznie przekraczających koszty może być więc zachętą dla nowych przedsiębiorstw do wejścia na rynek i w warunkach ograniczonej podaży może tym samym zachęcić do budowy przez nie nowych zdolności produkcyjnych. W sytuacji, gdy nowe moce

produkcyjne zostaną uruchomione i branża ponownie znajdzie się w sytuacji nadwyżki mocy produkcyjnych, a ceny będą zrównywać się z poziomem kosztów krańcowych w wyniku intensyfikacji konkurencji na rynku, spowoduje to falę bankructw konkurujących przedsiębiorstw.

Z tego wynika, że konkurencja w opisanych warunkach stwarza sytuację niestabilności pod względem zarówno cen konsumpcyjnych, jak i zysków generowanych przez producentów. W takim kontekście argumentacja o konieczności regulacji w formie ograniczenia wejścia na rynek w celu zapewnienia tzw. efektywności produkcyjnej objawiającej się dążeniem regulatora do zapewnienia stabilności, ochrony konsumentów i przedsiębiorstw przed skutkami intensywnej i destrukcyjnej konkurencji – wydaje się zasadna.

Pojawił się także argument mówiący o tym, że w pewnych okolicznościach wejście na rynek o strukturze naturalnego monopolu konkurencyjnych przedsiębiorstw, które nie oferują nowych produktów i nie gwarantują implementacji nowych technologii czy poprawy wydajności produkcji, może być nieefektywne i społecznie nieakceptowalne. W szczególności w przypadku poniesionych nakładów i kosztów związanych z inwestycjami o dużej skali, które to nakłady i koszty docelowo należy odzyskać od wszystkich klientów tworzących popyt na danym rynku.

Problematyka ta została dostrzeżona w badaniach empirycznych w zakresie tzw. zrównoważonego monopolu naturalnego (*sustainability of natural monopoly*) i w zakresie tzw. zrównoważonych cen (*sustainable prices*)⁵² za usługi świadczone przez przedsiębiorstwa będące naturalnymi monopolistami.

W ramach paradygmatu naturalnego monopolu spadek krzywej średnich kosztów dla wszystkich poziomów produkcji przedsiębiorstwa zawsze będzie możliwy, jeśli przedsiębiorstwo, w celu zniechęcenia konkurentów do wejścia na rynek, proponuje cenę, w ramach której krzywa średnich kosztów przecina się z krzywą popytu. Jednakże gdy krzywa średnich kosztów nie zmniejsza się dla wszystkich poziomów produkcji, to nawet w przypadku jednego produktu powstaje możliwość wejścia na rynek konkurencyjnych przedsiębiorstw w celu obsługi tylko tej części rynku, gdzie cena jest wyższa od średnich kosztów.

Zaprezentowana praktyka zwana *cream skimming* powoduje skupienie się przedsiębiorstwa tylko na usługach najbardziej rentownych, pozostawiając mniej rentowne usługi przedsiębiorstwu zasiedzialemu. Jednakże ze względu na to, że ten rodzaj selektywnego wejścia na rynek może spowodować istotne pogorszenie się sytuacji finansowej przedsiębiorstwa zasiedzialego będącego naturalnym monopolom, regulacje tego typu uznano za konieczne w celu ochrony naturalnego monopolu.

⁵² Zrównoważona cena nie zapewnia możliwości rentownego wejścia na rynek dla przedsiębiorstw, które oferują te same produkty i usługi co przedsiębiorstwo zasiedziałe i cechują się taką samą funkcją kosztów jak naturalny monopol, ale umożliwia naturalnemu monopolowi zaspokojenie całego popytu rynkowego i zaoferowanie odbiorcom portfela produktów pozwalającego na osiągnięcie godziwego zysku.

Pomimo ekonomicznych przesłanek uzasadniających tego typu regulację sektora użyteczności publicznej wzbudza one duże kontrowersje. Wielu ekonomistów opowiada się za zachowaniem ostrożności w ograniczaniu wejścia na tego typu rynek, twierdząc, że ograniczenia utrudniają poprawę efektywności procesów przedsiębiorstwa oraz hamują presję ze strony rynku na przyjęcie nowych technologii lub narzędzi redukcji kosztów⁵³.

Inne podejścia normatywne do regulacji monopolu naturalnego

Kolejny zestaw argumentów normatywnych uzasadniających konieczność regulacji sektora użyteczności publicznej opiera się na założeniu, iż w wielu przypadkach – albo w wyniku ograniczeń wejścia na rynek, albo ze względu na poziom i strukturę kosztów, albo ze względu na aspekty technologiczne – może istnieć tylko jeden dostawca usług użyteczności publicznej, który jako operator ma odpowiednią motywację i zdolność do wykorzystania swojej pozycji dominującej na rynku. Dostawca ten może np. ustalać ceny znacznie powyżej kosztów całkowitych, obniżać jakość lub nie reagować na nieefektywność procesu produkcji. Aby zapobiec tym procederom, konieczne są regulacje w formie kontroli cen oraz innych przepisów o charakterze behawioralnym (np. odnoszącym się do kwestii jakości). Z tego podejścia wynika, że istotnym argumentem przemawiającym za regulacją monopolu jest nie dążenie do zapewnienia efektywnych cen, ale przede wszystkim kontrola zachowania przedsiębiorstwa, tak aby nie szkodziło ono odbiorcom, albo poprzez pobieranie zawyżonych opłat, które w znacznym stopniu przewyższają poziom kosztów działalności, albo poprzez pogorszenie jakości lub brak inwestycji i innowacji.

Zasadniczo przywołane argumenty odnoszą się do obaw przed wykorzystywaniem przez przedsiębiorstwo monopolistyczne jego dominującej pozycji na rynku. Takie uzasadnienie regulacji niejako wyjaśnia, dlaczego obecnie można zaobserwować działania regulatorów w sektorze użyteczności publicznej (*the public utility industries*), które nie mają cech naturalnego monopolu (np. wytwórcy i dystrybutorzy energii elektrycznej), a które w pewnych okolicznościach podlegają regulacji cen w przypadku, gdy istnieje konkurencja na rynku.

Regulacja oparta na potrzebie zapobiegania przed nadużywaniem władzy jest zdaniem C. Deckera także odpowiedzią na potrzebę zapobiegania przed zjawiskiem tzw. wstrzymania (*hold-up*). W ekonomii „wstrzymanie” następuje w sytuacji, w której albo przedsiębiorstwo użyteczności publicznej, albo jego klienci dokonują inwestycji lub ponoszą inne wydatki na podstawie oczekiwań dotyczących przyszłego zachowania drugiej strony. Zdarza się, że druga strona z kolei działa oportunistycznie, wykorzystując fakt dokonania inwestycji.

Przedsiębiorstwa użyteczności publicznej ponoszą w ramach działalności inwestycyjnej znaczne wydatki kapitałowe w ramach realizacji długoterminowych inwestycji w majątek sieciowy (np. sieci przesyłowe, dystrybucyjne, inne obiekty systemowe

⁵³ Więcej w: C. Decker, wyd. cyt., s. 19–23.

i kubaturowe), przyjmując założenie utrzymania trwałego popytu na świadczone usługi, który zagwarantuje przychody i zyski pozwalające przedsiębiorstwu na osiągnięcie zwrotu z zainwestowanego kapitału. Jednocześnie odbiorcy usług użyteczności publicznej także podejmują decyzje biznesowe w oparciu o oczekiwania dotyczące przyszłego postępowania przedsiębiorstwa monopolistycznego – choćby decydując o wyborze źródła energii (np. gaz ziemny czy OZE) planowanego do wykorzystania w ramach nowej inwestycji. W tym kontekście regulacja postrzegana jest jako metoda ochrony, narzędzie neutralizujące oportunistyczne zachowania każdej ze stron po dokonaniu inwestycji.

Uzasadnienie dla regulacji w celu kontroli siły oddziaływania rynkowego monopolu opiera się również na argumentach dotyczących efektywności kosztowej. W szczególności podnosi się argument mówiący o tym, że ponieważ monopolista nie stoi w obliczu zagrożenia konkurencją, może produkować, ponosząc wyższe koszty niż przedsiębiorstwa działające na konkurencyjnych rynkach (które stale są przymuszane do obniżania kosztów w celu poprawy rentowności i utrzymania konkurencyjności).

Istnieją co najmniej trzy potencjalne przyczyny nieefektywności kosztów. Pierwszą przyczyną jest nieefektywność techniczna, która odnosi się do sposobu łączenia różnych nakładów (takich jak kapitał i robocizna) w procesie produkcyjnym w celu wygenerowania wyników przedsiębiorstwa. Druga potencjalna przyczyna nieefektywności kosztów związana jest z niską sprawnością zarządzania naturalnym monopolom, gdzie kadra menedżerska może podlegać mniejszym zachętom do poszukiwania oszczędności kosztów i podejmowania ryzyka niż menedżerowie zarządzający przedsiębiorstwami działającymi na konkurencyjnych rynkach. Można w tym miejscu na potwierdzenie powyższego zacytować A. Smitha, którego zdaniem monopol jest największym wrogiem dobrego zarządzania⁵⁴, czy J. Hicksa, którego zdaniem najlepsze ze wszystkich zysków monopolistycznych jest spokojne życie⁵⁵.

Podkreśla się w tym przypadku jako przyczynę nieskuteczności zarządzania wystąpienie zjawiska określonego przez H. Leibensteina jako nieefektywność X (*X-inefficiency*), w ramach którego z różnych powodów ludzie tworzący organizacje zwykle nie pracują ani z pełnym zaangażowaniem, ani efektywnie, jak powinni i mogliby pracować. Stąd nieefektywność X osiąga duże rozmiary w sytuacjach, w których presja konkurencyjna jest ograniczona, np. w przypadku monopolu. Ten rodzaj zjawiska jest uważany przez niektórych badaczy za bardziej szkodliwy dla sektora użyteczności publicznej i całej gospodarki niż nieefektywność alokacyjna⁵⁶.

⁵⁴ A. Smith, *The wealth of nations*, Simon & Brown, 2011.

⁵⁵ J.R. Hicks, *Annual survey of economic theory: the theory of monopoly*, „Econometrica” 1935, vol. 3. no. 1, s. 1–20.

⁵⁶ Więcej w: H. Leibenstein, *Allocative efficiency vs. X-efficiency*, „The American Economic Review” 1966, vol. 56, no. 3.

Trzecią potencjalną przyczyną nieefektywności kosztów, która ma szczególne znaczenie w sektorach użyteczności publicznej, jest sposób działania kierownictwa przedsiębiorstwa będącego monopolem w zakresie implementacji innowacji oraz poszukiwania i stosowania technik oraz dobrych praktyk w zakresie organizacji pracy, które mogłyby prowadzić do poprawy efektywności przedsiębiorstwa i całego sektora. Z jednej strony zakłada się, że przedsiębiorstwa działające w najbardziej konkurencyjnych strukturach rynkowych mają naturalną skłonność oraz konkretne zachęty do inwestowania środków w celu implementacji innowacji lub rozwijania dobrych praktyk w zakresie procesów, ponieważ wszelkie udane wdrożenia mogą doprowadzić do uzyskania przez przedsiębiorstwo przewagi konkurencyjnej nad rywalami i dzięki temu pozwolą istotnie zwiększyć zyski. Z drugiej strony przyjmuje się założenie, że w strukturach monopolistycznych zachęty nie będą miały znaczenia, a przedsiębiorstwo monopolistyczne będzie wdrażać innowacje tylko przy założeniu, że oczekiwany, dodatkowy zysk z innowacji będzie większy niż poniesione nakłady. Istnieje także alternatywna perspektywa, która zakłada, że możliwość zajmowania pozycji monopolistycznej na rynku i tym samym możliwość czerpania ponadprzeciętnych zysków może sama w sobie działać jak istotny bodziec do realizacji innowacji i rozwoju sfery B + R + I w przedsiębiorstwie w perspektywie długoterminowej⁵⁷.

Kolejnym normatywnym uzasadnieniem dla regulacji gospodarczej w sektorze użyteczności publicznej jest potrzeba kontroli efektów zewnętrznych (*externalities*) działalności sektora, które często mają istotny wpływ na rozwój sektora użyteczności publicznej.

Generalnie ujmując, efekt zewnętrzny jest to zjawisko ekonomiczne polegające na przeniesieniu części kosztów lub korzyści wynikających z działalności jednego podmiotu gospodarczego na podmioty trzecie bez odpowiedniej rekompensaty. Zazwyczaj jest to uboczny skutek działalności danego podmiotu gospodarczego, którego konsekwencje (pozytywne bądź negatywne) ponosi większe grono odbiorców niezależnie od swojej woli⁵⁸. Efekty zewnętrzne powstają wtedy, gdy istnieją większe koszty lub korzyści związane ze świadczeniem usługi niż te, które przypadają bezpośrednim stronom transakcji⁵⁹.

⁵⁷ Zob. C. Decker, wyd. cyt., s. 23–26.

⁵⁸ J. Buchanan, W.C. Stubblebine, *Externality*, „*Economica*” 1962, vol. 29, no. 116, s. 371–384.

⁵⁹ W innym ujęciu efekty zewnętrzne powstają, gdy podmiot gospodarczy prowadzi działania wywierające wpływ na sytuację innych podmiotów, które nie są odpowiednio rekompensowane. Prowadzą one np. do nadmiernej wielkości produkcji dóbr w przypadku negatywnych efektów zewnętrznych lub niedostatecznej wielkości produkcji dóbr w przypadku pozytywnych efektów zewnętrznych. Efekty zewnętrzne istnieją, gdy część kosztów produkcji (tzw. koszty zewnętrzne) ponoszą lub część korzyści (tzw. korzyści zewnętrzne) odnoszą podmioty nieuczestniczące bezpośrednio w procesie wymiany. Oznacza to, że cena przestaje być efektywnym parametrem kształtowania się równowagi rynkowej. Przykładem pozytywnego efektu zewnętrznego są działania tworzące dobra publiczne, takie jak udostępnianie informacji czy podnoszenie lokalnego poziomu bezpieczeństwa lub zdrowia. Ilustracją negatywnego efektu zewnętrznego są zanieczyszczenia środowiska lub hałas, jaki generuje zakład produkcyjny. Zob. B. Caplan, *Externalities*, www.econlib.org.

Efekty zewnętrzne przybierają różne formy, zarówno pozytywne, jak i negatywne. Najbardziej znanymi negatywnymi rodzajami efektu zewnętrznego są zanieczyszczenie środowiska naturalnego i powstawanie w nim szkód, generowane w największym stopniu przez sektor energetyczny. Z kolei często przywoływanym pozytywnym przykładem efektu zewnętrznego są powszechne korzyści związane z dostarczaniem czystej wody pitnej i odpowiedniej infrastruktury sanitarnej, co zmniejsza koszty społeczne rozprzestrzeniania się chorób, lub rozległe sieci transportowe i komunikacyjne, które umożliwiają szybki przepływ informacji oraz utrzymywanie kontaktu dla większości populacji na świecie. W każdym z tych przypadków regulacje mogą wpływać na zapewnienie zdyskontowania korzyści lub ograniczenie szkód dla społeczeństwa, wynikających z transakcji pomiędzy stronami.

Występowanie znaczących efektów zewnętrznych jako uzasadnienia dla regulacji sektora użyteczności publicznej nie jest zagadnieniem nowym. Staje się coraz bardziej istotne w wielu jurysdykcjach w kontekście zmian związanych ze środowiskiem naturalnym. W sektorze energetycznym organy regulacyjne w wielu jurysdykcjach odgrywają ważną rolę w zakresie ochrony interesów konsumentów (zarówno przeszłych, jak i obecnych) przed skutkami obecnych decyzji politycznych i gospodarczych. W efekcie regulatorzy próbują coraz częściej antycypować i identyfikować efekty zewnętrzne związane z praktykami występującymi w sektorze użyteczności publicznej, a także zarządzać nimi.

Szczególnym, pozytywnym rodzajem efektu zewnętrznego w sektorze użyteczności publicznej jest tzw. efekt sieci (*network externality*), który powstaje w sytuacji, gdy korzyści dla jednego użytkownika sieci zależą od liczby innych użytkowników, którzy są do tej sieci przyłączeni lub z niej korzystają. Efekt zewnętrzny sieci jest najbardziej widoczny w ramach sieci telekomunikacyjnych i energetycznych. W przypadku sieci dystrybucyjnej gazu, gdy zwiększa się zasięg sieci dystrybucyjnej na danym terenie możliwe jest przyłączenie do tej sieci nie tylko odbiorców zlokalizowanych w najbliższym sąsiedztwie sieci, ale także odbiorców z terenów przyległych, gdzie sieć dystrybucyjna nie została do tej pory zbudowana z przyczyn ekonomicznych, czyli braku efektywności tego typu gazyfikacji. W tym przypadku mamy m.in. do czynienia z pozytywnym efektem społecznym i gospodarczym – neutralizacją ubóstwa ekonomicznego poprzez likwidację tzw. białych plam na mapie energetycznej regionu lub kraju. Można więc skonkludować, iż wraz ze wzrostem zasięgu sieci – definiowanym jako wzrost liczby przyłączy, zwiększa się wartość dodana dla każdego z jej użytkowników. Dla przykładu każdy dodatkowy użytkownik podłączony do sieci dystrybucyjnej gazu tworzy korzyść ekonomiczną w postaci możliwości obniżenia opłaty przyłączeniowej do sieci dla potencjalnych użytkowników na danym obszarze.

Regulacje gospodarcze mogą wykorzystywać efekt zewnętrzny sieci na dwa sposoby. Po pierwsze, regulacje ograniczające wejście na rynek mogą pozwolić wybra-

nemu przedsiębiorstwu na internalizację korzyści zewnętrznych⁶⁰ związanych ze wzrostem zasięgu sieci. W tym przypadku regulacja koncentruje się na poprawie dobrobytu społeczeństwa poprzez zapewnienie odbiorcom korzyści z dużej skali sieci przy użyciu wspólnej technologii (w porównaniu z mniejszymi, konkurencyjnymi sieciami o różnych standardach technicznych i technologicznych), a nie na zapewnieniu efektywności działalności podstawowej pojedynczego operatora. Drugim sposobem, w jaki regulacja gospodarcza może wpływać na efekt zewnętrzny sieci, jest regulacja cen. W szczególności ceny pobierane za korzystanie z sieci można elastycznie dostosowywać do kosztu całkowitego operatora tak, aby uwzględnić korzyści związane ze wzrostem zakresu sieci⁶¹.

Zaprezentowane podejście normatywne do uzasadnienia regulacji sektora użyteczności publicznej opiera się zasadniczo na dążeniu do poprawy dobrobytu ekonomicznego (*economic welfare*)⁶² albo poprzez wymaganie efektywnego funkcjonowania przez przedsiębiorstwo, albo poprzez zapobieganie nadużyciom władzy monopolistycznej, albo poprzez kontrolę efektów zewnętrznych.

1.2.3. Podejście alternatywne do uzasadnienia regulacji sektora użyteczności publicznej

W teorii regulacji ekonomicznej wyróżnia się dwie grupy koncepcji – interesu publicznego oraz interesu prywatnego lub grupowego. Pierwsza z nich, zwana także nową ekonomią polityczną, stara się – zarówno w ujęciu statycznym, jak też historycznym – badać zjawiska należące do sfery polityki, funkcjonowania państwa czy innych pozaekonomicznych obszarów życia społecznego⁶³. Teoria interesu publicz-

⁶⁰ Internalizacja jest ekonomiczną teorią rozwiniętą przez R. Coase'a, polegającą na dokonywaniu transakcji wewnętrznych w ramach tego samego przedsiębiorstwa. Warunkiem internalizacji jest przejście kontroli nad dostawcą lub odbiorcą. W wymiarze mikro internalizacja częściowo pokrywa się z insourcingiem. Internalizacja efektów zewnętrznych w sektorze energetycznym polega na zmuszeniu przedsiębiorstwa energetycznego do włączenia kosztów zapobiegania lub neutralizacji zanieczyszczenia środowiska naturalnego, które zostały lub zostaną wygenerowane przez przedsiębiorstwo do własnego rachunku ekonomicznego.

⁶¹ Więcej w: C. Decker, wyd. cyt., s. 26, 27.

⁶² Dobrobyt ekonomiczny może zostać wyrażony jako suma nadwyżki konsumenta i producenta, zwana również nadwyżką społeczną (*community surplus*). Nadwyżka konsumenta istnieje zawsze, gdy cena, jaką konsument byłby skłonny zapłacić w ramach oczekiwanych indywidualnych korzyści, jest wyższa niż faktycznie zapłacona. Nadwyżka producenta występuje, gdy cena, po jakiej producent byłby gotów dostarczyć produkt, jest niższa niż rzeczywista cena rynkowa. Dobrobyt ekonomiczny mierzony nadwyżką konsumenta i producenta służy do oceny skutków zmian warunków rynkowych, w tym zmian popytu, podaży, ceny i wolumenu produkcji. Więcej zob. www.economicsonline.co.uk (18.12.2022).

⁶³ B. Fiedor, *Prawa własności a proces transformacji gospodarczej. Spojrzenie z perspektywy nowej ekonomii instytucjonalnej*, Zeszyt: *Własność – idea, instytucje, ochrona*, Uniwersytet Wrocławski, Katedra Doktryn Politycznych i Prawnych, Wrocław 2009, s. 146.

nego⁶⁴ zakłada, że rynek często charakteryzuje się zawodnością i w celu eliminacji niedoskonałości rynkowych niezbędny jest interwencjonizm państwowy oraz że rynek czasami jest na tyle niesprawny, że sam z siebie nie jest w stanie zapewnić efektywnej alokacji zasobów w gospodarce. Państwo jako podmiot dążący do maksymalizacji dobrobytu społecznego decyduje się zatem na regulację państwową, by usunąć niesprawności lub zminimalizować ich negatywny wpływ na gospodarkę. Druga grupa koncepcji zakłada, że państwo nie działa w interesie publicznym, ale w celu zapewnienia korzyści określonym grupom interesu, najczęściej przedsiębiorstwom, które jako silniejsza strona rynkowa wymuszają niejako na regulatorze określone zachowania i regulacje. Oczywiście w tym przypadku może być realizowany interes publiczny, jednak tylko w sytuacji, gdy pokrywa się on z interesem prywatnym podmiotów czy grup interesu, które są zainteresowane regulowaniem danego sektora gospodarki⁶⁵.

Także zdaniem A.T. Szablewskiego analiza procesu regulacji, w szczególności sektorów użyteczności publicznej (badacz ten posługuje się terminem „sektory sieciowe”), powinna być dokonywana z dwóch perspektyw teoretycznych. Pierwszą z nich wyznacza teoria interesu publicznego (*public interest theory of regulation*), drugą zaś zespół teorii, które określa się wspólnym mianem teorii interesu prywatnego lub grupowego (*private interest theories of regulation* lub *interest group theories of regulation*).

W pierwszym okresie badań nad regulacją ekonomiczną zdecydowanie domino wało podejście wynikające z teorii interesu publicznego. Jak twierdzi A.T. Szablewski, początek teoretycznej dyskusji nad istotą procesu regulacji sięga przełomu XIX i XX w., czyli okresu, w którym dokonała się instytucjonalizacja regulacji wielu amerykańskich sektorów przemysłowych. Polegała ona na tworzeniu organów władzy publicznej odpowiedzialnych i wyspecjalizowanych w zakresie sprawowania nadzoru regulacyjnego nad sektorami sieciowymi. Instytucjonalizacja regulacji stanowiła zakończenie długiego, bo trwającego praktycznie cały wiek XIX, procesu, w którym stosowane były różne formy nadzoru publicznego nad przedsiębiorstwami prowadzącymi działalność określaną niegdyś w anglosaskim prawie zwyczajowym jako działalność mająca szczególne znaczenie z punktu widzenia interesu publicznego (*affected with a public interest*), a które później zaczęto określać mianem przedsiębiorstw użyteczności publicznej. W pierwszym okresie badań nad regulacją ekonomiczną zaczęto także stosować termin „regulacja sektora użyteczności publicznej” (*public utility regulation*)⁶⁶.

⁶⁴ *The public interest theory*. Teoria ta ma też inną nazwę – analiza normatywna jako teoria pozytywna NPT (*normative analysis as a positive theory*).

⁶⁵ R. Nagaj, *Przesłanki regulacji rynków w świetle teorii wyboru publicznego*, Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego. Studia i Prace Wydziału Nauk Ekonomicznych i Zarządzania, Wybrane problemy ekonomii nr 27, Szczecin 2012, s. 150.

⁶⁶ G. Wojtkowska-Łodej, A. Graczyk, T.A. Szablewski, *Uwarunkowania rozwoju energetyki w zakresie polityki energetycznej i regulacyjnej*, Dom Wydawniczy Elipsa, Warszawa 2016, s. 74.

Teoria regulacji interesu publicznego

W rzeczywistości niewiele rynków spełnia założenia będące podstawą modelu rynku doskonale konkurencyjnego⁶⁷, dlatego regulacja ekonomiczna w tym przypadku staje się zasadna. Niedoskonałości rynku powodują więc, że osiągnąca równowaga rynkowa nie jest optymalna w sensie Pareta. Jeżeli suboptymalność staje się relatywnie duża, wtedy państwo zaczyna regulować funkcjonowanie rynku w celu zmaksymalizowania dobrobytu społecznego.

Właśnie w ten sposób zdaniem J. Rączki teoria interesu publicznego tłumaczy potrzebę regulacji rynków. W kontekście tej teorii wymienia się najczęściej takie niedoskonałości rynku, jak bariery wejścia na rynek, efekty zewnętrzne, koszty transakcyjne i niedoskonałą informację. Na podstawie tej koncepcji formułuje się dwa postulaty: po pierwsze, należy się spodziewać, że regulacji zostaną poddane te rynki, na których ujawnia się wspomniane już nadmierne obciążenie (*deadweight loss*) spowodowane niedoskonałościami rynku, po drugie, deregulacja może nastąpić tylko wtedy, gdy niedoskonałości rynku znikną⁶⁸.

Teoria interesu publicznego⁶⁹ wyjaśnia, że celem regulacji jest głównie zapewnienie ochrony korzyści dla społeczeństwa. Interes publiczny można zdefiniować jako najlepszą alokację ograniczonych zasobów na dobra indywidualne i zbiorowe. Regulacja polega na zastosowaniu instrumentów prawnych do realizacji celów polityki społeczno-gospodarczej państwa, takich jak zapewnienie efektywności alokacyjnej, stabilizacji czy sprawiedliwy podział dochodów. W nowoczesnych gospodarkach alokację ograniczonych zasobów koordynuje głównie rynek, co jest teoretycznie optymalne. W przypadku gdy w praktyce alokacja zasobów nie jest optymalna, potrzebne są metody poprawy alokacji. Jedną z takich metod są właśnie regulacje ze strony państwa⁷⁰.

Teoria interesu publicznego spotkała się z krytyką m.in. z trzech powodów. Po pierwsze, zdaniem W. Viscusiego, J. Vernona i J. Harringtona nie objaśnia w żaden sposób mechanizmu dochodzenia do regulacji. Stwierdza jedynie, że regulacja występuje tam, gdzie obserwuje się niedoskonałości rynku. Po drugie, regulacji podlegają

⁶⁷ Są to założenia bardzo restrykcyjne, do których zalicza się: swobodę wejścia i wyjścia z rynku, homogeniczność produktu, doskonałą informację, zerowe koszty transakcyjne, brak efektów zewnętrznych oraz to, że zarówno producenci, jak i odbiorcy są cenobiorcami.

⁶⁸ J. Rączka, wyd. cyt., s. 414.

⁶⁹ Nie ma wyraźnego źródła pochodzenia ani kategorycznej artykulacji pojęcia teorii interesu publicznego, więc jej pochodzenie wywodzi się z prac A.C. Pigou w zakresie ekonomii dobrobytu (*welfare economics*) oraz analizy efektów zewnętrznych (*analysis of externalities*). W ekonomii efekt zewnętrzny jest pośrednim kosztem lub korzyścią dla niezaangażowanej strony trzeciej, który powstaje w wyniku działalności drugiej strony. Efekty zewnętrzne można uznać za przedmiot transakcji na rynku konsumenckim lub producenckim. Jednym z przykładów jest zanieczyszczenie powietrza przez pojazdy silnikowe. A.C. Pigou, *The economics of welfare*, Macmillan, London 1932.

⁷⁰ Więcej w: J. Hertog, *Economic theories of regulation*, [w:] R.J. Van den Bergh, A.M. Paccos (red.), *Regulation and economics*, Edward Elgar, Amsterdam 2012.

rynki, które w praktyce spełniają wszystkie założenia modelu doskonałej konkurencji, czego przykładem jest koncesjonowanie w Stanach Zjednoczonych ciężarowego transportu kołowego⁷¹. Po trzecie, C. Friedland i G.J. Stigler w swoim przełomowym artykule z 1986 r. pokazali, że regulacja nie zawsze prowadzi do obniżki cen. Badacze ci wykazali, że regulacja sektora elektroenergetycznego w USA nie spowodowała obniżenia cen w tych stanach, które regulowały rynki energii, co zrodziło pytanie o zasadność ponoszenia kosztów regulacji, skoro nierównowaga rynkowa, a więc wielkość bezpowrotnej straty społecznej związanej z niedoskonałością rynku, się nie zmieniła⁷². Także R. Posner dowodził, że teoria interesu publicznego daje uproszczone i niesatysfakcjonujące wytłumaczenie przyczyn, dla których rynki podlegają regulacji. Zdaniem tego badacza jest to konsekwencją oparcia tej teorii na dwóch fałszywych przesłankach. Według pierwszej z nich rynki są podatne na zakłócenia i mogą działać nieefektywnie, jeśli pozostawi się je samym sobie. Drugą przesłankę stanowi przekonanie, że regulacja nie pociąga za sobą żadnych kosztów⁷³.

Wymienione publikacje stały się podstawą pierwszej poważnej próby zakwestionowania teorii interesu publicznego oraz stanowiły ważny impuls dla innych badaczy do głębszych studiów w zakresie potrzeby i przyczyn regulacji rynków.

Słabości i luki w teorii interesu publicznego starała się wypełnić ekonomiczna teoria regulacji (*economic theory of regulation*)⁷⁴, która w odróżnieniu od swojej poprzedniczki nie jest uogólnieniem pewnych empirycznych prawidłowości, a jej postulaty są wynikiem rozumowania opartego na zbiorze aksjomatów wiążących przyczyny ze skutkiem⁷⁵. Najważniejsze nurty badawcze, jakie ukształtowały się w ramach ekonomicznej teorii regulacji, określa się mianem szkoły z Chicago oraz szkoły z Virginii. Nurty te nie są w stosunku do siebie konkurencyjne, lecz raczej komplementarne. Szkoła z Chicago próbowała wyjaśnić mechanikę procesu regulacyjnego, natomiast szkoła z Virginii koncentrowała się przede wszystkim na analizie kosztów społecznych spowodowanych regulacją.

W ramach ekonomicznej teorii regulacji oprócz znalezienia odpowiedzi na pytanie: dlaczego państwo reguluje dane sektory gospodarki, dąży się do znalezienia odpowiedzi na pytanie, czy regulacja prowadzona na danym rynku jest skuteczna lub inaczej, jakie warunki muszą być spełnione, by regulacja była skuteczna. Odpowiedzi na oba pytania próbuje dostarczyć teoria wyboru publicznego (*public choice theory*), w ramach której analizuje się, jak funkcjonuje system polityczny i jak przebiega proces kształtowania instytucji w sferze polityki⁷⁶.

⁷¹ W. Viscusi i in., wyd. cyt., s. 326, cyt. za: J. Rączka, wyd. cyt., s. 414.

⁷² C. Friedland, G.J. Stigler, *What can regulators regulate? The case of electricity*, [w:] K.R. Leube, T.G. Moore (red.), *The essence of Stigler*, Hoover Institution Press Stanford University, Stanford 1986.

⁷³ R. Posner, *Theories of economic regulation*, „The Bell Journal of Economics and Management Science” 1974, vol. 5, no. 2, s. 336, cyt. za: J. Rączka, wyd. cyt., s. 415.

⁷⁴ Ekonomiczna teoria regulacji określana jest często mianem teorii interesu prywatnego lub grupowego (*private interest theories of regulation* lub *interest group theories of regulation*).

⁷⁵ J. Rączka, wyd. cyt., s. 416.

⁷⁶ R. Nagaj, *Przesłanki regulacji...*, s. 149.

Teoria wyboru publicznego stworzona została przez szkołę z Virginii⁷⁷, do której zaliczali się czołowi przedstawiciele nowej ekonomii instytucjonalnej: G. Tullock, R. Tollison, J.M. Buchanan, A.O. Krueger i M. Olson⁷⁸. W ramach tej teorii przyjmuje się, że o sprawności sfery politycznej decyduje jakość instytucji, gdzie podejmowane są wybory czy decyzje kolektywne przez osoby, które w swoich decyzjach kierują się zasadą ekonomizacji. Przyjmuje się, że podmioty działają w sposób racjonalny, dążąc do maksymalizacji swoich korzyści. Mimo że analiza dotyczy sfery politycznej, w której występuje wybór kolektywny, to dominuje tutaj koncepcja indywidualizmu metodologicznego. Nie bada się jednak motywów jednostek, gdyż, jak wykazał K. Arrow, nie istnieje metoda dokładnego określenia, czego chce większość społeczeństwa przy zapewnieniu swobody wyboru⁷⁹. Przyjmuje się więc, że działania jednostek wchodzących w skład grup społecznych przebiegają w ramach ograniczeń stwarzanych przez otoczenie instytucjonalne⁸⁰.

W ramach teorii wyboru publicznego istnieje wiele nurtów, a na szczególną uwagę zasługują: ekonomiczna teoria demokracji, ekonomia konstytucyjna i teoria biurokracji, teoria grup interesu czy poszukiwania renty, którą zdefiniował A.O. Krueger⁸¹, a która uważana jest za kluczowe osiągnięcie nurtu badawczego z Virginii.

Zaprezentowane przez środowisko szkoły z Virginii podejście do regulacji stanowiło w istocie alternatywne, w stosunku do chicagowskiej ekonomicznej teorii regulacji, sposób analizy procesu regulacji, w którym kluczową rolę odegrała wprowadzona w 1974 r. teoria pogoni za rentą (*rent-seeking theory*). Odmienność tego podejścia do regulacji sprowadza się do położenia nacisku na negatywne, efektywnościowe implikacje regulacji, które ich zdaniem zostały pominięte w analizie prowadzonej przez ekonomistów z Chicago i co tym samym stanowi słabość nurtu rozwijanego przez nich w ramach ekonomicznej teorii regulacji. Źródłem tej nieefektywności są zachowania

⁷⁷ *The public choice theory* rozwinęła się głównie w trzech ośrodkach naukowych – w Virginii, Chicago i Rochester. Jednak najbardziej wpływowym ośrodkiem w tym zakresie była szkoła z Virginii, w ramach której głównym prekursorem tej teorii był D. Black badający rynki polityczne w celu określenia warunków zaistnienia równowagi w polityce, a z kolei głównymi przedstawicielami tego nurtu badawczego byli J. Buchanan, G. Tullock i R. Tollison. Analizowali oni funkcjonowanie systemów politycznych i instytucji politycznych, wykorzystując do tego analizę ekonomiczną. Zob.: D. Black, *On the rationale of group decision-making*, „The Journal of Political Economy” 1948, vol. 56, no. 1, s. 23–34; J.M. Buchanan, G. Tullock, *The calculus of consent: logical foundations of constitutional democracy*, University of Michigan Press, Ann Arbor 1962, <http://www.econlib.org/library/Buchanan/buchCv3.html>; J.M. Buchanan, *Public choice: the origins and development of research program*, Public Choice Outreach Conference, 23rd Annual Program, George Mason University, Fairfax, VA, 2003, s. 8.

⁷⁸ J. Szapiel, *Regulacja globalnych rynków z perspektywy nowej ekonomii politycznej*, „Studia Ekonomiczne”. Zeszyty Naukowe Wydziałowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach, 2013, vol. 129, s. 44.

⁷⁹ K.J. Arrow, *Social choice and individual values*, John Wiley & Sons, New York 1963.

⁸⁰ R. Nagaj, *Przesłanki regulacji...*, s. 151.

⁸¹ A.O. Krueger, *The political economy of the rent-seeking society*, „The American Economic Review” 1974, vol. 64, s. 291–303.

wania typu poszukiwania renty, które rozumiane są jako proces posługiwania się ograniczonymi zasobami przez poszczególne grupy interesów dążące do uzyskania od podmiotów władzy publicznej różnych korzyści⁸².

Kluczowym elementem tej teorii było przekonanie, że skutecznym i nieimplikującym dodatkowych kosztów remedium na słabość rynku jest zastąpienie samoregulacji rynkowej regulacją sprawowaną przez czynnik publiczny. Za przekonaniem tym kryło się założenie, że tego rodzaju regulacja z definicji zorientowana jest na obronę zagrożonego niesprawnością rynku interesu publicznego, a zatem – po ukształtowaniu się najlepszej, instytucjonalnej formy jej sprawowania – głównym problemem badawczym jest doskonalenie mechanizmu regulacyjnego, w tym zwłaszcza mechanizmu regulacji cen. Ich regulacja wymaga bowiem dokonywania przez regulatora kluczowych z punktu widzenia interesu publicznego rozstrzygnięć w zakresie jakości dóbr oraz rozmiaru i struktury inwestycji realizowanych przez przedsiębiorstwa poddane regulacji⁸³.

Należy stwierdzić, że szkoła z Virginii nie konstruuje szczegółowej teorii regulacji, lecz raczej zgłasza pewne postulaty wynikające z bardziej ogólnego modelu pogoni za rentą. Regulacja ekonomiczna jest wynikiem dążenia aktorów ekonomicznych do przechwycenia transferów, które pozwalają osiągnąć zysk ekonomiczny. Dlatego przedsiębiorstwa zabiegają o uzyskanie statusu monopolisty dzięki stworzeniu przez państwo barier wejścia na dany rynek oraz o regulację cen, co pozwoli im utrzymać się na poziomie wyższym niż na rynku konkurencyjnym. Tak więc szkoła z Virginii, choć wychodzi z innych przesłanek i posługuje się innymi narzędziami, wpisuje się w ekonomiczną teorię regulacji, a głównym osiągnięciem tego nurtu badawczego było nie tyle pokazanie mechaniki procesu regulacyjnego, ile wyeksponowanie kosztów, które społeczeństwo ponosi w wyniku pogoni za rentą⁸⁴.

Kolejna perspektywa teoretyczna, która stanowi podstawę analizy istoty procesu regulacji, sytuje główny problem badawczy w opozycji do założenia, że regulacja publiczna, w tym zwłaszcza regulacja zinstytucjonalizowana, z definicji realizuje interes publiczny, a zatem nie ma alternatywy tam, gdzie jest on zagrożony w związku z niesprawnością rynku wywołaną istnieniem monopolu naturalnego. Chociaż założenie o bezalternatywnym charakterze regulacji zinstytucjonalizowanej było już kontestowane w latach 20. XX w., to początek procesu podważania dominacji teorii interesu publicznego przypada na wczesne lata 60. XX w., kiedy doszło do aktywizacji badań nad regulacją ekonomiczną prowadzonych przez ekonomistów kojarzonych z Uniwersytetem w Chicago.

Już w następnej dekadzie doszło do stworzenia fundamentu dla teorii regulacji, w którym siłą sprawczą procesów regulacyjnych wiązano najpierw z realizacją interesów sektora regulowanego, a później innych jeszcze interesów grupowych. Co więcej,

⁸² G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 95.

⁸³ Tamże, s. 74.

⁸⁴ J. Rączka, wyd. cyt., s. 421.

doszło do rozszerzenia analizy na inne jeszcze, szybko rozwijające się po II wojnie światowej rodzaje regulacji czy też szerzej, rodzaje interwencjonizmu państwowego. Efektem szybko rozwijających się badań teoretycznych oraz empirycznych nad rolą interesów grupowych w procesach regulacyjnych było stopniowe wypieranie przekonania, że siłą tą jest dążenie do realizacji interesu publicznego⁸⁵.

W opinii C. Deckera liczne wyniki badań wskazują, że efekty regulacji mogą znacznie różnić się od konkluzji wynikających z teorii interesu publicznego⁸⁶. Ponadto autor ten wskazuje na fakt istnienia wielu rodzajów działalności gospodarczej, które w przeszłości podlegały jakiejś formie regulacji gospodarczej, ale ani nie były monopolami naturalnymi, ani nie cechowały się innymi ekonomicznymi przesłankami implikującymi potrzebę regulacji. Z przywołanych powodów argumentowano, że do wyjaśnienia potrzeby regulacji sektora użyteczności publicznej konieczny jest dokładniejszy, wielowymiarowy rachunek ekonomiczny. Takim narzędziem pomocnym w uzasadnieniu potrzeby regulacji omawianego sektora stała się teoria regulacji grup interesów (*interest group theories of regulation*), która sugeruje, że regulacje najlepiej wyjaśnić i uzasadnić, biorąc pod uwagę interesy różnych podmiotów politycznych i gospodarczych, które współdziałają ze sobą w ramach społeczeństwa, w tym polityków lub biurokratów, przedsiębiorstwa regulowane, odbiorców i inne wpływowe grupy interesu, których dotyczą regulacje, takich jak np. związki zawodowe pracowników branży regulowanej.

Kolejne wyjaśnienie stanowi odpowiedź na potrzebę implementacji pewnych form uzgodnień administracyjnych w celu zarządzania długoterminowymi relacjami między odbiorcami a dostawcami usług użyteczności publicznej. Inne wyjaśnienie wskazuje na polityczne i społeczne znaczenie usług użyteczności publicznej, skupiając się na aspekcie ich sprawiedliwej dystrybucji zapewniającej ochronę różnych grup społecznych⁸⁷.

Teoria regulacji grup interesu

Autorzy licznych publikacji w latach 60. i 70. XX w. zakwestionowali pogląd, że regulacja istnieje wyłącznie jako mechanizm normatywnej kontroli monopolu naturalnego, skierowany na poprawę dobrobytu ekonomicznego – a w szczególności mechanizm mający na celu zmniejszenie różnicy między ceną a kosztami krańcowymi.

⁸⁵ G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 75.

⁸⁶ C. Decker powołuje się m.in. na następujące pozycje: G.A. Jarrell, *The demand for state regulation of electric utility industry*, „Journal of Law and Economics” 1978, vol. 21; R.G. Noll, *Economic perspectives on the politics of regulation*, [w:] R. Schmalensee, R. Willig (red.), *Handbook of industrial organization*, t. 2, Elsevier, Amsterdam 1989; P.L. Joskow, N.L. Rose, *The effects of economic regulation*, [w:] R. Schmalensee, R. Willig (red.), *Handbook of industrial organization*, t. 2, Elsevier, Amsterdam 1989.

⁸⁷ W polskiej literaturze przedmiotu obszerne omówienie teorii grup interesu zawiera także praca B. Klimczak, *Teoretyczne podstawy badania działań grup interesu na rzecz ładu rynkowego*, [w:] B. Klimczak (red.), *Samorząd gospodarczy i zawodowy w procesie powstawania ładu rynkowego*, Wrocław 2001, s. 11–64.

Niewątpliwie główną rolę w procesie kwestionowania teorii interesu publicznego odegrali ekonomiści kojarzeni ze szkołą z Chicago, a do najważniejszych jej reprezentantów zalicza się: G. Beckera, S. Peltzmana, R. Posnera oraz G.J. Stiglera⁸⁸.

Wyjściowym zarzutem kierowanym pod adresem teorii interesu publicznego był jej normatywny charakter, co oznaczało, że bez dowodu empirycznego przyjęto w niej, że po pierwsze, potrzeba regulacji wynika z potrzeby korygowania niesprawności rynku spowodowanej istnieniem monopolu naturalnego – jej brak bowiem stanowi zagrożenie dla interesów odbiorców i uniemożliwia maksymalizację dobrobytu społecznego, oraz po drugie, powstanie zinstytucjonalizowanej regulacji – rozumianej jako połączenie kontroli dostępu do rynku z kontrolą cen – zamknęło proces poszukiwania najbardziej efektywnej formy ochrony interesu publicznego tam, gdzie nie może on być chroniony w trybie samoregulacji rynkowej, co w istocie oznacza brak skutecznego, alternatywnego rozwiązania systemowego w odniesieniu do przedsiębiorstw znajdujących się w pozycji monopolu naturalnego⁸⁹.

Między innymi tezę o „początku końca” szeroko rozpowszechnionego poglądu, że regulacja została wprowadzona w celu realizacji powszechnie akceptowanych celów interesu publicznego, wyraził G.J. Stigler⁹⁰. Jego zdaniem celem implementacji regulacji nie była ochrona interesów ogółu społeczeństwa, lecz zapewnienie realizacji i ochrony interesów wpływowych grup politycznych, które wykorzystywały regulację w celu osiągnięcia prywatnych zysków i korzyści.

W nawiązaniu do powyższej konstatacji omawiane teorie regulacji są określane jako teorie ekonomiczne regulacji lub teorie grup interesów⁹¹. Teorie te opierają się na głównej tezie, że istnienie regulacji można uzasadnić dążeniem do regulowania rynku przez same zainteresowane przedsiębiorstwa.

Potwierdzeniem tej tezy było wprowadzenie przez państwo regulacji przedsiębiorstw energetycznych w USA na początku XX w. H.M. Gray stwierdził np., że wprowadzenie wspieranych przez państwo regulacji sektora użyteczności publicznej w branży energetycznej stanowiło „oazę schronienia dla wszystkich aspirujących monopolistów, którzy uznali, że utrzymanie i zabezpieczenie pozycji monopolisty wyłącznie poprzez działania własne było zbyt trudne, kosztowne i niepewne”⁹². H.M. Gray już w latach 40. XX w. podważył założenie, że komisje regulacyjne, sprawując funkcje nadzorcze nad prywatnymi przedsiębiorstwami użyteczności publicznej mającymi prawo wyłączności na obsługiwanych przez nie rynkach – kierują się kryte-

⁸⁸ Dla ekonomistów ze szkoły chicagowskiej głównym forum do prezentowania krytyki teorii interesu publicznego stał się utworzony w 1958 r. przy Uniwersytecie w Chicago periodyk „Journal of Law and Economics”, a od 1970 r. także „The Bell Journal of Economics and Management Science”.

⁸⁹ G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 80.

⁹⁰ G.J. Stigler, wyd. cyt.

⁹¹ G.J. Stigler uważany jest za twórcę ekonomicznej teorii regulacji zwanej także ekonomiczną teorią regulacji Stiglera.

⁹² H.M. Gray, *The passing of the public utility concept*, „Journal of Land and Public Utility Economics” 1940, February.

rium interesu publicznego. W jego przekonaniu, pod wpływem presji wywieranej przez coraz bardziej potężne, pod względem ekonomicznym i politycznym monopole, systemy regulacji uległy zasadniczej transformacji. W jej wyniku regulatorzy, zamiast kierować się kryterium interesu publicznego, zaczęli stosować kryteria narzucone przez te monopole. H.M. Gray postulował odejście od prawnie usankcjonowanego monopolu tych przedsiębiorstw i stworzenie dla nich konkurencji w postaci publicznych przedsiębiorstw⁹³.

Także H. Demsetz stwierdził, że regulacje zapewniły przedsiębiorstwom z sektora użyteczności publicznej prawnie chroniony komfort na rynku, a lobby stojące za ruchem proregulacyjnym pochodziło od samych przedsiębiorstw użyteczności publicznej⁹⁴. Wskazywano, że potencjalne korzyści dla przedsiębiorstw użyteczności publicznej wynikające z zastosowanych regulacji obejmowały najczęściej: dotacje bezpośrednie dla przedsiębiorstw, kontrolę wejścia na rynek dla nowych konkurentów i działania mające na celu ograniczenie substytutów.

Intuicyjnie może się wydawać, że regulacja, pomimo wymienionych korzyści, jest nieatrakcyjna dla producentów, o ile wymaga, aby ustalane ceny odzwierciedlały generowane koszty i zapewniały przedsiębiorstwu regulowanemu osiągnięcie jedynie normalnego zysku. Badania empiryczne pokazują jednak, że w praktyce gospodarczej regulacje niekoniecznie prowadzą do obniżenia cen, poprawy efektywności lub zmniejszenia zysków przedsiębiorstwa. G.A. Jarrell zbadał np. wpływ regulacji na ceny w amerykańskim sektorze energetycznym i doszedł do wniosku, że stosowane ceny i osiągnięte zyski przedsiębiorstw wzrosły po wprowadzeniu przez państwo regulacji sektorowych⁹⁵.

Opierając się na badaniach nad zbiorowym zachowaniem (*collective behaviour*) i na teorii klubów (*the theory of clubs*)⁹⁶, G.J. Stigler, analizując proces powstawania i działania regulacji, posługiwał się kategoriami popytu i podaży, przyjmując, że regulacja jest rodzajem towaru, którego właścicielem jest państwo. Decydując o dostarczeniu i alokacji tego towaru, państwo kieruje się dążeniem do maksymalizacji interesu własnego (*self-interested maximizer*), odrzucając tym samym stosowany w ramach

⁹³ G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 76.

⁹⁴ H. Demsetz, *Why regulate utilities*, „Journal of Law and Economics”, 1968, vol. 11, no. 1, <https://www.journals.uchicago.edu/doi/abs/10.1086/466643>.

⁹⁵ W ramach badań G.A. Jarrell stwierdził, że w amerykańskich stanach, w których wcześniej wprowadzono regulację, nastąpił – w pierwszym okresie obejmującym lata 1912–1917 – wzrost cen o 26%, co oznaczało, że efektem regulacji było pojawienie się tendencji do wyrównywania w górę poziomów cen energii elektrycznej, G.A. Jarrell, wyd. cyt.

⁹⁶ Teorię klubów, badania nad dobrami klubowymi w ekonomii (*the study of club goods in economics*) rozwinął J.M. Buchanan w swoim artykule z 1965 r., odkrywając, że w neoklasycznej teorii ekonomii i ekonomii dobrobytu chodzi wyłącznie o własność prywatną, a wszystkie dobra i usługi są prywatnie konsumowane lub wykorzystywane. W trakcie dwóch dekad badań przed publikacją zainicjował rozszerzanie ram teoretycznych również w kierunku komunalnych lub kolektywnych układów własnościowo-konsumpcyjnych, J.M. Buchanan, *An economic theory of clubs*, „Economica” New Series, 1965, vol. 32, no. 125 s. 1–14.

teorii interesu publicznego zabieg, aby za cel regulacji przyjmować to, co wynika z aktów prawnych konstytuujących poszczególne rodzaje władzy regulacyjnej.

Kluczem do zrozumienia istoty regulacji jest zdefiniowanie najpierw, na czym polega interes władzy dysponującej możliwością wprowadzenia regulacji, który chce ona za pośrednictwem regulacji maksymalizować. G.J. Stigler udziela odpowiedzi na pytanie, dlaczego regulacja została zawłaszczona przez przedsiębiorstwa regulowane, a zatem nie można jej genezy i sposobu działania interpretować w kategoriach interesu publicznego. Tym samym podważa on obowiązujące dotąd teoretyczne wyjaśnienie, w ramach którego regulacja zinstytucjonalizowana traktowana była jako nieunikniona i niemająca alternatywy forma korekty niesprawności rynku spowodowanej istnieniem monopolu naturalnego zagrażającego interesowi odbiorców.

G.J. Stigler pomija jednak problem, że po pierwsze, podaż regulacji kreowana jest przez władzę polityczną – ustawodawczą, która tworzy podstawy prawne – oraz wykonawczą, która z kolei powołuje regulatorów, oraz po drugie, że do realizowania zadekretowanego na mocy prawa celu – jakim jest ochrona interesu publicznego – regulatorom przyznaje się status niezależności od władzy politycznej. Tego rodzaju konstrukcja instytucjonalna została stworzona przecież po to, aby zapewnić regulatorom samodzielność w ich działaniach nadzorczych i w ten sposób umożliwić im wywiązywanie się z nałożonego na nich zobowiązania do działania na rzecz interesu publicznego – rozumianego tu jako ochrona odbiorców przed zagrożeniem praktykami monopolistycznymi, której przecież kluczowym elementem jest kwestia regulacji cen⁹⁷.

Rozwijając tezę, że decydenci polityczni i organy regulacyjne mogą działać jako podmioty racjonalne w obliczu politycznych żądań grup interesu (zwłaszcza przedsiębiorstw), G.J. Stigler wyprowadził główny wniosek, który sprowadza się do stwierdzenia, że zorganizowane grupy (które są zazwyczaj mniejszych rozmiarów) będą bardziej skuteczne w pozyskiwaniu oczekiwanych regulacji dla danej branży.

Wniosek G.J. Stiglera postrzegany jest jako kluczowy dla rozwoju teorii przechwycenia regulacji (*the theory of regulatory capture*)⁹⁸, w ramach której uznaje się, że regulacja jest wprowadzana i stosowana w sposób zgodny z preferencjami zasiedziałego przedsiębiorstwa regulowanego⁹⁹. W ramach tej teorii chodzi o określenie podstawowych mechanizmów i determinant procesów zawłaszczania regulacji oraz sposobów, dzięki którym można ograniczać wpływ interesów grupowych na rzecz interesu publicznego¹⁰⁰.

Zdaniem G.J. Stiglera regulacja jest projektowana, nabywana i eksploatowana przez przemysł przede wszystkim dla jego własnych korzyści. Z tego powodu zaproponował ogólną hipotezę, która zakłada, że każdy przemysł lub zawód, który ma wystarczającą siłę polityczną, aby wykorzystać państwo, będzie dążył do kontrolowania

⁹⁷ G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 83–85.

⁹⁸ G.J. Stigler uważany jest również za głównego promotora teorii przechwycenia regulacji.

⁹⁹ G.J. Stigler, wyd. cyt.

¹⁰⁰ G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 75.

wejścia. Zdaniem tego autora polityka regulacyjna będzie często tak kształtowana, aby spowolnić tempo wzrostu nowych przedsiębiorstw pojawiających się na rynku¹⁰¹.

Szczególnie dla przedstawicieli teorii wyboru publicznego (*public choice theory*)¹⁰² zawłaszczanie regulacyjne (*regulatory capture*)¹⁰³ następuje wtedy, kiedy grupy lub osoby zainteresowane wynikami decyzji politycznych lub regulacyjnych skoncentrują swoje zasoby i energię na próbach uzyskania preferowanych przez siebie wyników politycznych, podczas gdy inni członkowie społeczeństwa, z których każdy ma indywidualnie niewielki wpływ wyborczy, całkowicie je zignorują. Przechwytywanie regulacyjne realizowane jest przez grupy interesu, które kierują skoncentrowane zasoby na uzyskanie konkretnego wyniku politycznego lub gospodarczego poprzez skuteczne „przechwytywanie” wpływu na pracowników agencji regulacyjnej, tak aby realizowali preferowane interesy polityczne i gospodarcze tych grup interesu.

Mocnym impulsem do rozwoju badań nad problemem zawłaszczania regulacji było upowszechnienie się zinstytucjonalizowanej regulacji w sektorach sieciowych. Dokonało się to w ramach zapoczątkowanego przez Wielką Brytanię procesu liberalizacji tych sektorów. Jego podstawą był wdrażany w kolejnych, brytyjskich sektorach, pakiet reform streszczający się w czterech hasłach: prywatyzacji, restrukturyzacji, demonopolizacji, deregulacji i reregulacji. Pakiet ten stał się rodzajem wzorca dla innych krajów zamierzających odejść od tradycyjnego modelu funkcjonowania sektorów sieciowych, który wykluczał samoregulację rynkową, wprowadzając w jej miejsce jakąś formę mechanizmu rynku regulowanego. Regulacyjna część pakietu reform zbudowana była w części w opozycji do modelu amerykańskiego – zastępowała bowiem, uznany za nieefektywny, mechanizm regulacji stopy zwrotu mechanizmem regulacji bodźcowej w formie pułapu cenowego, w części zaś wykorzystywała, choć w zmodyfikowanym kształcie instytucjonalny element tego modelu, jakim była instytucja wyspecjalizowana w regulacji sektorowej.

Kluczowym wymogiem, który spełniać miały tworzone w ramach procesu liberalizacji sektorów sieciowych instytucje regulacyjne, było zapewnienie im niezbędnego stopnia niezależności. Wymóg ten traktowany był bowiem jako warunek konieczny, aby regulatorzy mogli skutecznie realizować dwa główne zadania, mianowicie promować konkurencję tam, gdzie jest ona możliwa, a tam, gdzie samoregulacja rynkowa nie zapewnia realizacji interesu publicznego, poddać przedsiębiorstwa regulacji, która z jednej strony zapewni ochronę odbiorców przed nadużywaniem pozycji wyłączności, a z drugiej będzie wyzwalac w przedsiębiorstwach regulowanych bodźce profektywnościowe.

¹⁰¹ G.J. Stigler, wyd. cyt.

¹⁰² Takich jak: K. Wicksell, D. Black, A. Downs, M. Olson, J.M. Buchanan i G. Tullock.

¹⁰³ W polityce przechwytywanie regulacyjne uznawane jest za korupcję władzy i występuje, gdy podmiot lub decydent polityczny czy agencja regulacyjna służą wyłącznie biznesowym, ideologicznym lub politycznym interesom danego okręgu wyborczego, branży, korporacji zawodowej lub grupie ideologicznej, W. Kenton, *Regulatory capture definition with examples*, 2021, <https://www.investopedia.com/terms/r/regulatory-capture.asp>.

Koncepcja niezależności postrzegana była szeroko, ponieważ zakładała autonomiczną pozycję regulatora względem rządu (polityków), przedsiębiorstw regulowanych i odbiorców, którą miało wyrażać zachowywanie przez niego równego dystansu (*arm's length relationship*) wobec wszystkich interesariuszy regulacji. Zapewnienie regulatorowi autonomii względem polityków miało wzmocnić wiarygodność ich zobowiązania, że nie będą w przyszłości podejmować prób wpływania na decyzje regulacyjne w sposób, który mógłby zagrozić procesowi odzyskiwania przez inwestorów poniesionych przez nich nakładów na realizację uzgodnionych z regulatorem inwestycji¹⁰⁴.

W badaniach nad problemem zawłaszczania regulacji zwracano uwagę na trzy czynniki, które mogą powodować istotne zagrożenia. Pierwszy z nich dotyczy tzw. niespójności w czasie (*time-inconsistency*), za którą kryje się pokusa rządzących do naruszania stabilności ustalonych wcześniej ram regulacyjnych. Dwa kolejne czynniki to asymetria informacji na niekorzyść regulatora oraz zjawisko dotyczące wymiany kadr między instytucją regulacyjną a przedsiębiorstwami objętymi jej nadzorem regulacyjnym, które określane jest w literaturze przedmiotu jako „drzwi obrotowe” (*revolving doors*).

Kwestia wpływu czynnika asymetrii informacji na zawłaszczanie regulacji jest od dłuższego czasu przedmiotem intensywnych badań, w ramach których zaznaczyły się różne modele analizy tego związku oraz wynikające z nich wnioski co do sposobu, w jaki można ograniczać tego rodzaju zagrożenie. Zdaniem E. Dal Bo podstawą pierwszego modelu są trzy założenia. Pierwsze z nich dotyczy instytucjonalnych konsekwencji asymetrii informacji. Fakt posiadania przez przedsiębiorstwa najlepszej wiedzy o własnych kosztach uniemożliwia rządowi ustalanie cen na poziomie, który zapewniałby ich pokrycie wraz z zapewnieniem niezbędnego zysku, co z kolei jest warunkiem, aby przedsiębiorstwa w sposób właściwy zaspokajały potrzeby ich odbiorców. Stąd też, aby niwelować przewagę informacyjną przedsiębiorstw, rząd powołuje instytucję regulatora.

Według drugiego założenia regulator, wraz z nabieraniem doświadczenia w zakresie analizy kosztów przedsiębiorstw, zaczyna coraz lepiej orientować się w strukturze i ich poziomie. Umożliwia to regulatorowi identyfikowanie przedsiębiorstw charakteryzujących się wysokimi i niskimi kosztami oraz zwiększa jego zdolność do ograniczania – w ramach procesu regulacji cen – rozmiaru zysków przedsiębiorstw do uzasadnionego poziomu.

Trzecie założenie dotyczy postawy przedsiębiorstw wobec coraz lepiej zorientowanego w ich kosztach regulatora. Skłania je to bowiem do podejmowania prób przekonania regulatora w drodze przekupstwa (*bribery*), aby nie robił użytku ze swojej wiedzy i w ten sposób zapewniał im nadal możliwość uzyskiwania wyższych od uzasadnionych zysków.

¹⁰⁴ G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 96.

Czwarte założenie odnosi się do okoliczności warunkujących proces zawłaszczania, do których zalicza się zasób informacji, jakie pozyskać może regulator, oraz charakter otoczenia, w jakim on działa – czy ułatwia ono, czy utrudnia przedsiębiorstwom uzyskanie kontroli nad regulatorem¹⁰⁵. W tym modelu rozumowania zawłaszczania związane są ze stosowaniem przez przedsiębiorstwa bodźców adresowanych do regulatora, których skuteczności sprzyja istnienie asymetrii informacji – daje ona bowiem regulatorowi pewien zakres uznaniowości, która nie może być kontrolowana przez rząd.

Oprócz bodźca polegającego na oferowaniu regulatorowi korzyści materialnej w zamian za korzystne dla przedsiębiorstw decyzje, możliwe są jeszcze dwa inne rodzaje bodźców. Pierwszy z nich polega na składaniu regulatorowi atrakcyjnej oferty pracy w regulowanych przedsiębiorstwach – kwestia stanowi element większego problemu tzw. obrotowych drzwi. Drugi rodzaj bodźców, które mogą być stosowane przez przedsiębiorstwa, aby skłonić regulatora do działania w sposób zgodny z ich interesem, to – w przeciwieństwie do dwóch pierwszych – bodźce negatywne. Mogą one przybrać takie formy, jak kierowane pod adresem regulatora groźby ograniczenia działalności w sposób naruszający interesy odbiorców, upowszechnianie informacji podważających kompetencje regulatora, po to aby zniszczyć jego reputację i możliwość dalszej kariery zawodowej, czy wreszcie doprowadzanie do takiego stopnia otwartej konfrontacji z regulatorem, aby, ze względu na wysokie koszty polityczne, osłabić poparcie polityczne dla regulatora i w ten sposób osłabić jego determinację w opieraniu się naciskom przedsiębiorstw¹⁰⁶.

W modelu drugim, omawianym przez D. Helma, przyjmuje się założenie, że zawłaszczenie jest wynikiem asymetrii informacji, która wykorzystywana jest przez przedsiębiorstwa w związku z tym, że ich interes jest rozbieżny z interesem publicznym, którym kieruje się regulator. W tej sytuacji posiadanie przewagi informacyjnej pozwala przedsiębiorstwom na stosowanie specyficznej strategii ujawniania informacji (*strategic information revelation*), która w istocie oznacza manipulowanie przekazywaną regulatorowi informacją, aby w sposób korzystny dla siebie zniekształcać prowadzony przez niego rachunek kosztów i zysków przedsiębiorstw i tym samym wpływać na podejmowane przez niego decyzje.

Przewaga informacyjna, a zatem i możliwość wpływania przedsiębiorstw na proces podejmowania decyzji regulacyjnych, są tym większe, im większe jest zapotrzebowanie regulatora na informacje, a to z kolei zależy od stosowanego mechanizmu regulacji cen.

¹⁰⁵ E. Dal Bo, *Regulatory capture: a review*, „Oxford Review of Economic Policy” 2006, vol. 22, no. 2, s. 210, cyt. za: G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 99.

¹⁰⁶ G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 99.

D. Helm odwołuje się tutaj do mechanizmu regulacji stopy zwrotu. Jego stosowanie skłania bowiem przedsiębiorstwa do manipulowania informacją po to, aby po pierwsze, zmaksymalizować wysokość akceptowanych przez regulatora kosztów i w ten sposób „zapewnić sobie łatwe życie”, czyli zwolnić menedżerów z konieczności podejmowania działań na rzecz poprawy efektywności, oraz po drugie, wpłynąć na ustalenie stopy zwrotu na poziomie wyższym od rynkowego, aby w ten sposób umożliwić sobie wzrost zysków przez nieuzasadnione na gruncie ekonomicznym maksymalizowanie inwestycji.

Model ten można rozwinąć przez przyjęcie dodatkowego założenia, które rozszerza rozumienie istoty problemu asymetrii informacji. Nie dotyczy ona bowiem braku wiedzy regulatora tylko o tym, które z przedsiębiorstw z powodów obiektywnych charakteryzują się wysokim lub niskim poziomem kosztów, ale także o tkwiących w tych przedsiębiorstwach rezerwach wzrostu efektywności kosztowej. Specyfika tych rezerw wyrażona jako wspomniana już nieefektywność X wynika stąd, że wiedza o zakresie tych rezerw jest poza zasięgiem regulatora i, co więcej, wykorzystanie tych rezerw nie jest możliwe bez uruchomienia proefektywnościowej aktywności kadry kierowniczej poszczególnych przedsiębiorstw. Jej uruchomienie wymaga jednak stworzenia, w ramach mechanizmu regulacyjnego, możliwości nagradzania kadry kierowniczej za uzyskany przez nią wzrost efektywności kosztowej, w formie akceptacji odpowiednio wyższych zysków.

W tym kontekście postrzegać należy postulowane przez D. Helma remedium, które ma ograniczać przedsiębiorstwom możliwości manipulowania informacją i w ten sposób redukować zagrożenie zawłaszczania regulacji. Remedium to sprowadza się do odejścia od mechanizmów regulacji kosztowej (należy do nich także regulacja stopy zwrotu), których zasada działania polega na trwałym powiązaniu zmian cen regulowanych ze zmianami kosztów, w stronę mechanizmów regulacyjnych działających w sposób rynkowy, czyli mechanizmów typu regulacji bodźcowej¹⁰⁷, z których najbardziej znany i najczęściej stosowany jest mechanizm regulacji pułapowej w wersji RPI-X¹⁰⁸.

Z kolei termin „drzwi obrotowe” odnosi się do praktyki wymiany kadr pomiędzy organem regulacyjnym a przedsiębiorstwami podlegającymi władzy regulacyjnej tego organu. Praktyka ta już od dawna postrzegana była przez wielu autorów jako jeden z ważniejszych czynników ułatwiających proces zawłaszczania regulacji przez sektor przedsiębiorstw regulowanych. Popularyzację tego poglądu przypisuje się R. Najderowi, który stwierdził, że zatrudnianie na wysokich stanowiskach w organach władzy publicznej, odpowiedzialnej za działania regulacyjne wobec poszczególnych sektorów gospodarczych, osób pełniących wcześniej funkcje kierownicze w przedsię-

¹⁰⁷ Istota działania mechanizmów regulacji bodźcowej sprowadza się do uruchamiania aktywności samych przedsiębiorstw w zakresie odkrywania i wykorzystywania rezerw wzrostu efektywności kosztowej, co nie jest możliwe w przypadku stosowania regulacji typu kosztowego, która z założenia nie przewiduje nagradzania przedsiębiorstw za tego rodzaju aktywność.

¹⁰⁸ D. Helm, *Regulatory reform, capture and the regulatory burden*, „Oxford Review of Economic Policy” 2006, vol. 22, no. 2, s. 179, cyt. za: G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 100.

biorstwach działających w tych sektorach, a w jeszcze większym stopniu kuszenie personelu regulacyjnego ofertą dobrze płatnej pracy w przedsiębiorstwach prowadzi do przejścia przez sektor regulowany kontroli nad procesem regulacyjnym¹⁰⁹.

Analiza możliwych implikacji wymiany kadr obejmuje zarówno przypadek przepływu kadr do regulatora, jak i przypadek, kiedy rozważa się wpływ, jaki na decyzję personelu regulacyjnego wywierać może perspektywa przejścia do pracy w regulowanych przedsiębiorstwach. Według E. Dal Bo, który poddał analizie oba przypadki, w każdym z nich można mówić o różnych, możliwych implikacjach. W pierwszym przypadku zatrudnienie byłych pracowników sektora regulowanego może skutkować podejmowaniem decyzji zorientowanych bardziej na rzecz przedsiębiorstw, ale należy tu wyróżnić dwie, całkowicie odmienne z punktu widzenia oceny jakości regulacji, sytuacje. Pierwsza z nich dotyczy takich zachowań personelu regulacyjnego wywodzącego się z sektora, które – zgodnie z koncepcją zawłaszczania – w sposób ewidentny podyktowane są dążeniem do podejmowania decyzji, które służą przedsiębiorstwom kosztem interesu ich odbiorców. Z kolei druga sytuacja odnosi się do tych decyzji funkcjonariuszy organów regulacyjnych, którzy – z racji ich wiedzy o sektorze zdobytej w okresie pracy w przedsiębiorstwach sektora – w sposób bardziej właściwy, tzn. zgodny z uzasadnionymi względami ekonomicznymi, rozumieją oczekiwania przedsiębiorstw co do sposobu regulacji. Szczególnie istotnym czynnikiem dla jakości regulacji jest tutaj ich obawa przed ustalaniem cen na zbyt niskim poziomie. Podyktowana jest ona świadomością, że tego rodzaju decyzje regulacyjne mogą skutecznie blokować procesy inwestycyjne w przedsiębiorstwach, ze szkodą dla długookresowego interesu odbiorców¹¹⁰.

W polskim sektorze energetyki gazowej w latach 2016–2020 także wystąpiły przypadki zjawiska „drzwi obrotowych”. Długoletni pracownicy polskiego regulatora rynku energii, tj. Urzędu Regulacji Energetyki (URE), zasilili departamenty regulacji operatorów dystrybucyjnego (Polską Spółkę Gazownictwa) oraz magazynowego (Operatora Systemu Magazynowego Gas-Storage Polska). Z kolei jeden z menedżerów operatora magazynowego został menedżerem w Departamencie URE. W tym przypadku wydaje się, że przepływ pracowników w obu kierunkach nie wpłynął na pogłębienie się negatywnych zjawisk asymetrii informacyjnej pomiędzy regulatorem a przedsiębiorstwami, a tym samym na pogłębienie się zawłaszczania regulacji.

Kontynuując prezentację ekonomicznej teorii regulacji, należy przypomnieć, że za słuszością teorii G.J. Stiglera, w tym zwłaszcza w odniesieniu do sektorów energetycznych, przemawiały wnioski dwóch badań empirycznych. Pierwsze z nich wynikały z badań przeprowadzonych przez W.J. Jordana i dotyczyły aktywności komisji regula-

¹⁰⁹ T. Makkai, J. Braithwaite, *In and out of the revolving door. Making sense of regulatory capture*, „Journal of Public Policy” 1993, vol. 12, no. 1, s. 62, cyt. za: G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 102, 103.

¹¹⁰ G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 103.

cyjnych w zakresie inicjowania obniżek cen energii elektrycznej i gazu. Wynikające z tych badań wnioski nie potwierdzały bowiem tego, co można było oczekiwać na gruncie teorii interesu publicznego, mianowicie tego, że inicjatywa ta należała przede wszystkim do komisji regulacyjnych.

Z ustaleń W.J. Jordana wynikało, że w przypadku regulacji przedsiębiorstw gazowniczych i elektroenergetycznych stroną znacznie częściej występującą z wnioskami o obniżkę cen były przedsiębiorstwa, a w przypadku podwyżek cen obie strony wykazały się tym samym stopniem aktywności. Co więcej, obniżki cen znacznie częściej dotyczyły nie małych, ale dużych odbiorców, a więc tych, którzy ze względu na swoją ograniczoną liczbę łatwiej mogli, jak zakładał G.J. Stigler, tworzyć skuteczną grupę nacisku oddziałującą na sposób regulacji.

W przypadku drugiego rodzaju badań, przeprowadzonych z kolei przez wspomnianego już G.A. Jarrella, zasadniczym motywem ich podjęcia była kwestia genezy procesu instytucjonalizacji regulacji w sektorze elektroenergetycznym. Oprócz jednostkowych przypadków tworzenia komisji regulacyjnych w obu sektorach energetycznych w okresie od 1885 r. do połowy pierwszej dekady XX w., proces instytucjonalizacji regulacji w tych sektorach gwałtownie przyspieszył w latach 1907–1922. W końcowym roku tego okresu działało już 37 komisji stanowych (na 48 stanów) regulujących przedsiębiorstwa elektroenergetyczne i 18 komisji ds. regulacji przedsiębiorstw gazowych, które utworzone zostały w dużych stanach¹¹¹.

Znaczący wkład w rozwój teorii regulacji G.J. Stiglera wniósł S. Peltzman, który zbadał, w jaki sposób regulacja wpływa na transfer bogactwa (rozumianego jako suma rent uzyskiwanych przez różne grupy interesariuszy regulacji) pomiędzy różnymi grupami interesu w przypadku, gdy organ regulacyjny podlega ograniczeniom budżetowym. Zgodnie z jego konkluzjami organ regulacyjny dąży do tego, aby każdy, kto ma istotny wpływ polityczny, uzyskał optymalny z politycznego punktu widzenia udział bogactwa, co ma odzwierciedlenie w cenach pobieranych od konsumentów oraz w zyskach, które producenci mogą osiągnąć¹¹².

Postawiona przez S. Peltzmana teza, że regulacja ma służyć maksymalizacji poparcia politycznego, zakładała, że regulator stara się znaleźć najbardziej efektywny sposób regulacji. Stąd też, jak zaznacza J. Hertog, głównym, według S. Peltzmana, problemem regulacji jest taki sposób określania poziomu ceny regulowanej, przy którym implikowany przez nią rozdział korzyści między różne grupy interesariuszy zapewni, że wynikająca z takiego rozdziału utrata poparcia wyborczego jednych interesariuszy będzie równoważona wzrostem poparcia innej grupy¹¹³.

¹¹¹ Tamże, s. 86.

¹¹² S. Peltzman, *Toward a more general theory of regulation*, „Journal of Law and Economics” 1976, vol. 19, no. 2, s. 211–240.

¹¹³ J. Hertog, *Review of economic theories of regulation*, Tjalling C. Koopmans Research Institute Discussion Paper Series no. 10-18, Utrecht School of Economics, 2010, s. 25, cyt. za: G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 92.

J. Hertog podkreśla również, że dokonane przez S. Peltzmana rozszerzenie teorii G.J. Stiglera odznacza się jeszcze jednym ważnym walorem. Chodzi o to, że zmodyfikowana przez niego teoria pozwala wyjaśnić, dlaczego oprócz sektorów, które charakteryzują się wysokim stopniem monopolizacji, w tym zwłaszcza sektorów z monopolami naturalnymi, także i sektory potencjalnie konkurencyjne obejmowane są tym samym typem regulacji – kontrolą wejścia połączoną z regulacją cen. O ile bowiem w tym pierwszym przypadku wprowadzeniem regulacji zainteresowani są odbiorcy i w tym sensie teoria regulacji ekonomicznej zbliża się do teorii interesu publicznego, o tyle w przypadku sektorów potencjalnie konkurencyjnych jej wprowadzenie jest w interesie przedsiębiorstw, które liczą, że regulacja, po pierwsze, spowoduje – dzięki kontroli dostępu do rynku – ograniczenie konkurencji i po drugie, dzięki zawłaszczeniu regulacji, doprowadzi do wzrostu cen powyżej poziomu, który ustaliłby się w warunkach konkurencyjnego rynku.

W warunkach amerykańskich ten walor teorii regulacji ma bardzo istotne znaczenie, ponieważ pozwala wyjaśnić przyczyny objęcia regulacją typową dla sektorów monopolu naturalnych (czyli kontrolą dostępu i cen) także i potencjalnie konkurencyjne sektory, takie jak sektory transportu samochodowego i osobowego (taksówki) oraz transportu lotniczego¹¹⁴.

Należy także pamiętać, że ważnym wkładem S. Peltzmana w rozwój ekonomicznej teorii regulacji były wyniki badań wyjaśniające zarówno istnienie regulacji typu *pro-producer type of regulation*, jak i istnienie subsydiowania skróśnego niektórych usług w branżach regulowanych¹¹⁵.

Jak podkreślał S. Peltzman, znaczenie ekonomicznej teorii regulacji G.J. Stiglera widzieć należy mniej w konkluzjach, które z niej wynikały, a bardziej w tym, że stanowiła ona rodzaj katalizatora, który zintensyfikował proces empirycznych badań nad efektami regulacji i formułowanych na ich podstawie teoretycznych uogólnień, w których problem zawłaszczania regulacji ujmowany był w sposób bardziej zniuansowany i w jeszcze większym stopniu odwołujący się do analitycznego instrumentarium ekonomii.

W teorii G.J. Stiglera koncepcja zawłaszczenia ujmowana była w sposób jednostronny. Pozwalała ona bowiem po pierwsze, sprowadzać proces regulacji do rodzaju produktu oferowanego i dostarczanego przez państwo zainteresowanym grupom interesów – stąd też rozwijane na tym gruncie teorie regulacji określane są w opozycji do teorii interesu publicznego teoriami zawłaszczenia, oraz po drugie, uzasadnić pogląd, że zawłaszczenie mogło być dokonywane przede wszystkim przez przedsiębiorstwa regulowane¹¹⁶.

W ramach swoich badań (prowadzonych w tym samym czasie co G.J. Stigler) R. Posner zakwestionował słuszność, z jednej strony przyjmowanego bezkrytycznie

¹¹⁴ G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 88.

¹¹⁵ S. Peltzman, *Toward a more...*

¹¹⁶ G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 88.

przez zwolenników teorii interesu publicznego założenia, że regulacja ma umożliwić osiągnięcie rezultatów zbliżonych do tych, które zostałyby osiągnięte w warunkach konkurencyjnego rynku, z drugiej zaś wyrażanego już od dawna przez przeciwników tej teorii poglądu, że regulacja w pierwszej kolejności chroni interesy regulowanych przedsiębiorstw ze szkodą dla odbiorców, co oznacza, że została ona przez nie zawłaszczona. Warto podkreślić, że R. Posner stwierdził także, że po pierwsze, ekonomiczna teoria regulacji stanowi najbardziej pogłębione studium tego podejścia do regulacji, którego podstawą jest kategoria zawłaszczenia, oraz po drugie, wynikający z tej teorii wniosek, że zawłaszczenie to dokonuje się przez najbardziej efektywne politycznie grupy interesariuszy regulacji, implikuje także możliwość jej zawłaszczenia nie tylko przez przedsiębiorstwa objęte regulacją, ale również przez inne grupy interesariuszy.

Jego punktem wyjścia jest konstatacja dosyć oczywistego – ze względu na bardzo duży zakres występowania w sektorach przedsiębiorstw objętych regulacją ekonomiczną (czyli regulacją łączącą blokadę wejścia na rynek z nadzorem nad procesem stanowienia cen) – zjawiska polegającego na świadomym i nieprzerwanym dostarczaniu odbiorcom przez te przedsiębiorstwa dóbr lub usług po niższych cenach i w większym rozmiarze, niż gdyby były one oferowane w warunkach rynku konkurencyjnego, a tym bardziej, przez nieregulowanego monopolistę¹¹⁷. W jego przekonaniu świadczy to o tym, że celu regulacji nie można definiować w sposób jednostronny, czyli ograniczyć go albo tylko do ochrony interesu publicznego, jak czynili to jedni uczestnicy sporu o istotę regulacji, albo do ochrony interesów przedsiębiorstw podlegających regulacji, jak twierdzili ci, którzy dowodzili, że regulacja została zawłaszczona przez te przedsiębiorstwa. Odnotowane przez niego zjawisko subsydiowania skrośnego (*cross-subsidisation*) wymaga więc rozszerzenia postrzegania regulacji przez uznanie, że może ona również realizować funkcję, którą ten badacz określa jako opodatkowanie przez regulację (*taxation by regulation*).

W ramach swoich badań R. Posner dokonał wyraźnego rozróżnienia między tym rodzajem różnicowania cen, który określa się subsydiowaniem skrośnym, a stosowaną przez monopolistów praktyką różnicowania cen, które służy do maksymalizacji ich zysków, jak np. różnicowanie cen w zależności od elastyczności popytu lub sprzedawanie po cenach niższych od kosztów na tych rynkach, na których stykają się oni z konkurencją.

Subsydiowaniem skrośnym nie jest także praktyka ustalania cen na dobra lub usługi, na które popyt głęboko waha się w cyklu dobowym (*peak-load pricing*). Tutaj bowiem obniżanie cen do poziomu kosztów krańcowych w okresie nocnym, kiedy popyt jest bardzo niski, służy do zwiększania sprzedaży dóbr i usług tym odbiorcom, którzy by ich w przeciwnym razie nie kupowali. Nasuwający się wniosek o potrzebie rozszerzenia rozumienia regulacji skłonił R. Posnera do sformułowania tezy, że istnieje

¹¹⁷ R. Posner, *Taxation by regulation*, „The Bell Journal of Economics and Management Science” 1971, vol. 2, no. 1, s. 22, cyt. za: G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 88.

nie subsydiowania skrośnego należy interpretować jako efekt używania władzy publicznej po to, aby zmusić niektóre grupy społeczne do pokrycia kosztów dostarczania dóbr lub usług, które w warunkach rynkowych dostarczane byłyby w ograniczonej liczbie, lub niedostarczane w ogóle¹¹⁸.

Podsumowując swoje badania, R. Posner skupił się w szczególności na zagadnieniu powszechnego występowania w branżach regulowanych zjawiska subsydiowania skrośnego, które na wielu rynkach regulowanych jest niedopuszczalne, a które w praktyce umożliwia przedsiębiorstwu regulowanemu realizowanie niektórych rodzajów działalności poniżej kosztów całkowitych zamiast zaprzestania świadczenia usług istotnych dla określonej grupy odbiorców. Stąd autor ten wywnioskował, że regulacja może pełnić funkcje alokacyjne i dystrybucyjne, które były zwykle zarezerwowane dla systemu podatkowego, będącego atrybutem państwa.

R. Posner sformułował tezę, że istnienie subsydiowania skrośnego należy interpretować jako efekt używania władzy publicznej po to, aby zmusić niektóre grupy społeczne do pokrycia kosztów dostarczania dóbr lub usług, które w warunkach rynkowych dostarczane byłyby w ograniczonej liczbie, lub nie dostarczane w ogóle. Analiza R. Posnera rozszerza także podejście grup interesu do regulacji, sugerując, że niektóre grupy odbiorców mogą mieć również istotny wpływ na kształtowanie się popytu i duży wpływ na regulację. R. Posner podkreślił jednak, że w obecnym stanie wiedzy o mechanizmach rządzących procesem alokacji subsydiów, nie jest on w stanie wyjaśnić i uzasadnić, dlaczego pewne grupy odbiorców są ich beneficjentami, a inne nie są nimi objęte¹¹⁹.

Tezę R. Posnera potwierdzili w ramach swoich badań P.L. Joskow i N.L. Rose, podsumowując, że w szczególności pracownicy przedsiębiorstwa regulowanego mogą być ważnym beneficjentem regulacji w niektórych branżach. Twierdzą oni, że regulacja cen i wejścia na rynek sprzyja rozwojowi silnych związków zawodowych¹²⁰.

Zdaniem A. Szablewskiego zasadniczą część procesu kształtowania ekonomicznej teorii regulacji w ramach szkoły z Chicago zamyka wkład, jaki wniósł do niej G. Becker. Badacz ten skupił uwagę na przebiegu procesu konkurencji między różnymi grupami interesariuszy regulacji chcących uzyskać jak największy wpływ na sposób rozdziału rent dokonywany przez władzę publiczną¹²¹.

G. Becker zdefiniował regulację jako efekt konkurencji pomiędzy grupami interesu, przyjmując założenie, że grupy te organizują się (w stowarzyszenia, branżowe izby gospodarcze, fundacje, *think-tanks*) w celu uzyskania korzyści lub uniknięcia pewnych ciężarów i podejmują walkę o rentę monopolu poprzez wywieranie nacisku na uczestników rynku, w tym regulatora, a przede wszystkim na sferę polityczną państwa¹²².

¹¹⁸ G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 89, 90.

¹¹⁹ C. Decker, wyd. cyt., s. 30.

¹²⁰ P.L. Joskow, N.L. Rose, wyd. cyt., s. 1497.

¹²¹ G. Wojtkowska-Łodej i in., wyd. cyt., s. 93.

¹²² G. Becker, *Theory of competition among pressure groups for political influence*, „The Quarterly Journal of Economics” 1983, vol. 98, s. 371–399.

W przypadku monopolu naturalnych działających na rynku regulowanym ujawnia się, pomimo regulacji, dążenie do maksymalizacji zysku i generowanie tym samym renty monopolu. Zjawisko to polega na dążeniu przez przedsiębiorstwa lub inne organizacje do uzyskania korzyści materialnych poprzez wywieranie wpływu na otoczenie gospodarcze lub prawne. W przypadku monopolu naturalnego w branży energetycznej renta monopolu ze względu na to, iż energia jest niezbędna do funkcjonowania każdej współczesnej gospodarki, ma charakter renty wieczystej, a więc jest niezwykle cenna. Dlatego szczególnie w sektorze energetycznym można zaobserwować zjawisko pogoni za rentą (*rent-seeking*), które A. Krueger zdefiniował jako dążenie do maksymalnego zawłaszczenia tej renty przez różne grupy interesu.

Według podejścia G. Beckera regulacja może być postrzegana jako narzędzie równoważenia interesów poszczególnych grup, konkurujących między sobą o względy regulatora i stale zabiegających o decyzje regulatora zgodne z interesem grupy. Pomiędzy przedsiębiorstwami regulowanymi i wspierającymi ich grupami interesu a regulatorem istnieje zwykle asymetria informacji. W tradycyjnym podejściu do teorii regulacji przyjmowano, że regulator dysponuje doskonałą informacją oraz że działa w interesie publicznym. Praktyka gospodarcza nie przedstawia się jednak tak idealnie, a asymetria informacji prowadzi do zjawiska selekcji negatywnej (*adverse selection*) oraz pokusy nadużycia (*moral hazard*).

Zjawisko selekcji negatywnej pojawia się wtedy, gdy przedsiębiorstwo regulowane posiada zdecydowanie więcej informacji od regulatora o pewnych zmiennych egzogenicznych, np. w zakresie przyczyn i skali powstawania kosztów, organizacji procesów podstawowych i pomocniczych, stosowanej technologii. Selekcja negatywna prowadzi do zawodności rynku i powoduje wypieranie produktu lepszego przez gorszy¹²³. Z kolei pokusa nadużycia opiera się na tezie mówiącej o tym, że podmiot chroniony przed ryzykiem może zachowywać się inaczej, niż gdyby był w pełni wyeksponowany na ryzyko.

W teorii ekonomii pokusa nadużycia definiowana jest jako sytuacja, w której zachowanie jednej ze stron transakcji może zmienić się na niekorzyść drugiej strony po zawarciu transakcji. Z kolei w ekonomii regulacji jest efektem istnienia braku informacji po stronie regulatora w momencie zawierania kontraktu dotyczących zmiennych endogenicznych¹²⁴.

Z powyższego wynika, że regulator stoi przed istotnymi ograniczeniami informacyjnymi, wynikającymi chociażby ze wspomnianej asymetrii informacji, co utrudnia

¹²³ Jeden z pierwszych formalnych modeli negatywnej selekcji został wprowadzony do teorii ekonomii przez G.A. Akerlofa, *The market for 'lemons': quality uncertainty and the market mechanism*, „The Quarterly Journal of Economics” 1970, vol. 84, no. 3, s. 488–500.

¹²⁴ J.J. Laffont, J. Tirole, *A theory of incentives in procurement and regulation*, The MIT Press, Cambridge, MA, 1993, s. 5–9. Zagadnienie *moral hazard* było badane przez takich naukowców, jak K. Arrow czy B. Holmström. B. Holmström, *Moral hazard and observability*, „The Bell Journal of Economics” 1979, vol. 10, no. 1, s. 74–91; K.J. Arrow, *Uncertainty and the welfare economics of medical care*, „The American Economic Review” 1963, vol. 53, no. 5, s. 941–973.

mu osiągnięcie wyznaczonych celów regulacyjnych. Regulator może podejmować działania w celu zmniejszenia asymetrii informacji np. przez implementację w przedsiębiorstwach regulowanych baz danych, systematycznie aktualizowanych przez przedsiębiorstwa, a pomocnych w administracyjnym procesie ustalania taryf. Regulator może również zamawiać badania rynkowe i ekspertyzy, a także dokonywać kontroli podmiotu regulowanego, przeprowadzając audyt przez pracowników regulatora lub zewnętrznych audytorów.

Regulator staje często w obliczu ograniczeń natury politycznej. Politycy wpływają na decyzje podejmowane przez regulatora, używając do tego różnych środków, takich jak zmiana prawa, wywieranie nieformalnego nacisku przez wprowadzanie ograniczeń budżetowych dla organu regulacyjnego, ograniczanie nagród pieniężnych pracownikom organu regulacyjnego czy obsadzanie kluczowych stanowisk regulatora według klucza politycznego, co ostatecznie ma prowadzić do wyłudzenia renty monopolu. W polskim sektorze energetycznym, szczególnie w części znajdującej się pod jurysdykcją Skarbu Państwa lub samorządu terytorialnego, najsilniejszą grupę wpływu stanowią politycy i związki zawodowe pracowników przedsiębiorstw regulowanych. Zazwyczaj to oni przejmują przeważającą część renty monopolu sektora energetycznego. To, że przez wiele lat sektor energetyczny prawie na całym świecie funkcjonował zazwyczaj jako monopol zintegrowany pionowo, może oznaczać, iż w tej wyjątkowo dobrze zorganizowanej zbiorowości udawało się jak dotąd skutecznie zawłaszczać całą rentę kosztem konsumentów. Interesujące jest także to, że sektor godził się na „rozpraszanie” części renty na skutek nieefektywnej konkurencji. Stopień tego rozproszenia zależy od skali konfliktu interesów poszczególnych grup, kosztów uzyskania kompromisu oraz innych czynników¹²⁵.

G. Becker zaproponował także tezę, która zakłada, że regulacje powinny doprowadzić do zrównoważenia rynku w zakresie efektywności przez odpowiednią redystrybucję, stwierdzając, że wynikająca z tego równowaga będzie odpowiadać wielkości *deadweight loss* wynikającej z nieefektywności polityki regulacyjnej. Istotną implikacją tej tezy jest to, że polityka regulacyjna ukierunkowana na podniesienie efektywności będzie skuteczna w okolicznościach, w których względne zyski dla tych, którzy opowiadają się za taką polityką, są znacznie większe niż względne straty tych, którzy się jej sprzeciwiają. Oznacza to, że jednym z powodów, dla których postrzegamy regulację sektora użyteczności publicznej jako bardzo istotną, jest duża skala niedoskonałości rynku, a w wyniku wprowadzenia regulacji istnieje możliwość znacznego wzrostu efektywności przedsiębiorstw na nim funkcjonujących¹²⁶.

Powszechnie teoria regulacji grup interesów postrzegana jest jako zaawansowane podejście do zrozumienia regulacji gospodarczej, w szczególności w aspekcie politycznym. Jednakże z czasem pojawiło się wiele krytycznych uwag co do założeń tej

¹²⁵ J. Bil, *Komu potrzebna jest konsolidacja*, „Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki” 2002, nr 2, s. 13–16.

¹²⁶ G.S. Becker, wyd. cyt.

teorii. W szczególności twierdzono, że teoria regulacji grupy interesów i pozostałe normatywne teorie regulacji są w rzeczywistości zbiorem uogólnień, a nie „teoriami”, które zostały skonfrontowane z szeroko zakrojonymi badaniami empirycznymi. Między innymi argumentowano, że teoria ta nie uwzględnia asymetrii informacyjnej między przedsiębiorstwami objętymi regulacją a organami regulacyjnymi oraz między organami regulacyjnymi a organami nadzoru państwa. Argumentowano również, że pracownicy organu regulacyjnego mogą mieć obawy ideologiczne, które w pewnych okolicznościach mogą przeważać nad wszelkimi zobowiązaniami organu regulacyjnego wobec poszczególnych grup interesów. Ponadto nawet czołowi zwolennicy teorii ekonomicznej regulacji przyznają, że teoria ta nie jest w stanie zapewnić spójnego opisu niektórych ważnych kwestii dotyczących regulacji, w tym odpowiedzi na pytanie: dlaczego regulacje mają zastosowanie tylko w konkretnych branżach, a w innych nie¹²⁷.

Regulacja jako forma zarządzania umową długoterminową

Kolejne, alternatywne podejście do regulacji sektora użyteczności publicznej wynika z potrzeby zarządzania długoterminowymi relacjami pomiędzy odbiorcami a producentami usług użyteczności publicznej. W tym kontekście regulacja wynika nie z potrzeby ustalenia przez organ regulacyjny poziomu cen w postaci taryf, lecz raczej z potrzeby zarządzania warunkami handlowymi lub ich regulowania przez organ regulacyjny w ramach długoterminowych stosunków umownych między regulowanym przedsiębiorstwem użyteczności publicznej a jego klientami, w okolicznościach, w których występuje niepewność, a relacja pomiędzy stronami jest złożona i wielowymiarowa. Prezentowane podejście opiera się również na problemie zawierania długoterminowych umów w sektorze użyteczności publicznej w warunkach dużej niepewności i w przypadku, gdy obie strony ponoszą wysokie wydatki inwestycyjne, zwłaszcza w majątek infrastrukturalny i technologiczny.

To nowe podejście do regulacji poprzez zawieranie umów długoterminowych zostało w ostatnich latach wypromowane jako efektywny sposób regulacji gospodarczej w praktyce. W tym względzie formalny proces ustalania przychodu regulowanego i kształtowania stawek taryfowych może odbywać się jako proces rozstrzygania sporów pomiędzy stronami umowy. Przykład alternatywy dla klasycznej regulacji prezentuje m.in. C. Decker, opisując proces negocjacyjny porozumienia (ugody) zastosowany w Ameryce Północnej, który polega na rozstrzygnięciu spraw dotyczących stawek taryfowych w drodze porozumienia między przedsiębiorstwem użyteczności publicznej a jego klientami i innymi zainteresowanymi stronami, zazwyczaj bez udziału organu regulacyjnego w trakcie negocjacji, gdzie wszelkie porozumienia, które zostały wypracowane, są przedkładane organowi regulacyjnemu do zatwierdzenia na etapie końcowym.

¹²⁷ C. Decker, wyd. cyt., s. 31, 32.

Przywołana alternatywna wizja regulacji ma istotne implikacje dla nowej roli organu regulacyjnego, który zmienia się z organu mającego za zadanie reprezentować interes konsumentów i podejmować ostateczne decyzje w sprawie ustaleń dotyczących przychodu regulowanego, w organ, który umożliwi dobrze poinformowanym uczestnikom osiągnięcie wzajemnie korzystnych porozumień. W rzeczywistości regulator koncentruje się na procesie, w którym prowadzone są negocjacje, a nie na wynikach tego procesu¹²⁸.

1.2.4. Inne alternatywne podejścia do uzasadnienia regulacji sektora użyteczności publicznej

Kolejne podejście do potrzeby regulacji sektora użyteczności publicznej odnosi się do kwestii znaczenia sektora użyteczności publicznej zarówno dla gospodarki, jak i dla społeczeństwa. W tym kontekście uważa się, że regulacja gospodarcza odzwierciedla pogląd polityczny, według którego ustalanie cen i dystrybucja tak podstawowych i stąd istotnych dla wszystkich sektorów państwa usług jest zbyt ważna, aby pozostawić ją procesom rynkowym.

Jak stwierdził A. Kahn, sektor użyteczności publicznej ma „charakter publiczny”, który jest jednoznacznie związany z procesem wzrostu gospodarczego, a skuteczne świadczenie usług użyteczności publicznej może przynieść korzyści wielu przedsiębiorstwom w innych sektorach gospodarki¹²⁹. Pojawia się także dodatkowy argument, że wprowadzenie regulacji implikuje instytucjonalną współpracę z samymi regulatorami. Zgodnie z tym argumentem dalsze istnienie regulacji w zakresie usług użyteczności publicznej można wytłumaczyć „interesem własnym” agencji regulacyjnych dążących do utrzymania lub rozszerzenia swoich uprawnień i jurysdykcji.

Według C. Deckera najbardziej kontrowersyjnym, alternatywnym uzasadnieniem implementacji regulacji w sektorze użyteczności publicznej jest stwierdzenie, że regulacja gospodarcza jest, przynajmniej częściowo, odpowiedzią na kwestie zapewnienia sprawiedliwej dystrybucji i ochrony różnych grup społecznych. Pogląd ten opiera się na podstawowym założeniu, że usługi użyteczności publicznej są usługami, które powinny być świadczone wszystkim obywatelom danego społeczeństwa na zasadniczo równych zasadach. W tym kontekście rozumowania jedną z funkcji regulacji jest zapewnienie szerokiego i akceptowalnego cenowo dostępu do usług użyteczności publicznej. To uzasadnienie wyjaśnia poniekąd, dlaczego jedne grupy odbiorców subsydują inne grupy odbiorców w zakresie usług użyteczności publicznej¹³⁰.

Uważa się jednak, że wdrożenie regulacji gospodarczych w sektorze użyteczności publicznej, które opierają się na przesłance sprawiedliwości jest kontrowersyjne z co najmniej jednego powodu – nie jest oczywiste, w jaki sposób kwestia sprawiedliwości

¹²⁸ C. Decker, wyd. cyt., s. 32, 33.

¹²⁹ A. Kahn, wyd. cyt., s. 193.

¹³⁰ C. Decker, wyd. cyt., s. 33.

jest w praktyce skorelowana z kwestią efektywności gospodarczej. Na przykład skuteczne formy dyskryminacji cenowej w celu odzyskania kosztów stałych zazwyczaj wiążą się z zastosowaniem wyższych marż wobec klientów o stosunkowo niskiej elastyczności cenowej. W niektórych przypadkach może to spowodować niewspółmierne obciążenie dla tych grup społeczeństwa, których popyt jest nieelastyczny właśnie dlatego, że nie mają realnych alternatyw. Z tych względów m.in. część ekonomistów twierdzi, że regulacje w sektorze użyteczności publicznej powinny koncentrować się wyłącznie na kwestiach efektywności oraz że w zakresie, w jakim kwestie związane z nierównością lub niesprawiedliwością w dystrybucji pojawiają się w sektorze użyteczności publicznej, najlepiej je rozwiązywać za pośrednictwem systemu podatkowego lub innych polityk redystrybucyjnych¹³¹. Jednak jest także grupa ekonomistów, którzy przyznają, że w praktyce organy regulacyjne, politycy i sądy powszechne powinny w zakresie regulacji w sektorze użyteczności publicznej stosować się do postulatu równości i sprawiedliwości¹³².

1.3. Alternatywa dla tradycyjnej regulacji sektora przedsiębiorstw użyteczności publicznej

1.3.1. Rodzaje podejść do tradycyjnych regulacji gospodarczych

W niniejszym podrozdziale zostały zaprezentowane różne alternatywy dla tradycyjnych regulacji gospodarczych, które zostały wdrożone w praktyce w celu kontrolowania przedsiębiorstw działających w sektorze użyteczności publicznej lub wywierania wpływu na ich zachowanie. Pierwsze podejście polega na dopuszczeniu konkurencji na rynku (zwanej również konkurencją franczyzową). Drugie podejście opiera się na kwestionowaniu przez rynek ograniczenia zachowania przedsiębiorstwa użyteczności publicznej. Trzecim podejściem jest zapewnienie własności państwa w sektorze użyteczności publicznej. Czwarte podejście polega na zastosowaniu *ex post* prawa konkurencji w celu kontroli sektora przedsiębiorstw użyteczności publicznej. Piątym podejściem, które ma zastosowanie tylko w przypadku, gdy dana branża podlega już regulacjom cen i wejścia na rynek, jest wdrożenie polityki deregulacyjnej, która zmienia strukturę branży poprzez wprowadzenie konkurencji w niektórych rodzajach działalności w ramach łańcucha procesu produkcji. Ostatnim zaprezentowanym alternatywnym podejściem do tradycyjnych regulacji gospodarczych jest wynegocjowane porozumienie pomiędzy przedsiębiorstwami użyteczności publicznej a ich klientami.

¹³¹ L.R. Schmalensee, *The control of natural monopolies*, Lexington Books, Lexington 1979, s. 20.

¹³² S.V. Berg, J. Tschirhart, *Natural monopoly regulation: principles and practice*, Cambridge University Press, Cambridge 1988, s. 324.

1.3.2. Konkurencja na rynku

W anglosaskiej literaturze przedmiotu¹³³ pojawia się często termin konkurencji franczyzowej w sektorze użyteczności publicznej. Jako konkurencję franczyzową należy rozumieć konkurencję rynkową w zakresie pozyskania kontraktów długoterminowych na świadczenie usług wymagających koncesji od regulatora rynku, świadczonych na określonym terenie, w określonym czasie i dla określonej grupy odbiorców. Wybór takiego dostawcy (zwanego także *the franchisor*) odbywa się za pośrednictwem procedury administracyjnej (postępowania konkurencyjnego na wybór dostawcy) realizowanej przez regulatora rynku, gdzie głównymi kryteriami wyboru przyszłego dostawcy (operatora usług koncesjonowanych) są cena i zapewnienie wymaganego poziomu jakości usług dla odbiorców. Stąd w niniejszym podrozdziale, mówiąc o zawarciu kontraktów długoterminowych z regulatorem w zakresie usług koncesjonowanych dla odbiorców na danym terenie, możemy posługiwać się terminem udzielenia franczyzy, a konkurowanie przedsiębiorstw użyteczności publicznej w zakresie pozyskania wspomnianych kontraktów możemy określać jako konkurencję franczyzową.

W ramach podejścia zakładającego występowanie konkurencji na rynku wykorzystuje się każdy dostępny mechanizm, w ramach którego potencjalni dostawcy usług (typu monopolowego) mogą konkurencyjnie świadczyć usługi na określonych warunkach i w określonym czasie. Zgodnie z tym podejściem potencjalni dostawcy składają ofertę po cenie zapewniającej przynajmniej minimalny, oczekiwany przez odbiorcę poziom jakości, a zwyciężskim dostawcą zostaje ten, który oferuje usługę po najniższej cenie¹³⁴. W tych okolicznościach konkurencyjna cena jest postrzegana jako najważniejszy komponent procedury przetargowej¹³⁵, natomiast potrzeba wprowadzenia regulacji jest w tym przypadku wyeliminowana. Zgodnie z tym podejściem jedyną rolą administracji państwowej jest ustalenie transparentnych zasad przeprowadzenia transakcji.

¹³³ Więcej w: C. Decker, wyd. cyt., s. 37–40.

¹³⁴ W omawianym przypadku chodzi o złożenie przez operatora oferty w zakresie usług wymagających koncesji od regulatora rynku. Dlatego w literaturze przedmiotu często pojawia się termin franczyzy i usług franczyzowych, który należy rozumieć jako usługi świadczone przez przedsiębiorstwo w sektorze użyteczności publicznej w ramach udzielonej koncesji przez regulatora. Dla przykładu w polskich warunkach sektora energetyki gazowej, który jest monopolem naturalnym w zakresie usług transportowych i magazynowania, regulator wymaga od operatora przesyłowego, dystrybucyjnego lub magazynowego uzyskania koncesji na świadczenie usług transportowych lub magazynowych na danym terenie i dla określonej grupy odbiorców.

¹³⁵ W przypadku energetyki gazowej cena usługi transportowej gazociągami (dystrybucyjnej i przesyłowej) 1 m³ paliwa gazowego w największym skrócie polega na ustaleniu ilorazu prognozy kosztów uzasadnionych działalności operacyjnej operatora (tj. w liczniku OPEX) powiększonych o zwrot z kapitału i prognozowanego wolumenu transportu paliwa w najbliższym okresie (tj. w mianowniku Q).

Podejście zakładające konkurencję na rynku ma korzyści, do których zalicza się istotne zmniejszenie kosztów pozyskania informacji związanych z regulacją (chodzi głównie o uniknięcie konieczności gromadzenia przez organ regulacyjny informacji dotyczących kosztów i strony popytowej) i złagodzenie presji inwestycyjnej, występującej w przypadku tradycyjnej formy regulacji zapewniającej wyższy zwrot z kapitału zaangażowanego w przypadku wyższego poziomu zrealizowanych inwestycji.

Podejście zakładające konkurencję na rynku opiera się na istotnym rozróżnieniu między ekonomią skali w produkcji a liczbą potencjalnych oferentów dostarczających produkt na początkowym etapie składania ofert. Podczas gdy naturalne monopole mogą zawsze korzystać ze skali podaży, ten efekt staje się nieistotny w przypadku konkurencji na rynku, gdzie występuje duża liczba konkurencyjnych oferentów.

Podczas gdy idea konkurencji na rynku jest mocno promowana przez część ekonomistów, pojawiła się także równie silna krytyka tego podejścia. Krytycy zauważają, że choć podejście konkurencyjne może ograniczać poziom cen monopolistycznych, nie gwarantuje jednak, że ceny będą ustalone na poziomie kosztu krańcowego i będą promować dobrobyt publiczny.

Istotna krytyka tego podejścia podnosi, że omawiana forma obejmuje w istocie umowę między stronami, która podobnie jak wiele dużych i złożonych umów handlowych w praktyce może być trudna do ustalenia. W tym względzie podejście konkurencyjne na rynku uważane jest za podejście nieuwzględniające wystąpienia różnych ryzyk, które mogą pojawić się w trakcie zawierania umowy, takich jak niekompletność umowy, która może być ważnym źródłem niestabilności, szczególnie w warunkach turbulentnego otoczenia i długiego terminu trwania umowy.

Omawiane podejście zostało również skrytykowane za słabości w procesie tzw. licytacji koncesji w praktyce, w szczególności za wysokie koszty potencjalnych postępowań sądowych i inne koszty związane z zarządzaniem umową. W szczególności argumentowano, że po wystąpieniu ryzyk wynikających z otoczenia instytucjonalnego i regulacyjnego, takich jak niejasne kryteria udzielenia zamówienia, trudności w dostosowaniu cen do zmiany kosztów czy problemy z zachowaniem norm jakości – pojawiają się te same komplikacje co w przypadku stosowania regulacji.

Zdaniem C. Deckera prezentowane powyżej poglądy, jak również liczne prace empiryczne w zakresie kosztów transakcji, mają istotny wpływ na postrzeganie „konkurencji na rynku” jako substytutu obowiązujących regulacji w sektorze użyteczności publicznej¹³⁶. Dla przykładu M. Armstrong, C. Cowan i J. Vickers doszli do wniosku, że wybór oferty w ramach postępowania konkurencyjnego (licytacji) może nie być przydatny w przypadku działalności kapitałochłonnej, jaka zazwyczaj dominuje w sektorze użyteczności publicznej, i że problemy związane z zarządzaniem umową będą wymagać w trakcie jej trwania dużego zaangażowania regulacyjnego¹³⁷.

¹³⁶ C. Decker, wyd. cyt., s. 39.

¹³⁷ M. Armstrong, C. Cowan, J. Vickers, *Regulatory reform: economic analysis and British experience*, The MIT Press, Cambridge, MA, 1994, cyt. za: C. Decker, wyd. cyt., s. 39.

W literaturze przedmiotu pojawia się często teza, że konkurencja francyzowa powoduje istotne obniżenie kosztów działalności operacyjnej przedsiębiorstw składających konkurencyjne oferty na usługi, a tym samym niższe ceny usług gwarantujące większy popyt niż tzw. prowizje regulacyjne zaalokowane w taryfie dla przedsiębiorstwa (operatora). Stąd podejście francyzowe dla sektora użyteczności publicznej jest powszechne w praktyce gospodarczej od ponad wieku.

Dla przykładu już w XIX w. dostawy gazu w Paryżu były świadczone na zasadzie koncesji udzielonej konkurencyjnemu dostawcy. Także świadczenie usług użyteczności publicznej w amerykańskich miastach odbywało się w głównej mierze na zasadzie franczyzy. Jednak pomimo tego, że ostatnio zawierane porozumienia koncesyjne w Stanach Zjednoczonych są uważane za bardziej efektywne niż wcześniej zawierane umowy, co wynika z ich stosowania w krótszym terminie i w mniej złożonym otoczeniu regulacyjnym – sceptyczna co do omawianej formuły część ekonomistów twierdziła, że postępowanie na wybór dostawcy koncesjonowanego (francyzobiorcy) jest krótkoterminowym i nieoptymalnym rozwiązaniem problemu monopolu naturalnego, implikującym w dłuższej perspektywie problemy regulacyjne.

1.3.3. *Contestability* – teoria rynku spornego

Konieczność regulacji wejścia nowych przedsiębiorstw do sektora użyteczności publicznej jest często argumentowana potrzebą utrzymania efektywności produkcyjnej. Powstaje także pytanie, czy biorąc pod uwagę charakterystyczne cechy rynku, gdzie występuje monopol naturalny w ramach sektora użyteczności publicznej, wejście do sektora byłoby w jakikolwiek sposób ograniczone w przypadku niewystępowania barier i ograniczeń regulacyjnych. Pytanie to stanowiło podstawę badań podjętych na początku lat 80. przez W.J. Baumola, w wyniku których ukształtowała się ekonomiczna teoria rynków spornych (*contestable markets theory*).

W ramach teorii rynków spornych zakłada się występowanie rynku, na którym funkcjonuje wąska grupa przedsiębiorstw obsługujących ten rynek, który staje się rynkiem charakteryzującym się równowagą konkurencyjną (są to cechy charakterystyczne dla rynku oligopolu) ze względu na występowanie konkurentów działających krótkoterminowo. Taka struktura rynku jest wynikiem niskich barier wejścia, co powoduje, że podmioty funkcjonujące na danym rynku znajdują się pod stałą presją kolejnych, potencjalnych wejść i stąd muszą obniżać ceny.

Teoria rynków spornych została wykorzystana m.in. jako argumentacja za liberalizacją stosowania przepisów antymonopolowych¹³⁸. W ramach badań nad rozwojem teorii rynków spornych dążono do ustalenia, czy zagrożenie potencjalną konkurencją, poprzez nowe wejścia, może w niektórych branżach być wystarczające, aby kontrolo-

¹³⁸ W literaturze przedmiotu rynek sporny określany jest także jako rynek kontestowalny czy potencjalnie konkurencyjny, a teoria rynków spornych zwana jest także teorią *contestability*. Więcej w: J.W. Baumol i in., wyd. cyt.

wać przedsiębiorstwa działające w warunkach naturalnego monopolu i wpływać na ich zachowanie. Głównym wnioskiem z tych badań było stwierdzenie, że w warunkach, w których „wejście jest całkowicie bezpłatne”, a „wyjście jest absolutnie bezkosztowe”, rynek staje się „całkowicie sporny” (*perfectly contestable market*), a regulacje przestają być wymagane. Wynika to z tego, że każdy dodatkowo wygenerowany zysk lub bezzasadnie poniesione koszty przedsiębiorstwa monopolistycznego mogą zostać wykorzystane jako szansa dla przedsiębiorstwa wchodzącego na rynek. W tych okolicznościach zagrożenie wejściem na rynek będzie wystarczająco motywujące, aby przedsiębiorstwo już działające na rynku funkcjonowało na efektywnym poziomie nawet w przypadku braku regulacji i przy założeniu, że jest jedynym działającym na rynku przedsiębiorstwem. W związku z tym zwolennicy teorii kontestowalności rynku argumentowali, że teoria ta może okazać się pomocna w kształtowaniu polityki publicznej zakładającej osiągnięcie struktury rynku zbliżonej do konkurencji doskonałej, w ramach której nawet z jednym funkcjonującym przedsiębiorstwem jako naturalnym monopolistą można będzie osiągnąć oczekiwany poziom konkurencyjności¹³⁹.

Rynek doskonale sporny opiera się na trzech krytycznych założeniach. Po pierwsze, zakłada się, że przedsiębiorstwa wchodzące na rynek mogą bez ograniczeń obsługiwać ten sam popyt rynkowy i stosować te same techniki produkcyjne co przedsiębiorstwo zasiedziałe. Po drugie, zakłada się, że nie występują koszty utopione (tj. wszystkie koszty wejścia są do odzyskania). Po trzecie, zakłada się, że podmiot wchodzący na rynek może zadomowić się na rynku, zanim przedsiębiorstwo zasiedziałe dostosuje swoją cenę do konkurenta (tj. strategiczne odstraszenie od wejścia na rynek nie jest możliwe).

W związku z tym w przypadku jednego produktu osiągnięcie statusu rynku doskonale spornego jest co do zasady możliwe pod pewnymi warunkami – jeżeli nie występują koszty utopione, przedsiębiorstwa mają identyczne technologie, zbliżone koszty i dostęp do informacji, przedsiębiorstwa oferują identyczne produkty oraz czas reakcji przedsiębiorstwa zasiedziałego jest dłuższy niż czas potrzebny innym przedsiębiorstwom na bezproblemowe wejście na rynek i wyjście z niego. Ostatecznie proces wejścia na rynek nowego przedsiębiorstwa spowoduje spadek cen do poziomu kosztu średniego, po czym nowy konkurent wchodzący na rynek opuści go z zapewnionym zyskiem. Z tego powodu podejście to jest określane często jako wejście i wyjście typu „uderz i uciekaj” („*hit and run*” *entry and exit*).

Główną tezę w ramach omawianej teorii jest to, że sama groźba wejścia innych przedsiębiorstw na rynek skutecznie ogranicza cenę do poziomu średniego kosztu, co oznacza, że potencjalna konkurencja jest prawie tak samo istotną kontrolą władzy monopolistycznej jak rzeczywista konkurencja na rynkach niepodlegających regu-

¹³⁹ Więcej w: E.E. Bailey, *Contestability and the design of regulatory and antitrust policy*, „The American Economic Review” 1981, vol. 71, no. 2, s. 178–183; W.J. Baumol, R.D. Willig, *Contestability: developments since the book*, „Oxford Economic Papers”, New Series 1986, vol. 38, s. 9–36.

lacji. Wynika to z tego, że mając świadomość możliwości wejścia na rynek nowego konkurenta, przedsiębiorstwo zasiedziałe będzie dążyło do ustalenia ceny na takim poziomie, aby nie istniały możliwości potencjalnego zysku, które mogłyby przyciągnąć na rynek konkurentów. Na tej podstawie argumentuje się, że wprowadzenie jakichkolwiek ograniczeń regulacyjnych wejścia na rynek jest niepożądane, ponieważ specyfika rynku spornego i przedsiębiorstw na nim działających zapewnia eliminację wszelkich zagrożeń i słabości charakterystycznych dla rynku o cechach monopolu naturalnego¹⁴⁰.

Ogólnie mówiąc, rynek sporny jest ideologicznie zbliżony do rynku konkurencyjnego, ponieważ w obu przypadkach uznaje się swobodę wejścia na rynek za istotną przesłankę ograniczającą zdolność przedsiębiorstwa do ustalania cen monopolistycznych.

Elementem szczególnie wrażliwym na krytykę teorii rynków spornych jest założenie braku występowania kosztów utopionych. Takie założenie podaje w wątpliwość sens udzielania koncesji (franczyzy) na świadczenie usług monopolistycznych na danym rynku, ponieważ właśnie w ramach ustalonej koncesji (monopolu franczyzowego) dla przedsiębiorstwa regulator zapewnia mu możliwość odzyskania poniesionych wcześniej (także przy wejściu na rynek) istotnych kosztów stałych i nakładów inwestycyjnych. Zgodnie z podejściem *contestability*, przedsiębiorstwa, które nie ponoszą kosztów zatopionych na wejściu, muszą zakładać, że zaproponowana odbiorcom cena jest na poziomie wystarczającym do pokrycia wszystkich kosztów i uzyskania ponadnormatywnego zysku, zanim zasiedziałe przedsiębiorstwo zareaguje odpowiednim dostosowaniem się obniżonej ceny do poziomu konkurencji. Takie podejście wyraźnie różni się od podejścia, w którym przedsiębiorstwu przyznaje się wyłączny monopol franczyzowy na pewien okres, co pozwala mu na odzyskanie nie tylko wszelkich kosztów utopionych, ale także kosztów stałych i zmiennych działalności operacyjnej w okresie obowiązywania franczyzy.

Teoria rynków spornych wywołała duże kontrowersje. Najsilniejszą krytykę podejścia *contestability* stanowi zarzut o całkowite oderwanie się od rzeczywistych warunków występujących w różnych branżach, w tym w sektorze użyteczności publicznej, zwłaszcza że we wszystkich branżach przedsiębiorstwa wchodzące na rynek ponoszą koszty utopione. Założenie, że podmiot wchodzący na rynek może „zaistnieć” szybciej niż operator zasiedziały, jest uważane za nieprawdopodobne, podobnie jak założenie całkowitego, bezkosztowego wejścia (w ramach teorii *contestability* zakłada się, że podmiot wchodzący na rynek może natychmiast zastąpić zasiedziałe przedsiębiorstwo pod względem zasięgu, technologii, asortymentu produktów oraz wyeliminować lojalność wobec marki).

Pozostali krytycy podnosili, że założenia, które legły u podstaw teorii rynków spornych, okazały się również wrażliwe na niewielkie zmiany. Na przykład dopuszcz-

¹⁴⁰ W.J. Baumol, *Contestable markets: an uprising in the theory of industrial structure*, „The American Economic Review” 1982, vol. 72, no. 1, s. 14.

nie nawet krótkiego opóźnienia w wejściu na rynek (co pozwala operatorowi dominującemu na reakcję) w połączeniu z niewielkim poziomem kosztów utopionych może radykalnie zmienić wyniki działania. Na tych podstawach argumentowano, że teoria *contestability* ma bardzo ograniczone zastosowanie w rzeczywistości i nie może być alternatywną podstawą zmiany polityki regulacyjnej.

Zwolennicy teorii rynków spornych twierdzą jednak, że powyższa krytyka jest błędna. Powstaje więc pytanie, czy podejście *contestability* stanowi realną alternatywę dla tradycyjnej regulacji gospodarczej?

Teoria rynków spornych, jak twierdzą E.E. Bailey i J.C. Panzar, wydaje się najbardziej użyteczna w branżach o „wysoko mobilnym kapitale”, gdzie chodzi o przedsiębiorstwa dysponujące aktywami rzeczowymi, które podlegają łatwej alokacji geograficznej, czyli np. przedsiębiorstwa transportu lotniczego, ciężarowego i autobusowe. W tym przypadku przedsiębiorstwa te mogą stosunkowo łatwo wchodzić na rynek i z niego wychodzić dzięki ułatwionej alokacji aktywów¹⁴¹. Jednak badania empiryczne nad procesami deregulacji sektora lotniczego w Stanach Zjednoczonych nie potwierdziły tej tezy, gdyż wejście nowych, konkurencyjnych linii lotniczych na konkretnych trasach okazało się bardzo trudne, a nie *ultrafree*, jak zakładała omawiana teoria¹⁴².

Wydaje się, że podejście *contestability* może mieć potencjalne zastosowanie tylko do ograniczonego zakresu działalności w sektorze użyteczności publicznej. Badacze W.J. Baumol i R.D. Willig, czyli dwaj główni zwolennicy omawianej teorii, sugerują, że głównym wkładem tej teorii jest raczej wyznaczenie nowego kierunku dalszego rozwoju regulacji, a na pewno teoria ta nie stanowi argumentu przemawiającego za deregulacją¹⁴³.

1.3.4. Własność państwa w sektorze użyteczności publicznej

Trzecią omawianą w niniejszym rozdziale alternatywą dla tradycyjnej regulacji gospodarczej sektora użyteczności publicznej są własność państwa i kontrola nad tym sektorem sprawowana przez państwo. W tym przypadku tezę główną stanowi pogląd mówiący, że przedsiębiorstwo, nad którym kontrolę sprawuje państwo, nie będzie motywowane do działania korzyściami prywatnymi, tylko względami pożądanymi społecznie, takimi jak zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa, promowanie efektywności energetycznej, promowanie efektywności gospodarczej poprzez ustalanie cen na poziomie pokrywającym koszty działalności operacyjnej i zapewnia-

¹⁴¹ Chodzi o możliwość przenoszenia samolotów, autobusów i ciężarówek w różne miejsca – stąd są to branże, w których występuje „kapitał stały, ale nie zatopiony” (tzn. kapitał na kołach i skrzydłach i nie chodzi tutaj o kapitał stały w klasycznym rozumieniu stanowiący sumę kapitałów własnych i zobowiązań długoterminowych przedsiębiorstwa).

¹⁴² E.E. Bailey, J.C. Panzar, *The contestability of airline markets during the transition to deregulation*, „Law and Contemporary Problems” 1981 (Winter), s. 125–145.

¹⁴³ W.J. Baumol, R.D. Willig, wyd. cyt., s. 27.

jącym uzasadnioną nadwyżkę z zysku przeznaczoną na realizację projektów inwestycyjnych i wdrażanie innowacji podnoszących efektywność.

Historycznie własność państwa była powszechną metodą kontrolowania zachowania (i wpływania na nie) sektora użyteczności publicznej w wielu częściach świata. W latach 80. i 90. XX w. (zwłaszcza w Wielkiej Brytanii, Argentynie, Chile, Australii i w części Ameryki Północnej) nastąpił szczególny wzrost udziału własności państwa we wspomnianym sektorze nie tylko w krajach rozwijających się, ale także w ramach gospodarek wysoko rozwiniętych. Ponadto w niektórych krajach pewna grupa usług w ramach sektora użyteczności publicznej stała się główną domeną państwa¹⁴⁴.

Jak wielokrotnie przywołuje się w niniejszej pracy, w niektórych jurysdykcjach przedsiębiorstwa użyteczności publicznej będące własnością państwa nadal podlegają regulacjom cenowym w postaci taryf przez niezależną agencję regulacyjną¹⁴⁵. W takich przypadkach własność państwa nie jest jedyną alternatywą dla standardowych regulacji i wraz z regulacją cenową stanowi potencjalnie komplementarny mechanizm kontroli rynku.

Obecnie kwestia przewagi korzyści lub strat płynących z własności państwowej w relacji do własności prywatnej sektora użyteczności publicznej jest przedmiotem debaty ideologicznej zwolenników i przeciwników wolnego rynku oraz państwowych lub uspołecznionych form własności. Z kolei wkład przedstawicieli nauk ekonomicznych w tę debatę skupiał się na dwóch obszarach – stosowanych zachętach i osiągniętej efektywności. Właśnie jednym z tematów badań empirycznych stał się arsenał zachęt, które istnieją w ramach różnych form własności, a które w szczególności w zakresie redukcji kosztów i implementacji innowacji decydują o potencjalnie niższych taryfach i wyższym poziomie jakości dla odbiorców. Innym tematem badań była odpowiedź na pytanie, czy państwowe przedsiębiorstwa użyteczności publicznej są bardziej efektywne niż przedsiębiorstwa regulowane sektora użyteczności publicznej będące własnością prywatną?

Literatura przedmiotu sugeruje, że struktura własnościowa może mieć istotny wpływ na sposób działania sektora użyteczności publicznej¹⁴⁶. Jedną z perspektyw wykorzystywaną do oceny wpływu zachęt na działanie sektora jest tzw. model zleceniodawca-agent (*principal-agent model*) koncentrujący się na strukturach motywacyjnych, które powstają tam, gdzie funkcjonuje zarówno zleceniodawca, czyli państwo w przypadku własności publicznej i udziałowcy/akcjonariusze w przypadku własności

¹⁴⁴ Na przykład usługi transportowe sieci przesyłowej gazu w Polsce (OGP Gaz-System) oraz usługi operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w Polsce (PSE) czy usługi operatora Krajowej Sieci Szerokopasmowej (NBN) w Australii świadczone są za pośrednictwem przedsiębiorstw państwowych.

¹⁴⁵ Tak właśnie jest w przypadku Polski, gdzie operatorzy systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych – gazowych i elektroenergetycznych – są objęci regulacją cenową przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

¹⁴⁶ J. Vickers, G. Yarrow, *Privatization: an economic analysis*, The MIT Press, Cambridge, MA, 1988; D.M. Newbery, *Privatization, restructuring...*

prywatnej, oraz agent, czyli zarządzający przedsiębiorstwem użyteczności publicznej, który może mieć różne cele własne oraz dostęp do informacji.

Zakłada się, że cele główne oraz priorytety w przypadku państwowych przedsiębiorstw sektora użyteczności publicznej mogą być inne od celów i priorytetów przedsiębiorstw prywatnych działających na rynku regulowanym. W przypadku własności prywatnej głównym celem przedsiębiorstwa będzie maksymalizacja zysków, podczas gdy w ramach własności państwowej głównym celem, przynajmniej teoretycznie według opinii publicznej, powinna być perspektywa maksymalizacji dobrobytu gospodarczego i społecznego państwa, a także osiągnięcie innych celów społecznie pożądanych. Potwierdzeniem tej tezy mogą być wyniki badań porównawczych prowadzonych przez S. Peltzmana w zakresie stosowania taryf przez państwowe i prywatne przedsiębiorstwa energetyczne w USA, które to badania wyraźnie pokazały, że ceny ustalone przez przedsiębiorstwa państwowe były niższe niż ustalone przez przedsiębiorstwa prywatne w tym samym czasie¹⁴⁷.

Zarządzanie przedsiębiorstwami użyteczności publicznej będącymi własnością państwa może mieć cele podobne do celów zarządzania prywatnymi przedsiębiorstwami użyteczności publicznej, jednak w przypadku państwa ma ono większą zdolność do bezpośredniej interwencji w celu wpłynięcia na zachowanie ciał statutowych spółki będącej przedsiębiorstwem państwowym¹⁴⁸.

Z państwową własnością omawianego sektora związane są jednak wyzwania i problemy, m.in. trudność w precyzyjnym sformułowaniu celu „interesu publicznego”. Jako właściciel sektora użyteczności publicznej państwo może mieć cele, z których niektóre nie odnoszą się w żadnym stopniu do podniesienia dobrobytu gospodarczego, a niektóre nawet mogą być z nim w konflikcie. W swojej monografii C. Decker słusznie przypomina, że posługując się terminem „państwowy”, powinniśmy mieć na myśli rzeszę polityków oraz ich współpracowników i członków ich rodzin, rzeszę cywilnych urzędników pracujących w ministerstwach, urzędach i agencjach rządowych, którzy mają pośredni i bezpośredni wpływ na zarządzanie przedsiębiorstwami państwowymi, a których partykularne oraz osobiste i rodzinne interesy bardzo często dominują nad interesem publicznym, tzw. racją stanu, nie mówiąc już o interesie konkretnych przedsiębiorstw sektora¹⁴⁹. Można w tym miejscu podać przykład Polski, gdzie permanentnie występującą praktyką jest rekomendowanie przez władze państwowe i partyjne na stanowiska w zarządach i radach nadzorczych ludzi słabo

¹⁴⁷ S. Peltzman, *Pricing in public and private enterprises: electric utilities in the USA*, „Journal of Law and Economics” 1971, vol. 14, no. 1, s. 109–147.

¹⁴⁸ Obecnie w warunkach polskiego prawa handlowego w przypadku spółek należących do Skarbu Państwa to właśnie właściwy minister (najczęściej do spraw aktywów państwowych) stanowi najwyższy organ zarządczy spółki, jakim jest walne zgromadzenie (udziałowców lub akcjonariuszy). Walne zgromadzenie powołuje i odwołuje radę nadzorczą oraz zarząd spółki, a także wpływa bezpośrednio na podejmowane przez te ciała decyzje.

¹⁴⁹ C. Decker, wyd. cyt., s. 47.

wykształconych bez doświadczenia praktycznego, a także o niskim poziomie intelektualnym lub moralnym, ale za to reprezentujących partię rządzącą, będących w bliskich relacjach towarzyskich z politykami lub rodzinie i biznesowo związanych z konkretnymi decydentami.

Warto także zauważyć, że cele decydenta i agentów mogą się często zmieniać w zależności od koniunktury politycznej jednej czy drugiej administracji rządowej w ramach tej samej opcji partyjnej lub z powodu większych zmian w polityce i otoczeniu makroekonomicznym¹⁵⁰.

Przedsiębiorstwa państwowe sektora użyteczności publicznej, głównie z branży energetycznej, mogą również być pod mocnym naciskiem właścicielskim (w osobach przedstawicieli rządu stanowiących walne zgromadzenie) oraz pod naciskiem regulatora rynku dążącego do ustalania taryf poniżej uzasadnionego poziomu kosztów i zwrotu z kapitału. Na przykład państwo może oczekiwać od przedsiębiorstw państwowych spełnienia obietnic wyborczych politycznego obozu rządzącego poprzez ustanowienie cen za usługi transportowe paliw (w tym gazu) i energii elektrycznej dla użytkowników końcowych na niskim poziomie (nawet poniżej kosztów), aby nie pogłębiać zubożenia społeczeństwa i nie podnosić kosztów operacyjnych pozyskania energii w gospodarce. W tym przypadku przedsiębiorstwa mogą opierać się w procesie podejmowania decyzji na przesłankach politycznych, a nie merytorycznych związanych z zapewnieniem efektywności.

W polskiej praktyce gospodarczej zdecydowana większość zarządów spółek energetycznych będących własnością państwa zdaje sobie sprawę z ryzyka działania na szkodę spółki w przypadku złożenia wniosku taryfowego do akceptacji regulatora, a skalkulowanego poniżej rzeczywiste generowanych kosztów operacyjnych. Stąd przedsiębiorstwa zwykle aplikują o wzrost taryfy w relacji do taryfy obowiązującej, natomiast to regulator może podjąć arbitralną decyzję o obniżce taryfy często pod wpływem i zgodnie z oczekiwaniami polityków i rządu. Niestety, w polskich realiach polityczno-gospodarczych regulator rynku energii nie jest organem państwa wolnym

¹⁵⁰ Najlepszym przykładem omawianej sytuacji jest promowanie przez ministra energii, tj. właściwego do spraw dwóch działów administracji rządowej: energii i gospodarki złożami kopalini, w okresie od grudnia 2015 r. do listopada 2019 r. dalszego rozwoju elektroenergetyki w oparciu o węgiel kamienny i brunatny, co znalazło potwierdzenie w decyzji o kontynuowaniu w ramach Grupy Kapitałowej Energa SA budowy bloku C elektrowni w Ostrołęce w oparciu o źródło węglowe. Po likwidacji tego resortu nowy minister właściwy do spraw energii, środowiska i ochrony klimatu w obliczu nowej polityki klimatycznej Unii Europejskiej zdecydowanie opowiedział się za zmianą polskiego miksu energetycznego w kierunku dekarbonizacji i rozwoju odnawialnych źródeł energii. W związku z zaostreniem się polityki klimatycznej UE i w obliczu braku rentowności inwestycji zdecydowano się na zmianę projektu budowy nowego bloku elektrowni w oparciu o paliwo gazowe. Przykład ten pokazuje, jak na przestrzeni kilku lat pod wpływem zmian w otoczeniu regulacyjnym (np. ogłoszenie przez KE dokumentów *The European Green Deal i Fit for 55*) może zmienić się podejście do dalszego rozwoju jednego z ważniejszych obszarów gospodarczych państwa, jakim jest energetyka, w ramach jednej rządzącej opcji politycznej.

od koniunktury politycznej. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki powoływany jest na okres pięciu lat przez Prezesa Rady Ministrów po zakończeniu procedury konkursowej (co do której transparentności i merytoryki można mieć wiele zastrzeżeń – zresztą jak do większości procedur konkursowych na ważne stanowiska w administracji państwowej i w sektorze przedsiębiorstw kontrolowanych przez państwo).

Wydaje się, że tak ważny dla gospodarki organ państwa powinien być ciałem wieloosobowym wybieranym w ramach szerokiego konsensusu politycznego na przykład przez premiera, parlament, Senat i prezydenta RP¹⁵¹. Należy także mieć świadomość, że regulator pod wpływem rządu może wymagać, aby ceny pobierane od jednej grupy klientów (np. od klientów pobierających najmniejszy wolumen energii) były subsydiowane przez inne grupy klientów (np. odbiorców przemysłowych) w celu uzyskania poparcia politycznego. Mamy w tym przypadku do czynienia z negatywnym efektem subsydiowania skrośnego w taryfowaniu.

C. Decker w swojej monografii zadaje również pytania dotyczące występowania zachęt dla urzędników odpowiedzialnych za monitorowanie działania przedsiębiorstwa z sektora użyteczności publicznej. W przeciwieństwie do własności prywatnej, w której właściciele mają bezpośredni interes majątkowy w efektywnym monitorowaniu generowanych wyników przedsiębiorstw, zachęty dla polityków i urzędników służby cywilnej do monitorowania skutecznego zarządzania tymi przedsiębiorstwami mogą okazać się mało skuteczne, jeżeli są sprzeczne z partykularnymi interesami grupy, którą dany urzędnik reprezentuje, lub z jego osobistymi interesami. Aby zneutralizować omawiany problem, w niektórych jurysdykcjach wprowadzono zmiany instytucjonalne w celu zapewnienia skutecznego monitorowania wyników przedsiębiorstw z sektora użyteczności publicznej, takie jak np. ustanowienie reprezentacji mniejszościowych akcjonariuszy (*shareholder executives*).

W literaturze przedmiotu wielokrotnie porównuje się efektywność państwowych i prywatnych przedsiębiorstw regulowanych z sektora użyteczności publicznej¹⁵². Wyniki tych badań wskazują na pozytywne skutki prywatyzacji niemal we wszystkich sektorach gospodarki (nie tylko w sektorze użyteczności publicznej). Niniejszy ogólny wniosek jest w pewnym stopniu poparty badaniami wpływu zmian prywatyzacyjnych w sektorach użyteczności publicznej, takich jak telekomunikacja, kolej i sektor

¹⁵¹ Taki model występuje we Francji, gdzie Komisja Regulacji Energetyki (La Commission de régulation de l'énergie, CRE) jest pięcioosobowym, niezależnym organem administracyjnym odpowiedzialnym za zapewnienie prawidłowego funkcjonowania rynku energii i rozstrzyganie sporów między użytkownikami a różnymi operatorami, zgodnie z celami polityki energetycznej, którego członkowie są wybierani na sześć, cztery i dwa lata (w zależności od stanowiska). Przewodniczący CRE jest rekomendowany i powoływany przez prezydenta republiki, jednego komisarza powołuje przewodniczący Senatu na cztery lata, jednego komisarza powołuje przewodniczący Zgromadzenia Narodowego także na cztery lata, a dwóch komisarzy jest mianowanych z rekomendacji komisji parlamentarnych odpowiedzialnych za energetykę na okres dwóch lat.

¹⁵² J. Vickers, G. Yarrow, wyd. cyt., s. 101–104.

energetyczny. Z kolei analogiczne badania prowadzone w krajach rozwijających się, gdzie własność prywatna nie doprowadziła do poprawy wyników w branżach infrastrukturalnych, podają inne wyniki¹⁵³.

Na podstawie badań zaproponowano jednak katalog mechanizmów istotnie poprawiających efektywność w prywatyzowanych przedsiębiorstwach, z których najważniejszymi są: zwiększona dyscyplina finansowa wymagana przez rynek kapitałowy, większa elastyczność i poprawa wydajności pracy poprzez ograniczenie kontroli ze strony związków zawodowych, co akurat nie ma potwierdzenia w warunkach polskich – szczególnie w sektorze energetycznym, nadal opierającym się na paliwach kopalnych (stąd duży wpływ na zarządzanie przedsiębiorstwami energetycznymi mają nadal liczne, branżowe organizacje związkowe)¹⁵⁴.

Jak wspomniano, w wielu jurysdykcjach przedsiębiorstwa sektora użyteczności publicznej podlegają takim samym regułom regulacji w zakresie stosowanych taryf i procedury administracyjnej o zatwierdzenie taryf jak przedsiębiorstwa prywatne. W tej sytuacji własność i regulacja ze strony państwa nie są dla siebie ani alternatywami, ani substytutami, ale współistnieją jako metody kontroli przedsiębiorstw przez państwo.

Przykłady, w których przedsiębiorstwa z sektora użyteczności publicznej są w pełni lub częściowo własnością państwa, ale nadal podlegają niezależnej regulacji ich działalności operacyjnej i inwestycyjnej, obejmują sieci kolejowe w Wielkiej Brytanii, sieci zaopatrzenia w wodę w Szkocji, sieci przesyłowe i dystrybucyjne energii elektrycznej w Australii, Nowej Zelandii i Irlandii czy sieci dystrybucyjne gazu w Polsce.

W niektórych jurysdykcjach stosowanie niezależnego organu regulacyjnego staje się więc odpowiedzią na problem dominacji akcjonariatu państwowego nad prywatnym w ramach nadzoru nad przedsiębiorstwem z sektora użyteczności publicznej¹⁵⁵. Z kolei w innych przypadkach stosowanie niezależnego organu regulacyjnego może stanowić formę outsourcingu wiedzy w zakresie metodyki ustalania taryf i innych narzędzi regulacyjnych do wyspecjalizowanego organu. W przypadku przedsiębiorstw z sektora użyteczności publicznej będących własnością państwa może pojawić się problem sprzecznej komunikacji ze strony właściciela, czyli państwa, i regulatora, także pośrednio reprezentującego państwo. W tym przypadku wprowadzenie regulacji prawnych precyzyjnie określających podziału ról i obowiązków między państwem a organem regulacyjnym staje się koniecznością¹⁵⁶.

¹⁵³ A. Estache, L. Wren-Lewis, *Toward a theory of regulation for developing countries: following Jean-Jacques Laffont's lead*, „Journal of Economic Literature” 2009, vol. 47, no. 3, s. 730.

¹⁵⁴ C. Decker, wyd. cyt., s. 46.

¹⁵⁵ Taka sytuacja występuje w przypadku polskich koncernów energetycznych notowanych na rynku giełdowym.

¹⁵⁶ C. Decker, wyd. cyt., s. 47.

1.3.5. Podejście *ex ante* oraz *ex post* w procesie kontroli rynku

Inną potencjalną metodą kontrolowania zachowania (i wpływania na nie) przedsiębiorstw z sektora użyteczności publicznej jest umożliwienie takim przedsiębiorstwom prowadzenia działalności gospodarczej bez nakładania jakichkolwiek ograniczeń cenowych lub koncesyjnych, ale w zamian objęcie tych przedsiębiorstw ryzykiem interwencji *ex post*, jeżeli ich zachowanie zostanie ocenione jako niezgodne z pożądanymi celami polityki gospodarczej państwa. Takie alternatywne podejście wymaga rozpoznania zasadniczych różnic między podejściami *ex ante* oraz *ex post* w zakresie kontrolowania działalności przedsiębiorstw z sektora użyteczności publicznej¹⁵⁷.

Klasyczne formy regulacji gospodarczej przewidują potencjalne, negatywne skutki określonego zachowania i ograniczają zdolność przedsiębiorstwa do praktykowania takiego zachowania przed jego wystąpieniem (w ramach podejścia *ex ante*). Najlepszym przykładem może być rozporządzenie regulatora ograniczające stawki taryfowe, które przedsiębiorstwo może pobierać za usługi lub dostęp do usług w ustalonym okresie. Uznaje się, że w przypadku braku takiego ograniczenia *ex ante* można oczekiwać wystąpienia niekorzystnych zachowań lub potencjalnej szkody spowodowanej takim zachowaniem, gdzie skutek byłby znaczny i nieodwracalny. Podejście *ex ante* może stwarzać warunki stabilności dla przedsiębiorstw z sektora użyteczności publicznej, ponieważ wyznacza i ogranicza uznaniowość i swobodę interpretacyjną organu regulacyjnego w zakresie interwencji na rynku. Jednakże powszechnie uznawanym ryzykiem w podejściu *ex ante* jest ryzyko wystąpienia błędu regulacyjnego. Wynika to z wymogu ze strony organu regulacyjnego wcześniejszego ustalenia parametrów dopuszczalnego postępowania, w tym dopuszczalnego poziomu taryf. Zadanie to zależy od jakości informacji, którymi dysponuje organ regulacyjny, i będzie trudne do realizacji w szybko rozwijających się branżach, w których istnieje znaczna niepewność co do kształtowania się kosztów i popytu w przyszłości.

Z kolei podejście *ex post* wykorzystywane do kontrolowania postępowania przedsiębiorstw z sektora użyteczności publicznej jest podejściem opartym na neutralizacji szkód. W tym przypadku mamy do czynienia z interwencją organu regulacyjnego wtedy, gdy istnieje podejrzenie, że wcześniejsze lub obecne zachowanie przedsiębiorstwa wyrządziło znaczną szkodę. W tym przypadku podejście to, stanowiące swoistą interwencję regulacyjną, implikuje rezygnację z zaangażowania się przedsiębiorstwa w zachowania antykonkurencyjne lub wykorzystujące ich znaczącą pozycję rynkową. Jedną z zalet podejścia *ex post* jest dobra jakość dostępnych infor-

¹⁵⁷ Szczególnie duży dorobek w tym zakresie ma zwolennik ekonomicznej analizy prawa L. Kaplow. Więcej w: L. Kaplow, *Rules versus standards: an economic analysis*, „Duke Law Journal” 1992, vol. 42, s. 557–629; tenże, *A model of the optimal complexity of legal rules*, „Journal of Law, Economics and Organization” 1995, vol. 11, no. 1, s. 150–163.

macji o skutkach oddziaływania przedsiębiorstwa na konkurencję rynkową po faktycznym wystąpieniu negatywnego zdarzenia, co powinno skutkować bardziej adekwatnymi interwencjami na rynku ze strony regulatora.

Istotną wadą podejścia *ex post* jest zmniejszenie stabilności i bezpieczeństwa ze strony otoczenia prawnego przedsiębiorstw podlegających regulacji. W skrajnym przypadku wspomniana niepewność i niestabilność mogą ograniczać zdolność przedsiębiorstw do angażowania się w działania, które potencjalnie mogą okazać się korzystne.

Z przytoczonych rozważań wynika, że alternatywą dla regulacji cen oraz zachowania się przedsiębiorstwa użyteczności publicznej na rynku w oparciu o podejście *ex ante* jest poddanie takich przedsiębiorstw ogólnym przepisom dotyczącym konkurencji (lub przepisom antymonopolowym), w szczególności przepisom dotyczącym nadużywania pozycji dominującej lub monopolizacji, które mają zastosowanie praktycznie we wszystkich sektorach gospodarki.

Chociaż przepisy prawa antymonopolowego różnią się w zależności od jurysdykcji, przepisy te potencjalnie oferują dwie możliwości dochodzenia roszczeń w związku z tzw. zachowaniem wykluczającym (*exclusionary conduct*), czyli zachowaniem, które tworzy lub utrzymuje siłę monopolu poprzez niekorzystne i krzywdzące konkurencję zachowania¹⁵⁸, i zachowaniem dążącym do wycisku (*exploitative conduct*), czyli zachowaniem przedsiębiorstw dominujących, które zakłócają konkurencję na rynku, bezpośrednio szkodząc swoim klientom i przedsiębiorstwom konkurencyjnym¹⁵⁹.

W przypadkach gdy przedsiębiorstwo z sektora użyteczności publicznej zajmujące pozycję dominującą na rynku odmawia dostępu do swoich obiektów infrastruktury sieciowej (np. operator przesyłowy lub dystrybucyjny gazu) lub prowadzi praktyki o podobnym skutku, czyli takie jak narzucanie nieuczciwych warunków korzystania lub pobierania opłat, które są nieuzasadnione, może stanowić tzw. odmowę dostawy

¹⁵⁸ Zachowanie wykluczające zostało zdefiniowane w Sekcji 2 Ustawy Shermana (Sherman Antitrust Act), tj. amerykańskiej ustawy z 1890 r., przyjętej po serii połączeń, jakie nastąpiły wśród wielkich amerykańskich korporacji na wniosek ówczesnego sekretarza skarbu USA Johna Shermana. W tym przepisie Ustawy „zabrania się jakiegokolwiek osobie monopolizowania lub usiłowania monopolizacji, łączenia lub konspirowania z jakąkolwiek inną osobą lub osobami, monopolizowania jakiegokolwiek części handlu lub handlu między kilkoma Stanami lub z obcymi narodami”. C.S. Salop, *Exclusionary conduct, effect on consumers, and the flawed profit-sacrifice standard*, „Antitrust Law Journal” 2006, vol. 73, no. 2, s. 311.

¹⁵⁹ Zachowania prowadzące do wycisku wymienia art. 102 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE) (Dz.U. UE z 2012 r., C 326/47): nadużywanie pozycji dominującej poprzez bezpośrednie lub pośrednie narzucanie nieuczciwych cen zakupu lub sprzedaży (tj. zawyżanie cen, *excessive pricing*), stosowanie odmiennych warunków w ramach równoważnych transakcji z innymi stronami handlowymi, co stawia je w niekorzystnej sytuacji konkurencyjnej (tj. stosowanie dyskryminujących cen, *discriminatory pricing*), a także jednostronne narzucanie innych nieuczciwych warunków handlowych. Obszerniej w: M. Botta, K. Wiedemann, *Exploitative conducts in digital markets: time for a discussion after the Facebook decision*, „Journal of European Competition Law and Practice” 2019, vol. 10, no. 8, s. 465.

(*refusal to supply*), co jest istotnym naruszeniem prawa konkurencji¹⁶⁰. W tych okolicznościach przedsiębiorstwo użyteczności publicznej jest traktowane w podobny sposób jak przedsiębiorstwa, które dostarczają w ramach gospodarki urządzenia, infrastrukturę lub produkty tzw. specjalnego przeznaczenia (*essential*), do których inne przedsiębiorstwa, w tym konkurenci, muszą uzyskać dostęp na rozsądnych warunkach, aby móc prowadzić działalność gospodarczą¹⁶¹.

Definicja infrastruktury lub produktów tzw. specjalnego przeznaczenia budzi kontrowersje w wielu jurysdykcjach, a niektóre sądy orzekające w sporach dotyczących konkurencji na rynku stosują niekiedy szeroką wykładnię tego terminu. Dostęp do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych energii elektrycznej czy gazu jest postrzegany jako najlepszy przykład spełniający definicję infrastruktury tzw. specjalnego przeznaczenia w europejskim prawie konkurencji, a zatem podlegający przepisom dotyczącym nadużywania pozycji dominującej.

W niektórych jurysdykcjach, zwłaszcza europejskich, prawo konkurencji mogłoby być również stosowane w celu zakazania przedsiębiorstwom z sektora użyteczności publicznej, które zajmują pozycję dominującą, nadużywania tej pozycji poprzez naliczanie nadmiernych cen (np. cen, które nie odzwierciedlają podstawowej wartości gospodarczej usługi). Istnieją jednak poważne kontrowersje co do uznania, kiedy stosowana przez przedsiębiorstwo dominujące cena jest nadmierna, zwłaszcza biorąc pod uwagę wszelkie wątpliwości związane ze sposobem interpretacji i uznaniowości ze strony organu regulacyjnego. Stąd w powyższej sytuacji rozwiązaniem problemu

¹⁶⁰ W ramach regulacji tzw. drugiego pakietu energetycznego, w którego skład wchodziły Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/55/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. (Dz.U. UE z 2003 r., L 176) dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 98/30/WE oraz Rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dz.U. UE z 2005 r., L 289) w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego, ustawodawca europejski uznał, że najwłaściwszym modelem, który zapewni powstanie konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w UE, będzie rozdzielanie działalności polegającej na sprzedaży gazu od działalności transportowej gazu, tj. przesyłowej i dystrybucyjnej oraz działalności magazynowej i wdrożenie zasady TPA (*Third Party Access*) w odniesieniu do eksploatowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne infrastruktury gazowej. Jednym z podstawowych postulatów Komisji Europejskiej, którego realizacja miała w założeniu doprowadzić do liberalizacji rynku paliw gazowych, jest rozdzielanie (*unbundling*) działalności operatorów systemów gazowych (tj. przesyłowego OSP, dystrybucyjnego OSD oraz magazynowego OSM) od innych rodzajów działalności, w tym zwłaszcza od działalności w zakresie wydobycia paliw gazowych oraz obrotu nimi. Celem takiego rozwiązania jest zapewnienie wszystkim użytkownikom systemów gazowniczych niedyskryminacyjnego dostępu do infrastruktury gazowej, co w założeniu powinno zapewnić rozwój konkurencji pomiędzy sprzedawcami paliw gazowych. Komisja Europejska poprzez Rozporządzenie 1775/2005 przyjęła, że niedyskryminacyjny dostęp do infrastruktury gazowej, oparty na zasadzie TPA, powinien umożliwić prowadzenie działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi przez znaczną liczbę przedsiębiorców, rywalizujących o klientów na zasadach rynkowych.

¹⁶¹ Rozwój tzw. doktryny w zakresie obiektów specjalnego przeznaczenia w USA (*the essential facilities doctrine*) nastąpił po wyroku w sprawie Stany Zjednoczone przeciwko Terminal Road Association z 1912 r., w którym to wyroku na operatorów kolejowych nałożono wymóg dotyczący zapewnienia wzajemnego dostępu do połączeń na rozsądnych warunkach.

jest ustalenie kryteriów lub wytycznych dotyczących sposobu i momentu, w jakich organ regulacyjny może dokonywać interwencji regulacyjnej.

Generalnie w przypadku podejścia *ex post* możemy mówić o pozytywnym wpływie na proces kontrolowania przedsiębiorstw z sektora użyteczności publicznej i wpływania na ich zachowanie. Po pierwsze, w przypadku stosowania tego podejścia nie ma potrzeby ustanawiania sektorowych organów regulacyjnych. Jedynym wymogiem staje się odpowiednio wyposażony w instrumenty praworegulacyjne organ ochrony konkurencji. Po drugie, nie ma potrzeby ustanawiania przepisów *ex ante* w zakresie regulacji cen. Po trzecie, podejście to pozwala na ukierunkowanie interwencji państwa w ramach danej branży tylko w przypadku wystąpienia problemów. Podejście to może także ograniczyć mechanizmy spekulacyjne i strategie zapewniające przedsiębiorstwu jak największe korzyści, m.in. poprzez neutralizację podejścia *ex ante*.

Istnieją jednak zastrzeżenia co do wyłącznego stosowania prawa konkurencji w celu kontrolowania zachowania przedsiębiorstw z sektora publicznego. Po pierwsze, chociaż podejście *ex post* może zniechęcać przedsiębiorstwa użyteczności publicznej do pobierania zawyżonych cen i również zniechęcać je do ograniczania dostępu do sieci innym przedsiębiorstwom, nie gwarantuje jednak osiągnięcia zadowalających cen i warunków dostępu zgodnie z oczekiwaniami innych przedsiębiorstw. Po drugie, chociaż podejście to mogłoby teoretycznie zapobiec monopolistycznemu ustalaniu cen oraz odmowie dostępu przez przedsiębiorstwo użyteczności publicznej do swojej infrastruktury, niekoniecznie rozwiązałoby inne problemy, takie jak obniżenie jakości i efektywności przedsiębiorstw. Wreszcie istnieją praktyczne obawy dotyczące regulacji przedsiębiorstw przy zastosowaniu tego podejścia, ponieważ w wielu jurysdykcjach występują trudności związane z egzekwowaniem prawa antymonopolowego i ściganiem naruszeń przy użyciu wspomnianych przepisów. W szczególności czas i koszty związane z podjęciem działań prawnych na mocy odpowiednich przepisów prawa antymonopolowego mogą okazać się istotne. Ponadto długotrwałe spory sądowe mogą także negatywnie wpłynąć na zarządzanie przedsiębiorstwem.

W latach 90. XX w. w Nowej Zelandii zastosowano podejście oparte w dużej mierze na wykorzystaniu prawa konkurencji do kontrolowania sektora sieciowych przedsiębiorstw użyteczności publicznej. Eksperyment ten, który obejmował stosowanie zasad prawa konkurencji, wraz z kilkoma aktami prawnymi niższej rangi regulującymi prowadzenie działalności gospodarczej przedsiębiorstw użyteczności publicznej – nie zakończył się sukcesem i został zastąpiony standardowym podejściem regulacyjnym *ex ante*¹⁶².

Ponadto doświadczenia brytyjskie i australijskie, w których organy regulacyjne mają zarówno uprawnienia w zakresie stosowania prawa konkurencji, jak i tradycyjne

¹⁶² G. Bertram, D. Twaddle, *Price-cost margins and profit rates in New Zealand electricity distribution networks since 1994: the cost of light handed regulation*, „Journal of Regulatory Economics” 2005, vol. 27, no. 3, s. 306.

uprawnienia regulacyjne *ex ante* wykazały, że w praktyce istnieje wyraźna tendencja do rozwiązywania problemów w sektorze użyteczności publicznej przy użyciu standardowych środków regulacyjnych *ex ante*, a nie prawa konkurencji. W niektórych jurysdykcjach regulacje *ex ante* i prawo konkurencji *ex post* są postrzegane raczej jako mechanizmy komplementarne niż substytucyjne w procesie regulacji rynku.

Na przykład w branży telekomunikacyjnej w wielu krajach europejskich regulacje ekonomiczne w formie ustalania cen za dostęp do infrastruktury sieciowej oraz przepisy o nadużywaniu pozycji dominującej mogą być stosowane jednocześnie. Takie podejście do stosowania rozwiązań regulacyjnych różni się jednak od podejścia stosowanego w USA, gdzie prawo antymonopolowe nie ma zastosowania w przypadku, kiedy agencja rządowa taka jak organ regulacyjny ma uprawnienia do egzekwowania dostępu do infrastruktury sieciowej¹⁶³.

1.3.6. Deregulacja

Piątą alternatywą dla tradycyjnej regulacji ekonomicznej w sektorze sieciowych przedsiębiorstw użyteczności publicznej, która ma zastosowanie tylko w przypadku, gdy dana branża jest już objęta regulacją wejścia na rynek, jest wdrożenie polityki opierającej się na pełnej konkurencji, która powinna zapewnić efektywną kontrolę zachowania przedsiębiorstw na rynku. Niniejsze podejście jest określane jako polityka deregulacji i obejmuje: wycofanie, pod pewnymi warunkami i w odniesieniu do niektórych rodzajów działalności sieciowej, ograniczeń *ex ante* przy wejściu na rynek oraz ograniczeń cenowych (tj. kontroli cen), a także wprowadzenie w niektórych przypadkach rozwiązań regulacyjnych, które mają na celu zachęcenie konkurentów do wejścia na rynek.

Zakłada się jednak, że wskazana polityka będzie miała zastosowanie do określonych rodzajów działalności sieciowej, niestanowiących działalności podstawowej (*non-core network activities*) w łańcuchu tworzenia wartości. W większości branż z sektora użyteczności publicznej podejście to może współistnieć z tradycyjnymi formami regulacji rynku.

Istnieją dwa istotne aspekty deregulacji w sektorze sieciowym użyteczności publicznej. Po pierwsze, pojawia się kwestia okoliczności, w których ograniczenia *ex ante* dotyczące wejścia na rynek (takie jak ustawy monopol w danym państwie¹⁶⁴) powinny zostać zniesione. Pytanie to jest często formułowane w kontekście kierunków rozwoju konkurencji na różnych etapach tworzenia wartości działalności sieciowej.

Drugi aspekt deregulacji dotyczy okoliczności, w których ograniczenia *ex ante* cen powinny zostać zniesione także w odniesieniu do różnych etapów tworzenia wartości. W tym przypadku zadanie regulacyjne będzie polegało na ocenie, kiedy do-

¹⁶³ C. Decker, wyd. cyt., s. 51.

¹⁶⁴ Przykładem takiego ustawowego monopolu w Polsce jest przesył paliwa gazowego gazociągami przedsiębiorstwa Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA.

kładnie presja konkurencyjna ze strony rzeczywistych i potencjalnych podmiotów wchodzących na rynek jest wystarczająca do bezpiecznego zniesienia regulacji cen *ex ante*, a także jakie przejściowe środki ochronne mogą być zastosowane.

Co do zasady polityka deregulacyjna może jednocześnie usuwać obie formy ograniczeń *ex ante*, czyli kontrolę cen i ograniczenia wejścia na rynek, jednak w praktyce w sektorze sieciowym użyteczności publicznej ograniczenia wejścia na rynek są zazwyczaj usuwane w pierwszej kolejności, a kontrole cen są wycofywane stopniowo w miarę zwiększania się konkurencji w danej branży.

Jak wspomniano, powszechnie akceptowanym uzasadnieniem regulacji sektora sieciowego użyteczności publicznej, a w szczególności ograniczeń wejścia, jest czerpanie potencjalnych korzyści związanych z efektem skali w ramach działalności, w których struktura popytu i kosztów odpowiada warunkom naturalnego monopolu. Przyjmując to uzasadnienie, występowanie ograniczeń wejścia na rynek można uznać za zbędne w przypadku tych rodzajów działalności, które nie mają naturalnych cech monopolistycznych.

W praktyce szczególnie rozwój ICT (*Information and Communication Technologies*) postrzegany jest jako kluczowy czynnik umożliwiający wdrożenie polityki konkurencji na rynku m.in. przez digitalizację infrastruktury pomiarowej (*smart metering*), zastosowanie platform handlowych i rozliczeniowych oraz elektronicznych protokołów zmiany dostawcy usług sieciowych przez klientów.

W ciągu ostatnich trzech dekad w wielu krajach rozwiniętych wprowadzono polityki mające na celu usunięcie barier wejścia na rynek i wprowadzenie konkurencji w różnych sektorach użyteczności publicznej¹⁶⁵. Podczas wdrażania tych polityk szczególnym wyzwaniem dla organów regulacyjnych było dokładne określenie granicy między działalnościami gospodarczymi, w których może rozwinąć się skuteczna konkurencja, a tymi, w których regulacje branżowe będą nadal konieczne. W wielu branżach, w szczególności w telekomunikacji, zadanie to było skomplikowane ze względu na konieczność uwzględnienia zmian technologicznych (w szczególności zmian w ICT) oraz związanych z tym zmian w strukturze kosztów i warunków popytu na usługi.

Szczególnie zmiany technologiczne mogą istotnie zmienić poziom i strukturę kosztów przez zmniejszenie korzyści płynących z ekonomii skali w niektórych branżach, takich jak rozwój elektroenergetyki rozproszonej, lub mogą prowadzić do rozwoju konkurencyjnych sieci wykorzystujących inną technologię, takich jak sieci komórkowe lub kablowe w telekomunikacji. Nawet w przypadku branż, w których konkurencja jest postrzegana zarówno jako możliwa do osiągnięcia, jak i korzystna, mogą istnieć różne przeszkody w jej rozwoju, co stanowi istotne wyzwanie w ich neutralizacji dla organu regulacyjnego.

Dobrym przykładem ilustrującym powyższą kwestię może być rynek usług przesyłowych i dystrybucyjnych gazu ziemnego w Polsce, gdzie operator systemu prze-

¹⁶⁵ Z wyjątkiem np. działalności sieciowej branży wodociągowo-kanalizacyjnej w Wielkiej Brytanii.

syłowego (OSP) ma status monopolisty zasiedziałego. Operator ten ma stabilną i ugruntowaną pozycję na rynku, posiada szereg umów długoterminowych na dostawy wysokiego wolumenu paliwa gazowego zarówno do operatorów systemów dystrybucyjnych, jak i do odbiorców korporacyjnych, co znacznie ogranicza ilość mocy umownej dostępnej dla nowych operatorów dystrybucyjnych gazu, a także przedsiębiorstw opierających technologię na źródłach gazowych wchodzących na rynek i potencjalnie stawia je w niekorzystnej sytuacji konkurencyjnej. Pozycję konkurencyjną na rynku dla nowych przedsiębiorstw pogarsza także ograniczona w niektórych punktach przepustowość systemu przesyłowego, co z kolei implikuje częstą odmowę lub długi okres oczekiwania na wydawanie warunków przyłączeniowych do sieci OSP gazu dla nowych OSD oraz odbiorców przemysłowych¹⁶⁶. W przywołanym przykładzie wejście na rynek i tym samym rozwój konkurencji na rynku dla nowych operatorów dystrybucyjnych nie tylko ograniczają problemy techniczne operatora przesyłowego, ale także wysoka bariera kapitałowa związana z wejściem na rynek usług dystrybucyjnych gazu. Czynniki te mogą utrudniać skuteczność polityki otwarcia rynku, tworząc ważną rolę dla organu regulacyjnego w procesie łagodzenia skutków takich barier¹⁶⁷.

Szczególnym podejściem uznanym przez regulatorów w wielu jurysdykcjach jest stosowanie tzw. regulacji asymetrycznej, która obejmuje przedsiębiorstwa działające w tej samej branży lub cechujące się zdywersyfikowaną działalnością, do której stosuje się różne formy ograniczeń regulacyjnych. Prezentowana forma regulacji znalazła zastosowanie w wielu branżach, a w szczególności w telekomunikacji¹⁶⁸.

Istnieją różne formy regulacji asymetrycznej, do których najczęściej zalicza się asymetryczne regulacje cen, w tym regulacje stosowane wobec operatorów zasiedziałych, które na przykład ograniczałyby zdolność tych operatorów do obniżania cen poniżej poziomu cen stosowanych przez nowych konkurentów w odpowiedzi na ich wejście na rynek.

Zwolennicy asymetrycznej polityki twierdzą, że regulacja asymetryczna może działać jako instrument przynoszący istotne korzyści konsumentom w postaci obniżenia cen. Jednocześnie podnoszone są liczne zastrzeżenia. Po pierwsze, podejście to może generować asymetryczność przychodów w ramach przedsiębiorstw działających na tym samym rynku i prowadzących tę samą działalność sieciową, co w konse-

¹⁶⁶ Część polskiego systemu przesyłowego gazu ma istotnie ograniczoną przepustowość paliwa gazowego, co wiąże się z odmową wydawania warunków przyłączeniowych do sieci OSP gazu dla nowych OSD oraz odbiorców przemysłowych aplikujących o bezpośrednie przyłączenie się do sieci przesyłowej. Takim przykładem braku przepustowości systemu OSP była przynajmniej do 2020 r. sieć gazociągów wysokiego ciśnienia w województwie mazowieckim, głównie wokół Warszawy (tzw. *ring warszawski*).

¹⁶⁷ Na przykład regulator może w okresie kilku lat zapewnić OSP wyższą taryfę dla usług przesyłowych celem finansowania realizacji inwestycji podnoszących przepustowość systemu na danym terenie.

¹⁶⁸ Według J. Haringa ekonomistą, który po raz pierwszy wprowadził termin „regulacja asymetryczna” w 1984 r., był R. Schmalensee, zob. J. Haring, *Implication of asymmetric regulation for competition policy analysis*, Federal Communications Commission OPP Working Paper Series 14, 1984, s. 3, cyt. za: C. Decker, wyd. cyt., s. 55.

kwencji prowadzi do nierównego traktowania i tym samym do obniżenia ich rentowności. Po drugie, podejście to może powodować zakłócenia konkurencji wśród przedsiębiorstw. Po trzecie, podejście to może mieć negatywny wpływ na zachęty dla przedsiębiorstw w zakresie inwestycji i wprowadzania innowacji. W szczególności w ramach tego podejścia proponuje się, aby zachęty do inwestowania przez przedsiębiorstwo zasiedziałe mogły zostać obniżone, podczas gdy zachęty dla podmiotów wchodzących na rynek mogły zostać podwyższone – co stanowi przykład braku równego traktowania podmiotów przez regulatora.

W nawiązaniu do zagadnień poruszonych w niniejszej części rozdziału powstaje pytanie o to, kiedy należy znieść ograniczenia regulacyjne dotyczące wejścia na rynek w sytuacji, w której konkurencja oceniana jest jako wystarczająco rozwinięta i skuteczna, oraz aby umożliwić zniesienie ograniczeń cen *ex ante*.

Kwestia, kiedy taka transformacja powinna nastąpić, jest ściśle związana z podstawowym uzasadnieniem regulacji cen działalności operacyjnej przedsiębiorstw sieciowych. Na przykład, jak już zauważono w niniejszej pracy, jednym z powodów stosowania regulacji cen *ex ante* jest chęć uniknięcia szkód, które mogą powstać w przypadku, gdy przedsiębiorstwa, które zajmują pozycję monopolisty, wykorzystują tę pozycję, pobierając ceny znacznie przekraczające ponoszone koszty. Zgodnie z tym uzasadnieniem można rozważyć zniesienie regulacji cen *ex ante*, jeżeli przedsiębiorstwo zasiedziałe oceniane jest przez regulatora jako wystarczająco ograniczone w zakresie wykorzystywania swojej pozycji rynkowej. Trudność dla organów regulacyjnych polega jednak na określeniu momentu czy okoliczności, w których presja konkurencyjna jest na tyle wystarczająca, aby nałożyć na podmiot zasiedziały ograniczenia.

Na przykład, regulator powinien zadać pytanie, czy istnieje odpowiednia liczba konkurentów na rynku lub czy udział w rynku przedsiębiorstwa zasiedziałego spadł poniżej określonego progu (np. poniżej 60%). Organ regulacyjny musi więc samodzielnie dojść do wniosku, że nie ma rzeczywistych, istotnych barier utrudniających wejście na określony rynek dla konkurujących przedsiębiorstw. Jeżeli regulator stosuje regulację cen *ex ante* w stosunku do przedsiębiorstwa zasiedziałego dłużej niż jest to konieczne, może w pewnych okolicznościach nieumyślnie utrudniać rozwój konkurencji. Jeżeli jednak organ regulacyjny zbyt szybko zniesie kontrole cen *ex ante*, może pozwolić zasiedziałemu przedsiębiorstwu na wykorzystanie jego siły rynkowej ze szkodą dla konsumentów.

W przeszłości organy regulacyjne stosowały różne metody oceny poziomu konkurencji na rynkach oraz metody oceny możliwości wycofania się ze stosowania regulacji cen *ex ante*. Jednym z podejść, określonych przez organy regulacyjne w Wielkiej Brytanii na początku 2000 r., był wieloetapowy proces przejścia od monopolu do efektywnej konkurencji¹⁶⁹.

¹⁶⁹ Autorstwo procesu przejścia od monopolu do efektywnej konkurencji przypisuje się M. Beesleyowi, który zaproponował takie podejście brytyjskiemu regulatorowi rynku energii (OFGEM). Więcej w: G.K. Yarrow, C. Decker, T. Keyworth, *Report on the impact of maintaining price regulation*, Regulatory Policy Institute, Oxford 2008, s. 8.

W ramach tego procesu zaproponowano cztery ustrukturyzowane etapy. Jako pierwszy występuje „etap przed wejściem” (*pre-entry stage*), w którym zakłada się niewystępowanie konkurencji, a podmiot zasiedziały posiada prawie 100% udziału w rynku. Drugi etap zwany jest „etapem rynku przedkonkurencyjnego” (*pre-competitive market stage*), w nim zakłada się możliwość wejścia na rynek innych przedsiębiorstw, a podmiot dominujący czerpie znaczne korzyści z posiadanej silnej pozycji rynkowej (np. z posiadanej marki i reputacji). W trzecim etapie, zwanym „ustaloną konkurencją” (*established stage*) siła oddziaływania rynkowego podmiotu dominującego jest znacznie ograniczona, przez co podmioty wchodzące na rynek zazwyczaj zyskują. Na tym etapie poziom konkurencji rynkowej oceniany jest jako wystarczający, aby skutecznie ograniczyć zdolność przedsiębiorstwa zasiedziałego do działania niezgodnego z interesem odbiorców. Ostatnim etapem procesu przejścia od monopolu do efektywnej konkurencji jest „skuteczna konkurencja” (*effective competition stage*). Na tym etapie poziom konkurencji pomiędzy wszystkimi przedsiębiorstwami obecnymi na danym rynku, w tym przedsiębiorstwem zasiedziałym, jest bardzo wysoki.

W nawiązaniu do powyższego należy więc zadać organom regulacyjnym praktyczne pytanie: kiedy następuje przesunięcie rynku z etapu przedkonkurencyjnego na kolejny etap rozwoju rynku, mając na uwadze, że z jednej strony w miarę rozwoju konkurencji zmniejsza się ryzyko działań szkodliwych dla odbiorców związanych z wykorzystywaniem siły rynkowej, ale z drugiej strony ryzyko dla przedsiębiorstw konkurencyjnych i odbiorców związane z utrzymaniem regulacji cen *ex ante* zwykle wzrasta.

Jednym z podejść przyjętych w tym względzie przez organy regulacyjne jest okresowa ocena poziomu siły rynkowej, a co za tym idzie, poziomu konkurencyjności przedsiębiorstwa w zakresie świadczenia określonych usług sieciowych w sektorze użyteczności publicznej. Na przykład na australijskim rynku energii w ramach oceny zasadności utrzymania kontroli cen detalicznych organy regulacyjne przeprowadziły jednorazową ocenę stopnia konkurencji i na tej podstawie zdecydowały o odstąpieniu od kontroli cen *ex ante*¹⁷⁰.

Innym przykładem jest doraźna ocena siły rynkowej wytwórców energii elektrycznej i operatorów gazociągów przesyłowych w USA przeprowadzana przez regulatora w segmencie przedsiębiorstw, które mogą wykazać, że nie posiadają odpowiedniej siły rynkowej, co uprawnia je do pobierania stawek taryfowych niepodlegających regulacjom¹⁷¹.

Nawet w przypadku, gdy na podstawie oceny poziomu konkurencji na rynku podejmowana jest przez regulatora decyzja o rezygnacji ze stosowania regulacji cen *ex ante*, mogą w to miejsce zostać wprowadzone różne instrumenty przejściowe, w tym doraźna kontrola cen, wymóg udostępnienia odbiorcom standardowej oferty

¹⁷⁰ W tym przykładzie chodzi o ocenę stopnia konkurencji na detalicznych rynkach energii w Wiktorii i Nowej Południowej Walii w Australii przeprowadzoną przez regulatora w 1996 r.

¹⁷¹ Siła rynkowa w tym przypadku definiowana jest jako zdolność przedsiębiorstwa do podniesienia ceny powyżej poziomu uznawanego na danym rynku jako konkurencyjny bez znaczącej utraty udziału w rynku. W kontekście sektora operatorów gazociągów jest to zdolność do podnoszenia cen powyżej poziomu konkurencyjnego przez znaczny okres, C. Decker, wyd. cyt., s. 57.

produktów po określonej cenie przez operatora zasiedziałego, konkretne ograniczenia w taryfie, np. w liczbie grup taryfowych i rodzajach stosowanych taryf, zobowiązanie operatora do dostarczania dodatkowych informacji dla odbiorców. Może więc istnieć alternatywny poziom nadzoru regulacyjnego nad przedsiębiorstwami podlegającymi wcześniej regulacjom cenowym.

Konkludując: podejście polegające na dążeniu do zmiany struktury rynku poprzez wprowadzenie konkurencji stanowi kolejną alternatywę dla tradycyjnych form regulacji w odniesieniu do wybranych rodzajów działalności w sektorze użyteczności publicznej. Jednak, jak pokazała praktyka gospodarcza, wdrożenie takiej polityki w wielu jurysdykcjach się nie sprawdziło. Badacze rynku sugerują bowiem, że regulacja konkurencji okazała się znacznie trudniejsza niż uregulowanie monopolu. Trudności te wynikają częściowo z tego, że organowi regulacyjnemu trudno jest określić moment, w którym rynek jest wystarczająco konkurencyjny, aby zrezygnować z kontroli cen *ex ante*¹⁷².

1.3.7. Regulacja z wykorzystaniem mechanizmów negocjacyjnych

Kolejną alternatywą dla tradycyjnych regulacji gospodarczych jest regulacja zdecentralizowana wykorzystująca mechanizmy negocjacyjne. Do niedawna zarówno teoretycy, jak i praktycy w zakresie ekonomii regulacji (*regulatory economics*) sektorów użyteczności publicznej (*public utility*) skupiali się prawie wyłącznie na analizie tradycyjnego modelu regulacji – określanego jako regulacja stopy zwrotu (*rate of return regulation*).

Spory o tradycyjne podejście do regulacji zaczęły nasilać się już w latach 60. XX w. wraz z umacnianiem się krytycznego stosunku do tego modelu. Z początkiem XXI w. pojawiły się pierwsze publikacje poświęcone regulacji negocjacyjnej i analizie nowego podejścia w konfrontacji z podejściem tradycyjnego modelu regulacji stopy zwrotu. Przełomowa w tym zakresie była publikacja amerykańskiego ekonomisty Z. Wanga z 2004 r.¹⁷³ Z kolei na gruncie europejskim problematykę tę rozwijał S.C. Littlechild¹⁷⁴, który m.in. dokonał przeglądu wykorzystania wynegocjowanych porozumień przez

¹⁷² R.W. Crandall, J.G. Sidak i H.J. Singer twierdzą, że stosowanie asymetrycznych regulacji w celu promowania wejścia na rynek telekomunikacyjny w USA co prawda doprowadziło do ukształtowania się stabilnej i zarządzalnej konkurencji, ale było znacznie bardziej złożone i skomplikowane do przeprowadzenia niż tradycyjna regulacja monopolu usług, jaka kiedykolwiek istniała, R.W. Crandall, J.G. Sidak, H.J. Singer, *The empirical case against asymmetric regulation of broadband internet access*, „Berkeley Technology Law Journal” 2002, vol. 17, no. 3, s. 954.

¹⁷³ Z. Wang jest urzędnikiem Biura Antymonopolowego w Departamencie Sprawiedliwości administracji USA i adiunktem na Wydziale Ekonomii Uniwersytetu Northeastern oraz autorem przełomowej publikacji promującej zastosowania mechanizmów negocjacyjnych w procedurach regulacyjnych. Obszerniej w: Wang Z., *Settling utility rate cases: an alternative ratemaking procedure*, „Journal of Regulatory Economics” 2004, vol. 26, no. 2, s. 141–163.

¹⁷⁴ S.C. Littlechild jest profesorem Uniwersytetu w Birmingham oraz pracownikiem naukowym w Judge Business School Uniwersytetu Cambridge i międzynarodowym konsultantem w dziedzinie regulacji, konkurencji i prywatyzacji w sektorze elektroenergetycznym. W latach 1989–1998 był

amerykańską Federalną Komisję Regulacji Energetyki FERC (Federal Energy Regulatory Commission) i inne wybrane, państwowe komisje do spraw regulacji sektora użyteczności publicznej (Public Utility Commissions¹⁷⁵). W opinii tego badacza ten rodzaj regulacji stanowi lepszą alternatywę dla tradycyjnych form regulacji niż np. podejście RPI-X i, co ważne, alternatywę stanowiącą pożądaną kierunek dalszej reformy regulacyjnej sektorów sieciowych w Wielkiej Brytanii¹⁷⁶.

Model regulacyjny, który od dłuższego czasu zdominował amerykańską i kanadyjską praktykę regulacyjną sektorów sieciowych użyteczności publicznej, a który także ma być docelowym modelem regulacji sektora użyteczności publicznej w Wielkiej Brytanii i Australii, zwany jest w tych jurysdykcjach jako „wynegocjowane porozumienie” (*negotiated settlement*)¹⁷⁷. Zgodnie z tym podejściem odbiorcy energii elektrycznej, wody, ciepła systemowego, paliwa gazowego i usług telekomunikacyjnych, reprezentowani przez zorganizowaną (np. w postaci stowarzyszeń, fundacji czy grup zakupowych) grupę użytkowników i odbiorców, negocjują porozumienie z przedsiębiorstwem użyteczności publicznej, jeszcze przed przedłożeniem tego porozumienia do akceptacji organu regulacyjnego. Porozumienie (zwane także ugodą) pomiędzy stronami musi zostać zatwierdzone przez regulatora, ale proces akceptacji w tym przypadku nie przebiega w ramach pełnej administracyjnej procedury regulacyjnej.

Geneza podejścia

Geneza tego podejścia sięga połowy lat 40. XX w., gdy w wyniku zmian w amerykańskich procedurach określających sposób postępowania administracyjnego negocjacje ugód przybierały charakter postępowania sądowego, do którego stosowania były również zobowiązane komisje regulacyjne¹⁷⁸.

Pierwszym krokiem w procesie upraszczania postępowania administracyjnego było przyjęcie przez Kongres amerykański w 1946 r. ustawy o postępowaniu administracyjnym (The Administrative Procedure Act), która od tego czasu jest podstawowo-

pierwszym dyrektorem generalnym ds. dostaw energii elektrycznej i Urzędu Regulacji Energii Elektrycznej (The Director General of Electricity Supply and the Office of Electricity Regulation OFFER) w Wielkiej Brytanii.

¹⁷⁵ W USA działają m.in. Utility Regulatory Commission (URC), Public Utilities Commission (PUC) czy Public Service Commission (PSC), które są agencjami władz stanowych zatwierdzających taryfy i regulujących sektor przedsiębiorstw użyteczności publicznej. W przypadku PUC jest to sektor elektroenergetyczny.

¹⁷⁶ A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar liberalizacji. Wnioski dla sektora ciepłownictwa systemowego*, Dom Wydawniczy Elipsa, Warszawa 2015, s. 128–130.

¹⁷⁷ Podejście polegające na wynegocjowaniu wysokości stawek w ramach wzajemnych rozliczeń stosuje się przede wszystkim w ramach regulacji energetyki w USA, głównie w takich stanach, jak Floryda czy Kalifornia, oraz w Kanadzie.

¹⁷⁸ Kierunek tych zmian wytyczony został już w 1938 r. w pracy J.M. Landisa, amerykańskiego naukowca, urzędnika państwowego i doradcy prawnego, który pełnił funkcję przewodniczącego Komisji Papierów Wartościowych i Giełd w latach 1935–1937. Więcej w: J.M. Landis, *The administrative process*, Yale University Press, New Haven 1938.

wym standardem legislacyjnym w USA i która wprowadziła możliwość zastąpienia sądowego trybu postępowania nowym rodzajem procedury określanej jako *notice-and-comment rulemaking*¹⁷⁹.

Tego rodzaju procedura podejmowania decyzji polegała na ogłoszeniu projektu tej decyzji i zaproszeniu wszystkich zainteresowanych stron do wyrażenia opinii o jej treści, które stanowić miały podstawę do podjęcia ostatecznej decyzji. Okazało się jednak, że procedura ta wymaga uzupełnienia przez wprowadzenie nowych, bardziej innowacyjnych rozwiązań, tak aby postępowanie administracyjne mogło spełniać trzy wymagania: dokładność (*accuracy*), czyli aby sprzyjało osiągnięciu najlepszych decyzji, efektywność (*efficiency*), czyli aby skracало czas i zmniejszało koszty postępowania, oraz akceptowalność (*acceptability*), czyli aby zyskiwało akceptację interesariuszy postępowania, przez co rozumiano przede wszystkim zapewnienie im możliwości odpowiednio wczesnego i efektywnego partycypowania w procesie podejmowania decyzji. W związku z tymi wymaganiami wyłoniły się nowe procedury administracyjne, wśród których najczęściej stosowane były cztery rozwiązania: procedura przyspieszonego postępowania, arbitraż, mediacje połączone z arbitrażem oraz mediacje.

Procedura przyspieszonego postępowania ogranicza postępowanie administracyjne wyłącznie do analizy pisemnych wyjaśnień lub bardzo skróconych przesłuchań stron. W procedurze arbitrażu strony postępowania zobowiązują się do akceptacji decyzji podjętej przez trzecią stronę, która pełni funkcję arbitra i podejmuje decyzję po wysłuchaniu obu stron. Procedura ta zakłada przyznanie prawa arbitrażu osobie wybranej wspólnie przez obie strony. Innym wariantem tej procedury jest dokonywanie arbitrażu przez zespół trzech osób, z których dwie delegowane są przez każdą ze stron i te dwie osoby dokonują wyboru jeszcze jednego członka zespołu arbitrażowego. Procedura mediacji połączonej z arbitrażem polega na przyznaniu osobie trzeciej prawa do mediowania w sporze między dwoma zainteresowanymi stronami, tak aby zmierzały one do zawarcia porozumienia, a także prawa do rozstrzygania tych kwestii, które nie mogą być rozstrzygnięte w drodze mediacji.

Najczęstsze zastosowanie w obszarze regulacji energetyki na szczeblu federalnym i stanowym ma procedura mediacyjna, która miała doprowadzić do osiągnięcia porozumienia między spierającymi się stronami. Do wykonania tych zadań kierowany jest urzędnik organu regulacyjnego, który w ramach tradycyjnego postępowania administracyjnego przebiegającego w formie procedury sądowej odgrywa rolę sędziego. Taka osoba nie tylko ma gwarantować bezstronność, ale także tworzy warunki do

¹⁷⁹ *Notice-and-comment rulemaking* to powszechna procedura tworzenia regulacji poprzez konsultacje społeczne, stosowana w USA, w ramach której proponowana regulacja jest w pierwszej kolejności publikowana w Rejestrze Federalnym (czyli biuletynie prawnym publikowanym każdego dnia roboczego przez Narodową Administrację Archiwów i Akt, zawierającym regulacje agencji federalnych, zarządzenia wykonawcze, odezwy i inne dokumenty prezydenckie) i w następnej kolejności może być komentowana przez opinię publiczną w celu dokonania zmian. Regulacje zwolnione z wymogów „powiadomienia i skomentowania” w ramach ustawy o postępowaniu administracyjnym dotyczą spraw wojskowych i zagranicznych.

takiego przebiegu negocjacji, aby zapewniać stronom poczucie swobody i otwartości w toku ich trwania oraz pewności, że prezentowane przez nich stanowiska w kwestiach, które nie zostały rozstrzygnięte w ramach negocjacji, nie zostaną wykorzystane przeciwko nim¹⁸⁰.

Praktyka regulacji negocjacyjnej w USA

Początki regulacji negocjacyjnej w USA sięgają 1949 r., kiedy ówczesna federalna komisja regulacji energetyki (Federal Power Commission – FPC) po raz pierwszy dopuściła możliwość jej stosowania jako alternatywy wobec standardowej procedury regulacji cen. Jednak dopiero od początku lat 60. XX w. ten rodzaj regulacji zaczął być aktywnie promowany przez FPC i w rezultacie zakres regulacji z wykorzystaniem mechanizmów negocjacyjnych zaczął się szybko zwiększać, o czym świadczy to, że w latach 1961–1970 już 56% postępowań taryfowych rozstrzyganych było w tym trybie¹⁸¹.

Bezpośrednim powodem tak szybkiego rozwoju regulacji negocjacyjnej była decyzja amerykańskiego Sądu Najwyższego z 1954 r., która nakazywała regulatorowi objęcie regulacją cen wszystkich podmiotów wydobywających gaz. Efektem tej decyzji było radykalne zwiększenie liczby podmiotów, które odtąd zobowiązane były składać wnioski taryfowe. Aby poradzić sobie z tym wyzwaniem, regulator podjął decyzję o zamrożeniu cen gazu. Ale już do 1960 r. do FPC złożonych zostało 2900 wniosków o podniesienie taryfy na gaz, z których tylko 10 zostało przeprocedowanych w ramach standardowej procedury.

Stan taki został uznany za przejaw „załamania się postępowania administracyjnego”, ponieważ uporanie się z taką liczbą wniosków, nawet w przypadku 3-krotnego zwiększenia personelu regulacyjnego komisji, trwałoby co najmniej 80 lat. W tej sytuacji sposobem na rozwiązanie tego wąskiego gardła regulacyjnego było odwołanie się do mechanizmów negocjacyjnych.

Szansy na skrócenie czasu procedowania upatrywano w takiej zmianie struktury procesu regulacji, która przesuwająca ciężar procedowania wniosków taryfowych na poziom przedsiębiorstw i odbiorców, pozostawiając regulatorowi¹⁸² zadanie tworzenia takich warunków, w których proces negocjacyjny przebiegałby w sposób zapewniający właściwy udział wszystkim interesariuszom tego procesu.

Już od dekady udział tego rodzaju mechanizmu regulacyjnego dla sektora gazowego i elektroenergetycznego wynosi w USA 90%, dlatego należy uznać za słuszne twierdzenie S.C. Littlechilda, że tradycyjne postępowanie taryfowe stało się obecnie rozwiązaniem stosowanym sporadycznie w ramach jurysdykcji amerykańskiej. Oznacza to, że stosuje się je tylko w przypadkach, gdy w ramach negocjacji nie udało się

¹⁸⁰ A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 130–132.

¹⁸¹ S.C. Littlechild, *The process of negotiating settlement at FERC*, „Energy Policy” 2012, vol. 50, s. 174–191, cyt. za: A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 132.

¹⁸² Regulatorem ds. rynku energii w USA stała się w 1977 r. utworzona w miejsce FPC Federalna Komisja Regulacji Energetyki (Federal Energy Regulatory Commission – FERG).

uzgodnić akceptowalnego przez wszystkie grupy interesariuszy rozwiązania¹⁸³. Stąd można dokonać konstatacji, że zarówno w USA, jak i w Kanadzie model regulacji negocjacyjnej ma już cechy modelu dojrzałego¹⁸⁴.

S.C. Littlechild zaprezentował w jednej ze swoich publikacji modelowy sposób działania regulacji negocjacyjnej dla sektora gazowego¹⁸⁵.

Na etapie składania wniosku o wszczęcie postępowania taryfowego nie ma istotnych różnic w stosunku do procedury tradycyjnej, niezależnie od tego, która strona go wnosi. W przypadku więc gdy jest to przedsiębiorstwo, musi ono uzasadnić, że obowiązująca taryfa nie spełnia lub nie będzie spełniać ustawowych wymagań w zakresie realizowania przez przedsiębiorstwo rozsądnej stopy zwrotu. Ten drugi przypadek – czyli nie będzie spełniać – dotyczy sytuacji, w której przedsiębiorstwo zamierza np. podjąć program inwestycyjny motywowany względami zapewnienia ciągłości dostaw, wymaganiami bezpieczeństwa pracy czy też poprawą standardu jakości. W związku z tym przedsiębiorstwo przedkłada prognozę w zakresie: a) kształtowania się wszystkich kosztów, od których zależeć będzie prowadzenie działalności podlegającej regulacji w warunkach, gdy będzie ono realizowało zamierzony program inwestycyjny (*projected total cost of service*), b) rozmiaru prowadzonej działalności mierzonej np. wolumenem gazu, który będzie przesyłany przez to przedsiębiorstwo, oraz c) dopuszczalnego poziomu opłaty pobieranej za jednostkę przesyłanego gazu, która to opłata jest obliczana jako iloraz prognozowanego całkowitego kosztu oraz całkowitego wolumenu gazu. Szczególnie istotnym, ze względu na jego sporny charakter, elementem kosztowym jest koszt kapitału. Określając we wniosku jego postulowaną wielkość, przedsiębiorstwo musi przedstawić dokładne uzasadnienie swojej propozycji.

W jurysdykcji amerykańskiej po wpłynięciu wniosku o zmianę taryfy regulator zaleca sporządzenie wyjściowej analizy zgłoszonego wniosku (*top sheets*). Analiza ta sporządzana jest przez zespół prawny pod kierunkiem urzędnika wyznaczonego do prowadzenia postępowania i ma w istocie charakter wyjściowej oferty porozumienia (*first settlement offer*), ponieważ zawiera także kontrpropozycje dotyczące poszczególnych elementów zgłoszonego wniosku ujęte w skwantyfikowanej formie. Korekty te mogą więc dotyczyć wielkości całkowitych kosztów, wolumenu gazu czy też kosztu kapitału.

Dokument ten rozsyłany jest do wszystkich stron uczestniczących w postępowaniu wraz z zaproszeniem na pierwsze spotkanie o charakterze negocjacyjnym (*first settlement conference*). Podczas tego spotkania wszystkie uczestniczące w nim strony mają prawo przedstawić swoje propozycje w odniesieniu do treści wniosku przedsiębiorstwa oraz wyjściowej oferty regulatora i podjąć decyzję o zawieszeniu tradycyjnej

¹⁸³ A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 132–134.

¹⁸⁴ Tenże, *Kolejny etap ewolucji koncepcji i praktyki regulacji ekonomicznej*, „Gospodarka Narodowa. The Polish Journal of Economics” 2018, no. 2 (294), s. 49–72.

¹⁸⁵ Tenże, *Regulacyjny wymiar...*, s. 137.

procedury, która zakłada, że dalsze procedowanie polegać będzie na prowadzonych przez wyznaczonego sędziego przesłuchaniach stron procesu regulacyjnego.

Jak pokazuje praktyka regulacji negocjacyjnej, zgłaszane w czasie tego spotkania przez poszczególne strony propozycje sytuują się w przedziale wyznaczonym z jednej strony przez parametry określone we wniosku przedsiębiorstwa, z drugiej zaś – przez parametry zawarte w wyjściowej ofercie regulatora. W trakcie kolejnego spotkania strony przedstawiają swoje zmodyfikowane propozycje, które zbudowane są w sposób uwzględniający stanowiska innych stron, co oznacza, że czasami bardzo wyraźnie zmniejszają się różnice między wartością poszczególnych parametrów ujawnionych podczas pierwszego spotkania. Osiągnięcie tej fazy negocjacji sprzyja zmianie sposobu ich dalszego prowadzenia.

Zamiast więc negocjowania poszczególnych parametrów, na podstawie których konstruowane jest ostateczne rozwiązanie regulacyjne, strony skłonne są do zaakceptowania innej techniki negocjacyjnej. Polega ona na dyskusji nad zgłoszonymi przez jedną stronę (lub więcej) propozycjami porozumienia, ujętego w formie tzw. czarnej skrzynki (*black box settlement*). Istota tej techniki polega na tym, że po pierwsze, propozycja porozumienia wyrażona jest w postaci wyznaczenia dopuszczalnego poziomu opłaty za jednostkę gazu lub dopuszczalnej wielkości całkowitych przychodów (*bottom line's rate* lub *revenue*) oraz po drugie, nie zawiera dokładnej kalkulacji, która wskazywałaby na to, w jaki sposób uwzględni ona poszczególne parametry będące dotąd przedmiotem sporu.

Dalsze negocjacje toczą się więc wokół zgłoszonych propozycji porozumienia, które z reguły stanowią próbę zminimalizowania różnic, dotąd dzielących poszczególne strony. Wyłaniający się z toczącej się wokół nich dyskusji projekt porozumienia wysyłany jest do wszystkich stron procesu negocjacji i w przypadku uzyskania akceptacji, przedsiębiorstwo kieruje oparty na tym porozumieniu wniosek taryfowy do regulatora. Wniosek ten zawiera zwykle klauzulę, że wszystkie zawarte w porozumieniu elementy stanowią integralną całość, a zatem porozumienie ma charakter pakietowy, co oznacza, że powinno być traktowane przez regulatora jako nierozzerwalna całość (*null and void*).

Regulator może więc porozumienie albo przyjąć, albo odrzucić, ale nie może wnosić do niego żadnych modyfikacji, bo w takim przypadku utraci ono ważność. Innymi słowy, regulator nie może stosować praktyki określanej w literaturze jako „wybieranie wisienek” (*cherry picking*), czyli wybiórczego podejścia do zawartego porozumienia, które polega na akceptowaniu pewnych jego elementów, a odrzucaniu innych i zastępowaniu ich swoimi rozwiązaniami. Co ciekawe, dotyczy to zarówno porozumień jednomyślnych (*unanimous*), czyli takich, które są akceptowane przez wszystkie strony uczestniczące w negocjacjach, jak i porozumień niejednomyślnych (*nonunanimous*), czyli takich, które są kontestowane przez niektórych uczestników. Innymi słowy, dokonywana przez regulatora jakakolwiek modyfikacja treści porozumienia nie może skutkować naruszeniem interesu żadnej strony zawierającej porozumienie.

Staje się to szczególnie istotne w kontekście kluczowego dla amerykańskiej praktyki regulacji problemu stopy zwrotu, na którym od początku koncentrowała się uwaga regulatorów. Jej wyznaczenie stanowiło bowiem odrębne zagadnienie w tradycyjnym postępowaniu taryfowym. Tymczasem w trakcie procesu negocjacyjnego strony tego procesu mogły godzić się na zastosowanie techniki czarnej skrzynki, która umożliwiała określenie poziomu taryfy bez odrębnej kalkulacji wysokości stopy zwrotu i jej wyspecyfikowania w treści porozumienia. Oznaczało to, że stopa zwrotu była w przypadku tak osiągniętych porozumień wielkością rezydualną, wynikającą z uzgodnionego wcześniej całkowitego kosztu prowadzenia działalności objętej regulacją, który był podstawą do uzgodnienia porozumienia taryfowego. A zatem wysokość stopy zwrotu była ważnym elementem pakietowego rozwiązania, a próba jej zmiany przez regulatora oznaczałaby naruszenie zawartego kompromisu¹⁸⁶.

W ramach amerykańskiej praktyki regulacji negocjacyjnej uważanej już za podejście dojrzałe wykształciły się w okresie jej stosowania przez regulatora trzy podstawowe rodzaje porozumień – niejednomyślne, częściowe i wyprzedzające złożenie wniosku.

Porozumienie niejednomyślne (*nonunanimous settlement*) jest porozumieniem, które zawiera zapisy kontestowane przez część uczestników negocjacji, a pomimo to jest przedstawiane regulatorowi do zatwierdzenia¹⁸⁷. W praktyce porozumienia niejednomyślne nie były akceptowane przez regulatora automatycznie. Po ich uzyskaniu uruchamiane były zwykle pewne działania, które miały na celu umożliwienie stronom kontestującym porozumienie przedstawienie swoich argumentów, które następnie konfrontowane były z argumentacją prezentowaną przez sygnatariuszy porozumienia i dopiero dokonana przez regulatora ocena tych argumentów przesądzała o jego decyzji, czy i w jakim stopniu uznać to porozumienie, czy też istnieją uzasadnione przesłanki, aby odwołać się do standardowej w warunkach amerykańskich procedury regulacyjnej¹⁸⁸.

A.P. Buchmann i R.S. Tongren wskazali dużą aktywność regulatorów w zakresie neutralizacji przewagi strony silniejszej w ramach negocjacji poprzez dostarczanie stronie słabszej niezbędnej informacji oraz oferowanie pomocy, która pozwalała im lepiej zrozumieć sam proces negocjacji, naturę podejmowanych w ramach tego pro-

¹⁸⁶ A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 137–140.

¹⁸⁷ Na tym tle powstał spór, w którym głównym pytaniem było: czy tego rodzaju porozumienie może być uznane przez regulatora i stanowić podstawę jego decyzji. S.C. Littlechild pokreślał, że powodem zaniepokojenia części badaczy, wśród których najbardziej krytyczny pogląd na tego typu porozumienia formułował S. Krieger, była obawa, że regulator będzie akceptował porozumienia, które mogą naruszać ważne interesy tych, którzy je kontestują. W swoim opracowaniu S. Krieger wyraził pogląd, że warunkiem ochrony interesu pewnych grup odbiorców jest honorowanie przez regulatora tylko jednomyślnych porozumień. S.C. Littlechild, *Foreword: the market versus regulation*, [w:] P. Sioshansi, W. Pfaffenberger (red.), *Electricity market reform: an international perspective*, Elsevier, Oxford 2006, s. 4, 5, cyt. za: A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 142; S. Krieger, *Problems for captive ratepayers in nonunanimous settlements of public utility rate cases*, „Yale Journal of Regulation” 1995, vol. 12, s. 257–343.

¹⁸⁸ A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 144.

cesu problemów oraz wynikające stąd opcje, wyrażające możliwe z ich punktu widzenia rozwiązania¹⁸⁹.

Także badania Z. Wanga potwierdziły możliwości wyrażania zgody regulatora na niejednomyślne porozumienia. Analizując sposób postępowania regulatora wobec tego rodzaju porozumień, badacz ten stwierdził, że w działaniach regulatora zaznaczyły się cztery podejścia, z których każde wyjaśniało przesłanki akceptacji przez regulatora. Według pierwszego podejścia, akceptacja niejednomyślnego porozumienia jest możliwa, jeśli tylko regulator wykaże, że argumentacji jego oponentów brakuje merytorycznego uzasadnienia. Drugie podejście akceptację porozumienia uzależniało od argumentu, że strona kontestująca nie zyska lepszego rozwiązania w przypadku, gdy podjęta zostanie standardowa procedura. Trzecie podejście dopuszczało przyjęcie tego porozumienia, jeśli przynosiło ono korzyści tym stronom, których w największym stopniu dotyczyły skutki tego porozumienia. W ramach tego podejścia uznawano więc, że interesy stron kontestujących były zbyt rozproszone, aby miały decydować o treści porozumienia. W czwartym podejściu zgoda na porozumienie częściowe mogła być wydana, jeśli regulator zaakceptował porozumienie, którym objęte były strony je zawierające i jednocześnie podjął procedurę standardową, aby wypracować rozwiązanie regulacyjne dla stron kontestujących to porozumienie¹⁹⁰.

Porozumienia częściowe (*partial settlements*) są porozumieniami, które nie zawierają rozstrzygnięcia wszystkich kwestii, jakie były przedmiotem negocjacji. Chociaż nie są to przypadki częste, możliwość zawierania takich porozumień może znacznie ułatwić przebieg i sukces regulacji negocjacyjnej. Nie można bowiem wykluczyć pojawienia się w trakcie negocjacji kwestii, w stosunku do których uzyskanie zgody jest trudne czy wręcz niemożliwe. Można więc przyjąć, że strony mogą zdać się w kwestiach spornych na decyzje regulatora, aby nie blokować przebiegu czy też nie spowodować całkowitego fiaska negocjacji. Inną odmianą porozumienia częściowego procedowanego przez regulatora jest porozumienie akceptowane przez wszystkie strony, ale w którym pewne kwestie, jeśli chodzi o sposób jego implementacji, miały być rozstrzygane przez regulatora w sposób niewymagający już od niego konsultowania decyzji ze stronami tego porozumienia.

Porozumienie wyprzedzające złożenie wniosku taryfowego (*pre-settlement*) jest porozumieniem, które odnosi się do sytuacji, kiedy porozumienia zawierane są jeszcze przed złożeniem wniosku taryfowego. Nie tylko pozwala na jeszcze szybsze uzyskanie decyzji regulatora, ale także umożliwia znaczne obniżenie kosztów, jakie ponosiły strony wnioskujące o uruchomienie postępowania taryfowego, w porówna-

¹⁸⁹ A.P. Buchmann i R.S. Tongren stwierdzają, że S. Krieger wyciąga mylny wniosek, że dla ochrony niektórych grup konsumentów konieczne są jednomyślne porozumienia. Ich zdaniem badacz ten błędnie zinterpretował historię regulacji i doszedł do wniosku, który nie jest ani konieczny, ani sprzyjający rozsądnej regulacji A.P. Buchmann, R.S. Tongren, *Nonunanimous settlements of public utility rate cases: a response*, „Yale Journal of Regulation” 1996, vol. 13, s. 337–345.

¹⁹⁰ A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 145.

niu do postępowań, które toczono w trybie negocjacyjnym. Zgodnie ze stosowaną procedurą strona wnioskująca o uruchomienie takiego postępowania zobowiązana jest do przedstawienia obszernej dokumentacji uzasadniającej celowość podjęcia przez regulatora decyzji o przyjęciu wniosku. Jego przygotowanie pociąga wysokie koszty także ze strony regulatora i wymaga czasu. A zatem możliwość pominięcia całej procedury dzięki wcześniejszemu zawieraniu porozumień przedsiębiorstw z odbiorcami budziła zainteresowanie nie tylko stron wnioskujących, ale także samego regulatora, co znalazło wyraz w postawie urzędników, którzy zachęcali zarówno przedsiębiorstwa, jak i odbiorców do wyboru prezentowanej procedury¹⁹¹.

Zalety i wady regulacji negocjacyjnych

Podsumowując prezentację podejścia negocjacyjnego w regulacjach, należy stwierdzić, że stworzenie możliwości zastąpienia nim tradycyjnego sposobu procedowania wniosków taryfowych pozwalało nie tylko znacznie przyspieszyć proces regulacyjny, ale także zmniejszać jego uciążliwość i koszty, jakie towarzyszyły udziałowi w standardowym postępowaniu taryfowym.

W ramach prezentowanego modelu kluczowym elementem procesu regulacyjnego są negocjacje między przedsiębiorstwem a jego odbiorcami lub ich reprezentantami. W ich toku dochodzi do zawarcia porozumienia określającego podstawowe wymagania i ograniczenia, jakim podlegać będzie działalność przedsiębiorstwa. O ile więc w konwencjonalnym modelu regulacji określenie tych wymagań w formie decyzji regulacyjnej jest domeną regulatora, który czyni to w procesie pozyskiwania informacji, głównie od przedsiębiorstw, oraz ich przetwarzania na potrzeby podjęcia decyzji regulacyjnej, o tyle w modelu regulacji negocjacyjnej jego rola polega na: tworzeniu warunków umożliwiających uruchomienie efektywnych negocjacji, dokonywaniu oceny ich przebiegu, podejmowaniu decyzji, czy akceptuje osiągnięte porozumienie, czy też decyduje się na przeprowadzenie standardowego postępowania, na podstawie którego sam określa te wymagania, oraz podjęciu tego postępowania w przypadku, gdy negocjacje nie zakończyły się porozumieniem.

Praktyka regulacji negocjacyjnej skłania przedsiębiorstwa do reorientowania się na potrzeby odbiorców oraz uświadamia odbiorcom granice ich żądań wobec przedsiębiorstw. Sprzyja to poprawieniu zrozumienia dla argumentów drugiej strony, zwiększa stopień wzajemnego zaufania i prowadzi do łagodzenia konfliktu interesów. W tych warunkach łatwiejsze jest osiągnięcie kompromisowych rozwiązań, które stanowią podstawę decyzji regulatora.

Ten tryb przygotowania decyzji regulacyjnych pozwala uwalniać proces regulacyjny od – w zasadzie nieuchronnych w warunkach scentralizowanej regulacji – zagrożeń związanych z lobbieniem różnych grup interesariuszy regulacji czy też jego upolitycznieniem, a także usuwać przesłanki do kwestionowania jego decyzji.

¹⁹¹ Tamże, s. 148.

S.C. Littlechild przywołuje w swoich opracowaniach liczne przykłady korzyści z zastosowania podejścia negocjacyjnego w regulacji¹⁹². Do najważniejszych z nich zalicza umożliwienie odbiorcom, a także przedsiębiorstwom z sektora użyteczności publicznej osiągnięcie porozumienia w kwestiach, które albo nie były możliwe do rozstrzygnięcia, albo napotykały ogromne trudności w rozstrzygnięciu w ramach standardowego procesu regulacyjnego. Badacz ten m.in. na podstawie przeglądu wykorzystania wynegocjowanych porozumień przez amerykańską FERC i inne wybrane, państwowe komisje do spraw regulacji sektora użyteczności publicznej stwierdził, że uzgodnione w ramach porozumień postanowienia (zapisy ugód) były bardziej elastyczne, innowacyjne i lepiej dostosowane do potrzeb poszczególnych użytkowników i odbiorców niż ustalone wcześniej wyniki postępowań prowadzonych przez amerykańskie organy regulacyjne¹⁹³.

W tym względzie zdaniem tego autora omawiane podejście przynosi korzyści w zakresie lepszego odzwierciedlenia poglądów i oczekiwań odbiorców, zapewnienia bardziej elastycznego podejścia regulacyjnego pomiędzy regulatorem, odbiorcami i przedsiębiorstwami użyteczności publicznej (zamiast podejścia jedno rozwiązanie dla wszystkich – *one size fits all*), co prowadzi do poprawy stosunków w branżach, w których zostało zastosowane. Ponadto wynegocjowane porozumienie umożliwia stronom osiągnięcie kompromisów w zakresie całych pakietów cen stosowanych w ramach wzajemnych rozliczeń, zamiast procedowania administracyjnego w celu osiągnięcia odrębnej decyzji w każdej aplikowanej kwestii.

Inne potencjalne korzyści wynikające ze stosowania wskazanego podejścia obejmują znacznie szybsze procedowanie niż w przypadku tradycyjnej regulacji mniejszą uciążliwość dla organu regulacyjnego oraz pozostałych stron i, jak pokazała praktyka, brak potrzeby angażowania znacznych zasobów technicznych i ekonomicznych. Stosując omawiane podejście, strony koncentrują się zazwyczaj na najważniejszych aspektach porozumienia, w tym głównie na ustaleniu dolnego przedziału akceptacji cenowej¹⁹⁴.

Do niewątpliwie najważniejszych zalet regulacji negocjacyjnej należy jej zdolność do znajdowania rozwiązań, które są lepsze z punktu widzenia zarówno przedsiębiorstwa, jak i jego odbiorców. Trzeba pamiętać, że między obydwooma stronami istnieje oczywisty konflikt interesów, a zatem każde rozwiązanie regulacyjne zawsze jest rodzajem kompromisu, w wyniku którego obie strony ponoszą pewne straty. Przewaga regulacji negocjacyjnej polega na tym, że w przypadku, gdy to regulator podejmuje decyzje, „strony nie mają kontroli nad tym, co tracą”. Zdaniem J. Douceta i S.C. Little-

¹⁹² S.C. Littlechild, *Some alternative approaches to utility regulation*, „Economic Affairs” 2008, vol. 28, no. 3, s. 32.

¹⁹³ Tenże, *The process of negotiating...*, s. 58.

¹⁹⁴ Tenże, *Regulation and customer engagement*, „Economics of Energy & Environmental Policy” 2012, vol. 1, no. 1, s. 58.

childa w procesie negocjacyjnym każda strona wybiera te spośród jej żądań, z których jest w stanie zrezygnować po to, aby zyskać coś więcej¹⁹⁵.

Jak podkreśla w związku z powyższym Z. Wang¹⁹⁶, samodzielne dokonywanie przez obie strony tego rodzaju wyborów sprawia, że osiągnięte w tym trybie porozumienie, przedstawiane później regulatorowi do zatwierdzenia, lepiej realizuje interesy obu stron niż decyzja podejmowana wyłącznie przez regulatora. Aby podkreślić wagę tej zalety, S.C. Littlechild¹⁹⁷ zauważa, że jest ona ważniejsza od tej, do której także przywiązywane jest duże znaczenie, a mianowicie, że regulacja negocjacyjna pozwala zmniejszać tzw. uciążliwość regulacji (*regulatory burden*), czyli przede wszystkim obniżyć koszty procedowania postępowań taryfowych w stosunku do kosztów, jakie implikuje tradycyjny model regulacji stosowany w USA i Kanadzie, i tym samym ułatwia odcho-
dzenie od twardego typu regulacji w kierunku luźnego typu (*light-handed regulation*).

Zidentyfikowane przewagi regulacji negocjacyjnej wskazują, że może ona przyczynić się do usunięcia – tak jak stało się to w USA i w Kanadzie – ograniczeń, na jakie natrafiło wprowadzanie regulacji bodźcowej w Wielkiej Brytanii, a także innych słabości modelu regulacji, w którym regulator jest wyłącznym decydującym.

Po pierwsze, praktyka regulacji negocjacyjnej pokazała, że za jej pośrednictwem doszło w USA i w Kanadzie do rozpowszechnienia się rozwiązań regulacji bodźcowej. Po drugie, rozwój regulacji negocjacyjnej stworzył możliwość dostosowywania przez strony rodzaju mechanizmu regulacji cen do warunków działania przedsiębiorstw z uwzględnieniem ich potrzeb. Po trzecie, regulacja negocjacyjna sprzyja rozwiązaniu problemu asymetrii informacji, który w połączeniu z barierą społeczną może – w warunkach regulacji scentralizowanej – zablokować implementację korzystnej dla odbiorców regulacji bodźcowej¹⁹⁸.

Istnieją również wątpliwości związane ze stosowaniem w praktyce regulacyjnej omawianego podejścia. Istotną obawę budzi to, że ponieważ porozumienia są zazwyczaj zawierane pomiędzy przedsiębiorstwami (np. sprzedawcami paliwa gazowego) a odbiorcami (np. grupą zakupową stworzoną przez lokalne samorządy), istnieje ryzyko, że nie wszystkie aspekty ugody czy interesy nieobecnych stron mogą zostać uwzględnione w procesie negocjacji (np. interesy operatora dystrybucyjnego lub przesyłowego gazu związane z dostępnością infrastruktury sieciowej na danym terenie i tym samym wolnymi mocami dystrybucyjnymi/przesyłowymi)¹⁹⁹.

Problem ten należy rozpatrywać w dwóch aspektach. Po pierwsze, podejście wynegocjowanego porozumienia może nie uwzględniać heterogeniczności klienta.

¹⁹⁵ J. Doucet, S. Littlechild, *Negotiated settlements: the development of legal and economic thinking*, „Utilities Policy” 2016, vol. 14, no. 4.

¹⁹⁶ Z. Wang, wyd. cyt.

¹⁹⁷ S.C. Littlechild, *The bird in hand: stipulated settlements in Florida electricity regulation*, „Utilities Policy” 2009, vol. 17, no. 3-4, s. 276–287.

¹⁹⁸ A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 172, 173.

¹⁹⁹ W tym przypadku S.C. Littlechild powołuje się na tzw. świadomą abdykację od odpowiedzialności organu regulacyjnego

W tym względzie pojawiają się pytania dotyczące roli, jaką w procesie ugodowym odgrywają przedstawiciele odbiorców, a przede wszystkim jak mocny mają mandat do reprezentowania wszystkich grup odbiorców oraz czy precyzyjnie rozpoznają wszystkie postulaty i oczekiwania reprezentowanych²⁰⁰.

Drugi aspekt związany z kwestią reprezentacji stron dotyczy obecności wszystkich zainteresowanych porozumieniem przy stole negocjacyjnym, co często nie jest możliwe do spełnienia lub jest celowo ignorowane przez główne strony ugody. W szczególności obawy budzi to, czy, a jeśli tak, to w jaki sposób oczekiwania i interesy przyszłych konsumentów są reprezentowane w obecnym procesie negocjacyjnym. W tym kontekście podnosi się argument, że w procesach negocjacyjnych porozumień organ regulacyjny nadal musi odgrywać pewną (nawet znikomą) rolę, głównie w obronie interesów przyszłych konsumentów przed ryzykiem obciążenia ich nadmiernymi kosztami i nakładami wynikającymi z uzgodnionych obecnie porozumień pomiędzy obecnymi odbiorcami a przedsiębiorstwami użyteczności publicznej.

W przypadku wystąpienia wspomnianych ryzyk organ regulacyjny może odrzucić całe porozumienie lub te elementy, które jego zdaniem są np. szkodliwe dla przyszłych odbiorców, którzy nie byli odpowiednio reprezentowani w ramach porozumienia lub jego zdaniem zapisy porozumienia są niezgodne z obowiązującym ładem prawnym i jego obowiązkami ustawowymi jako regulatora. Stąd widać, że w procesie negocjowanych porozumień nadal istnieje pewna rola organu regulacyjnego, nawet jeśli większość negocjacji jest prowadzona między stronami bez jego udziału, organ regulacyjny może wymagać od stron ujawnienia wielu informacji. Ponadto w przypadku, gdy strony nie mogą osiągnąć porozumienia, organ regulacyjny zwykle dokonuje ustaleń za pomocą standardowych procedur administracyjnych i w oparciu o obowiązujące przepisy prawa (a nie w oparciu o ogólne zapisy np. prawa handlowego czy prawa cywilnego, jak sugeruje to podejście do zawierania umów prywatnych). Stąd w omawianym podejściu rola organu regulacyjnego staje się zbliżona do roli organu rozstrzygającego spory.

Takie podejście zwane „negocjacyjno-arbitrażowym” zostało zastosowane z różną skutecznością w branży telekomunikacyjnej i wodno-kanalizacyjnej zarówno w Wielkiej Brytanii jak i w Australii, gdzie finalnie odstąpiono od stosowania tego podejścia²⁰¹.

Zdaniem A.T. Szablewskiego zadanie, jakie na etapie procesu regulacyjnego stoi przed regulatorem, to zneutralizowanie asymetrii informacyjnej, natomiast kluczowa, z punktu widzenia roli regulatora, zmiana, jaka wiąże się z przejściem do regulacji negocjacyjnej, wyraża się odejściem od oceny zawartości porozumienia do oceny przebiegu procesu negocjacyjnego²⁰².

²⁰⁰ Problem ten został dużo wcześniej dostrzeżony przez T. Morgana, zdeklarowanego zwolennika negocjacji porozumień, który uznał, że prawdziwym problemem w ramach tego podejścia może okazać się zagwarantowanie realizacji interesów wszystkich stron, których dotyczą negocjacje. Zob. T. Morgan, *Towards a revised strategy for ratemaking*, „University of Illinois Law Forum” 1978, no. 1, s. 72, cyt. za: C. Decker, wyd. cyt., s. 59.

²⁰¹ C. Decker, wyd. cyt., s. 59.

²⁰² A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 174.

Kierunki ewolucji regulacji ekonomicznej – konkluzje

Konkludując, można stwierdzić, że jak najbardziej uprawniony jest pogląd, że regulacja ekonomiczna – stosowana najczęściej w sektorach sieciowych, w których istnienie monopolu naturalnego wyklucza możliwość efektywnego działania mechanizmów samoregulacji rynkowej – znajduje się w kolejnej fazie ewolucji ukierunkowanej na rozwój koncepcji regulacji bodźcowej, a przede wszystkim na regulację wykorzystującą mechanizmy negocjacyjne.

Jednym z ważnych elementów tego procesu jest ograniczenie roli regulatora do roli głównie arbitra w sporach między uczestnikami procesu negocjacyjnego. Zatem uprawniony staje się pogląd, że podejście oparte na bezpośrednich negocjacjach pomiędzy przedsiębiorstwami użyteczności publicznej a ich klientami, przy pośrednim lub ograniczonym udziale organu regulacyjnego, wydaje się interesującą alternatywą dla tradycyjnych form regulacji pałapowej czy regulacji stopy zwrotu.

Implementacja tego podejścia do krajowej praktyki regulacyjnej i tym samym zmiana doktryny regulacyjnej w polskiej energetyce, w tym szczególnie w gazownictwie i ciepłownictwie, wydaje się uzasadniona i, jeśli się weźmie pod uwagę rozwój dobrych praktyk regulacji negocjacyjnej w amerykańskich, kanadyjskich, australijskich oraz brytyjskich sektorach sieciowych – pożądana.

W przypadku polskiego sektora ciepłownictwa A.T. Szablewski przytacza dwie najważniejsze przesłanki przemawiające za implementacją powyższego podejścia²⁰³. Pierwsza z nich wynika z przekonania, że tego rodzaju reforma regulacji umożliwiłaby przełamanie trwającego od dawna impasu we wprowadzaniu regulacji bodźcowej, który spowodowany jest słabościami dotychczasowego systemu regulacji tego sektora. Waga tego problemu wynika z możliwego do osiągnięcia wzrostu efektywności w regulowanych dotąd w sposób kosztowy przedsiębiorstwach ciepłowniczych. W dłuższym czasie wzrost efektywności przełożyłby się nie tylko na korzystne dla odbiorców zmiany ceny ciepła, ale także na wzmocnienie konkurencyjności przedsiębiorstw ciepłownictwa systemowego na rynku ciepła. Druga przesłanka wiąże się ze specyfiką sektora ciepła systemowego. Sprowadza się ona przede wszystkim do lokalnego charakteru wytwarzania i dostarczania ciepła. Istnienie rozproszonych, lokalnych rynków ciepła, charakteryzujących się głębokim zróżnicowaniem podażowej i popytowej strony tych rynków, wymaga zindywidualizowania mechanizmów regulacyjnych, a to zapewnia negocjacyjny typ regulacji²⁰⁴.

Zastosowanie modelu regulacyjnego wykorzystującego mechanizmy negocjacji w sektorze gazownictwa przesyłowego i magazynowego w Polsce wydaje się uzasadnione, zważywszy specyfikę tych przedsiębiorstw energetycznych, które w tym przypadku są monopolami naturalnymi, oraz specyfikę segmentu odbiorców OSP i OSM.

²⁰³ Tenże (red.), *Rynkowe i technologiczne oraz regulacyjne uwarunkowania rozwoju krajowego sektora ciepłowniczego*, Dom Wydawniczy Elipsa, Warszawa 2016.

²⁰⁴ Tenże, *Kolejny etap...*, s. 68, 69.

Jeśli partnerem negocjacyjnym staje się operator dystrybucyjny lub duży odbiorca korporacyjny, pojawia się uzasadnienie negocjacji opłat transportowych. Pozostaje tylko do rozwiązania kwestia metodyki samej negocjacji z zaangażowaniem lub nie regulatora, a przede wszystkim zmiana otoczenia regulacyjnego poprzez wprowadzenie rozporządzenia regulacyjnego w sprawie możliwości negocjacji cen przez właściwego ministra do spraw energii, środowiska, klimatu lub aktywów państwowych lub też rozporządzenie regulatora, czyli prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Nieco bardziej skomplikowane wydaje się wprowadzenie podejścia negocjacyjnego w regulacji sektora dystrybucyjnego gazu, gdzie w większości odbiorcami paliwa gazowego są odbiorcy indywidualni. W tym przypadku negocjacje opłat taryfowych mogą odbywać się z odbiorcami grup taryfowych od W7 wzwyż²⁰⁵, gdzie mamy do czynienia z klientami korporacyjnymi. W przypadku odbiorców indywidualnych zakwalifikowanych do grup taryfowych od W1 do W3²⁰⁶ negocjacje są możliwe tylko w przypadku pojawienia się reprezentacji odbiorców w formule grupy zakupowej reprezentującej np. mieszkańców danej miejscowości czy osiedla mieszkaniowego. W omawianym przypadku pozostają do rozstrzygnięcia podobne kwestie proceduralne i regulacyjne jak w przypadku odbiorców korporacyjnych.

Zważywszy jednak istotne upolitycznienie polskiego regulatora, a także wysoki stopień zawłaszczania sektora energetycznego w Polsce przez klasę polityczną, która praktycznie od dwóch dekad stara się istotnie wpływać na politykę regulacyjną URE, dążąc do zapewnienia stabilnych przychodów dla państwowych operatorów gazowniczych (przesyłowego, dystrybucyjnego i magazynowego) w celu zapewnienia finansowania inwestycji – z jednej strony istotnych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego²⁰⁷, a z drugiej strony inwestycji, które stały się przedmiotem wcześniejszych deklaracji wyborczych polityków (np. w zakresie gazyfikacji gmin będących ich okręgami wyborczymi) – implementacja podejścia negocjacyjnego do regulacji sektora gazowniczego w Polsce wydaje się mało prawdopodobna na tym etapie transformacji.

²⁰⁵ W przypadku odbiorców operatora dystrybucyjnego Polskiej Spółki Gazownictwa zgodnie z Taryfą PSG nr 9 klienci zakwalifikowani do grupy taryfowej powyżej W7 (włącznie) cechują się wykorzystaniem mocy umownej od 6580 kWh/h.

²⁰⁶ W przypadku odbiorców operatora dystrybucyjnego Polskiej Spółki Gazownictwa zgodnie z Taryfą PSG nr 9 klienci zakwalifikowani do grupy taryfowej od W1 do W3 (włącznie) cechują się wykorzystaniem mocy umownej do 110 kWh/h i poborem wolumenu paliwa gazowego do 8000 m³ rocznie.

²⁰⁷ W tym budowa w latach 2007–2015 terminala regazyfikacyjnego LNG w Świnoujściu, budowa gazociągu Baltic Pipe w latach 2016–2022, budowa gazociągów przesyłowych umożliwiających zmianę kierunku transportu gazu ze wschodniego na północny, budowa gazociągów dystrybucyjnych, w tym na terenach niezgazyfikowanych, oraz budowa nowych powierzchni magazynowych podziemnych magazynów gazu.

Rozdział 2

Teoretyczne i praktyczne zasady ustalania cen na rynku regulowanym przedsiębiorstw użyteczności publicznej

2.1. Teoretyczne zasady ustalania cen na rynku regulowanym

2.2.1. Uwagi wstępne

Celem niniejszego rozdziału jest prezentacja teoretycznych zasad ustalania cen oraz wybranych metod regulacji cenowych stosowanych w praktyce głównie na rynku przedsiębiorstw użyteczności publicznej. W rozdziale tym starano się zaprezentować przykłady i odniesienia z polskiego sektora energetycznego oraz generalnie z sektora *utilities* krajów o dużym dorobku teoretycznym i rozwiniętej praktyce regulacyjnej.

Zgodnie z klasycznym uzasadnieniem potrzeby regulacji sektora użyteczności publicznej, w którym funkcjonuje tylko jedno przedsiębiorstwo dostarczające produkty (tj. naturalny monopol), zadaniem organu regulacyjnego w zakresie działalności podstawowej przedsiębiorstw (*core business*)²⁰⁸ jest opracowanie i wdrożenie takiego systemu cen (*pricing principles*), który będzie przynosił maksymalne korzyści dla odbiorców oraz będzie zapewniał osiągnięcie takiej rentowności zainwestowanego kapitału, która pozwoli właścicielowi na osiągnięcie godziwego poziomu dywidendy i na sfinansowanie budżetu inwestycyjnego, w tym budżetu na działalność rozwojową. W tym kontekście pojawia się pojęcie tzw. ceny efektywnej, czyli ceny stanowiącej sumę nadwyżki odbiorców i zysku producenta²⁰⁹.

Na początku rozważań nad zagadnieniem cen należy dokonać rozróżnienia między dwoma grupami pojęć. Pierwsza grupa pojęciowa dotyczy cen jednolitych i dyskryminujących. Jednolite podejście cenowe to podejście, w którym pobierana jest jedna cena (tj. cena na tym samym poziomie) jednej jednostki tego samego produktu (tj. m³ lub kWh/h gazu) dla wszystkich odbiorców. Podejście to jest odmienne od po-

²⁰⁸ W tym przypadku chodzi o tzw. działalność koncesjonowaną.

²⁰⁹ C. Decker, wyd. cyt., s. 70.

dejsia dyskryminującego, w ramach którego dla różnych grup odbiorców naliczane są różne ceny za ten sam produkt w zależności od ich gotowości do zapłaty.

Kolejna grupa pojęciowa dotyczy cen liniowych i nieliniowych. Podejście liniowe odnosi się do sytuacji, w których cena jednostkowa jest stała niezależnie od poziomu wolumenu (zużytego, transportowanego itd.), czyli np. średnia cena za jednostkę paliwa gazowego jest stała niezależnie od wolumenu jego zużycia. Z kolei cena nieliniowa odnosi się do sytuacji, w których cena za jednostkę może różnić się od wielkości wolumenu, czyli np. średnia cena za jednostkę paliwa gazowego jest zmienna zależnie od wolumenu jego zużycia.

W XX w. opracowano różne alternatywne podejścia w zakresie efektywnego ustalania cen w sektorze użyteczności publicznej, np. zastosowanie cen niejednorodnych (*nonuniform pricing*) czy cen szczytowych (*peak-load pricing*).

M.B. Goldman, H.E. Leland i D.S. Sibley stwierdzili, że na pewnym etapie rozwoju teoria ekonomii ograniczyła się tylko do rynków o jednolitych cenach, gdzie cena jednostkowa jest niezmienna w stosunku do poziomu zakupów dokonywanych przez klienta. W tym przypadku stosowanie jednolitych cen jest uzasadnione, gdy towary można odsprzedać. Gdy towarów nie można odsprzedać, a tak jest w przypadku energii dostarczonej klientom indywidualnym (tj. ciepła systemowego, gazu ziemnego czy energii elektrycznej), ceny jednolite nie mają już zastosowania. Stosuje się wtedy ceny niejednolite.

Sektor przedsiębiorstw sieciowych użyteczności publicznej stosuje powszechnie zasadę zmniejszającej się segmentowo ceny (*declining block pricing*), czyli coraz mniejsze opłaty jednostkowe za coraz wyższy poziom zużycia²¹⁰.

Z kolei zastosowanie cen szczytowych rozwinął P.O. Steiner²¹¹ na podstawie analizy taryf energii elektrycznej przeprowadzonej pod koniec XIX w. przez J. Hopkinsona²¹². Ceny szczytowe uważane są za strategię cenową, w ramach której wysoka cena jest pobierana za towary i usługi w okresie, gdy zapotrzebowanie na nie jest największe. Innymi słowy, wysoka cena pobierana w okresie wysokiego popytu nazywana jest ceną szczytowego obciążenia.

Ten rodzaj dyskryminacji cenowej w przypadku sektora użyteczności publicznej skorelowany jest z techniczną wydajnością infrastruktury sieciowej lub produkcyjnej przedsiębiorstwa energetycznego. Przedsiębiorstwo dokonuje dyskryminacji odbiorcy na podstawie dużego zużycia, intensywnego ruchu, czasów wysokiego zapotrzebowania i czasów niskiego zapotrzebowania. Konsument, który kupuje towar w okre-

²¹⁰ M.B. Goldman, H.E. Leland, Sibley D.S., *Optimal nonuniform pricing*, „Review of Economic Studies” 1984, vol. 51, no. 2, s. 305–319.

²¹¹ P.O. Steiner, *Peak loads and efficient pricing*, „The Quarterly Journal of Economics” 1957, vol. 71, no. 4.

²¹² J. Hopkinson, Presidential Address to the Junior Engineering Society, 4th NOV., 1892, *On The Cost of Electric Supply*, „Transactions of the Junior Engineering Society”, vol. III, part I, s. 1–14, [w:] B. Hopkinson (red.), *Original papers by the late John Hopkinson*, Vol. 1, Cambridge University Press, Cambridge 1901, <https://catalog.hathitrust.org/Record/001616276>.

się wysokiego popytu, musi zapłacić więcej w porównaniu z tym, który kupuje w okresach niskiego popytu.

Podejście *peak-load pricing* jest powszechnie stosowane w elektroenergetyce, gdyż na obecnym etapie rozwoju technologicznego energia elektryczna nie może być magazynowana, dlatego, aby sprostać zwiększonemu zapotrzebowaniu w okresach szczytowego zużycia, jej produkcja musi także być zwiększona przez przedsiębiorstwo energetyczne. W związku z tym koszt krańcowy jest również wysoki w okresach szczytu, ponieważ zdolność do produkcji energii jest technicznie ograniczona. A zatem cena jest ustalana na najwyższym poziomie w celu przesunięcia popytu lub przynajmniej konsumpcji w celu osiągnięcia równowagi między popytem a podażą.

Większość prezentowanych w tym rozdziale podejść stwarza możliwość poprawy efektywności w oparciu o podejście wykorzystujące koszty średnie do ustalania cen (*average cost pricing*), a jednocześnie umożliwia przedsiębiorstwu odzyskanie kosztów stałych bez wykorzystania subsydiów.

W dalszej części zaprezentowano dwa główne, alternatywne podejścia cenowe. Pierwszym podejściem jest zróżnicowanie cen w zależności od preferencji różnych grup odbiorców w relacji do wielu produktów dostarczanych przez przedsiębiorstwo. Przykładami tego podejścia są ceny Ramsey-Boiteux i wspomniane już ceny szczytowe. Drugim podejściem jest umożliwienie przedsiębiorstwu stosowania różnych cen jednostkowych, także z wykorzystaniem rabatów ilościowych. Przykładami tego podejścia cenowego są prosta taryfa dwuczęściowa i inne formy nieliniowego ustalania cen.

2.1.2. Ustalanie cen w oparciu o koszt krańcowy

Ceny ustalone na podstawie kosztu krańcowego (*marginal cost pricing*) są często uważane za zasadę wyjściową (*the starting principle*) dla regulacji działalności sieciowej (podstawowej).

Koszt krańcowy jest to koszt, jaki ponosi producent w związku ze zwiększeniem wielkości produkcji danego dobra o jedną jednostkę. Ustalanie cen w oparciu o koszt krańcowy jest najbardziej efektywnym podejściem, zważywszy wielkość wolumenu produkcji przedsiębiorstwa implikującym zmaksymalizowanie nadwyżki. Z tego powodu cena ustalana w oparciu o koszt krańcowy jest czasami określana jako „pierwsza-najlepsza” (*first-best price*), ponieważ wszelkie odchylenia cenowe od kosztów krańcowych (powyżej lub poniżej) mogą zmniejszyć całkowitą nadwyżkę.

Ważnym zastrzeżeniem w ramach podejścia do ustalania ceny „pierwszej najlepszej” jest to, że niekoniecznie jej zastosowanie będzie skutkowało osiągnięciem maksymalnej nadwyżki w przypadku, gdy jest ona stosowana na danym rynku tylko częściowo. Jeżeli np. dany produkt podlega regulacji cenowej w oparciu o koszt krańcowy, ale cena substytucyjnego produktu nie podlega takiemu ograniczeniu, może to potencjalnie prowadzić do dysproporcji w wyborze dokonywanym przez konsumentów między tymi dwoma produktami. Dlatego mamy tutaj do czynienia z twierdzeniem

znany jako „druga-najlepsza” (*the theory of the second best*) zaprezentowanym po raz pierwszy przez R.G. Lipseya i K. Lancastera²¹³.

W przypadku stosowania omawianego podejścia do regulacji cen działalności podstawowej przedsiębiorstwa sieciowego z sektora użyteczności publicznej mogą pojawić się problemy w określaniu odpowiedniego okresu, w którym należy dokonywać pomiaru kosztów (w szczególności, czy ceny powinny opierać się na długoterminowych czy krótkoterminowych kosztach krańcowych) oraz odpowiedniej jednostki miary lub wielkości przyrostu produkcji, dla której należy oszacować koszty. Decyzje dotyczące tych zagadnień mają także bezpośredni wpływ na systematykę kosztów uważanych za stałe i zmienne (np. im dłuższy okres, tym większy wolumen kosztów zmiennych). Ponadto w przypadku, gdy w wyniku działalności podstawowej przedsiębiorstwa powstaje kilka produktów, występuje problem z podziałem wszelkich kosztów pośrednich pomiędzy różne jednostki produkcyjne. Takie kwestie doprowadziły do wniosku, że choć pożądanym byłoby ustalenie cen w oparciu o krótkoterminowe koszty krańcowe dla najmniejszej możliwej dodatkowej jednostki produkcji sprzedanej, w praktyce okazuje się to niewykonalne²¹⁴.

Prawdopodobnie w praktyce najbardziej istotnym problemem w zastosowaniu podejścia do ustalania cen w oparciu o koszt krańcowy w ramach działalności podstawowej, nawet przy założeniu występowania jednego produktu, jest to, że działalność podstawowa jest zazwyczaj związana z wysokim poziomem generowanych kosztów stałych i niskim poziomem kosztów zmiennych. W związku z tym zastosowanie podejścia z wykorzystaniem kosztów krańcowych do tego rodzaju działalności będzie implikować ryzyko, że przychody nie pokrywają całego wolumenu kosztów stałych, a przedsiębiorstwo sieciowe poniesie stratę na poziomie produkcji podstawowej, co ostatecznie może spowodować konflikt między osiągnięciem efektywności alokacyjnej a zapewnieniem rentowności przedsiębiorstwa regulowanego.

W ramach prac analitycznych zbadano dwie możliwe metody rozwiązania powyższego konfliktu – wykorzystanie dotacji w celu pokrycia niedoboru oraz przyjęcie różnych metod ustalania cen.

Pierwsza metoda, polegająca na zastosowaniu subsydiów, wymaga od organu regulacyjnego przekazania środków przedsiębiorstwu regulowanemu na poziomie wartości niedoboru wynikającego z zastosowania podejścia *marginal cost pricing*. W tych okolicznościach przedsiębiorstwo stosuje ceny ustalone w oparciu o koszt krańcowy dla usług sieciowych działalności podstawowej, co pokrywa koszty zmien-

²¹³ R.G. Lipsey i K. Lancaster wykazali, że jeśli jeden warunek optymalności w modelu ekonomicznym nie może być spełniony, możliwe jest, że następnym najlepszym rozwiązaniem będzie zmiana innych zmiennych do wartości, które w innym przypadku byłyby optymalne. Teoria ta sugeruje, że jeśli usunięcie określonego zakłócenia rynku jest niewykonalne, wprowadzenie drugiego (lub więcej) zakłócenia na współzależnym rynku może częściowo przeciwdziałać pierwszemu zakłóceniu i w konsekwencji prowadzić do bardziej efektywnego wyniku, R.G. Lipsey, K. Lancaster, *The general theory of second best*, „The Review of Economic Studies” 1956-1957, vol. 24, no. 1, s. 11-32.

²¹⁴ C. Decker, wyd. cyt., s. 71.

ne, a także umożliwia odzyskanie części niepokrytych kosztów stałych poprzez uruchomienie dotacji.

Istnieje jednak wiele problemów związanych z prezentowanym podejściem. Po pierwsze, subsydiowanie przez regulatora kosztów stałych przedsiębiorstwa sieciowego musi być w jakiś sposób finansowane, np. przez podatki, co może się wiązać z powstaniem zakłóceń w całej gospodarce. Ponadto transfery dotacji finansowane z podatków oznaczają, że odbiorcy, którzy nie korzystają z określonych usług przedsiębiorstw sektora użyteczności publicznej (np. usług operatorów systemów dystrybucyjnych, przesyłowych i magazynowych gazu ziemnego), będą subsydiować tych, którzy z tych usług korzystają. Po drugie, w wielu jurysdykcjach niezależne organy regulacyjne nie mogą udzielać dotacji przedsiębiorstwom, które regulują.

Druga metoda rozwiązania konfliktu między cenami ustalonymi w oparciu o koszt krańcowy a zachowaniem stabilności przedsiębiorstwa polega na zastosowaniu przez organ regulacyjny różnych, alternatywnych metod ustalania cen, które maksymalizują całkowitą nadwyżkę.

2.1.3. Ustalanie cen w oparciu o koszt średni

Jednym z podejść cenowych, które ma na celu maksymalizację całkowitej nadwyżki, jest ustalenie przez przedsiębiorstwo jednolitej ceny dla wszystkich jednostek produktów, która jest równa kosztowi średniemu (*average cost*). W celu lepszego unaocznienia powyższego należy rozważyć następującą standardową funkcję dobrobytu, w której V reprezentuje całkowitą nadwyżkę i obejmuje ważoną sumę zarówno nadwyżki konsumenckiej dla danej ceny $CS(P)$, jak i nadwyżki producenta, która ma odzwierciedlenie w zysku przedsiębiorstwa $\pi(P)$:

$$V(P) = CS(P) + \alpha\pi(P), \quad \text{gdzie} \quad \pi(P) = P \cdot (Q(P)) - C \cdot (Q(P)), \quad (2.1)$$

gdzie:

- P – cena pobierana przez przedsiębiorstwo,
- $Q(P)$ – wolumen sprzedaży po tej cenie,
- α – stała wartość w przedziale od 0 do 1, która stanowi wagę względną wykorzystywaną w kalkulacji nadwyżki konsumenckiej w relacji do zysku. Pozwala to organowi regulacyjnemu na kształtowanie wielkości zysku dla przedsiębiorstwa w relacji do nadwyżki dla odbiorców.

Za pośrednictwem tej funkcji dobrobytu (*welfare function*)²¹⁵, zadaniem regulatora jest ustawienie ceny P^* w taki sposób, aby dobrobyt $V(P)$ był zmaksymalizowany

²¹⁵ W ekonomii regulacyjnej funkcja dobrobytu dostarcza regulatorowi wskazówek, jak dokonać optymalnego rozkładu dochodów przedsiębiorstwa regulowanego, co jest istotne w procesie kalkulacji przychodu regulowanego przedsiębiorstwa. Więcej na temat funkcji dobrobytu w: R.W. Tresch, *Public sector economics*, Palgrave Macmillan, New York 2008.

w równaniu (2.2), z zastrzeżeniem ograniczenia, że wynik finansowy nie jest ujemny, to znaczy $\pi(P) \geq 0$. Najskuteczniejszym rozwiązaniem tego problemu jest ustawienie ceny równej kosztowi średniemu:

$$P^* = C(Q(P^*)) / (Q(P^*)), \quad (2.2)$$

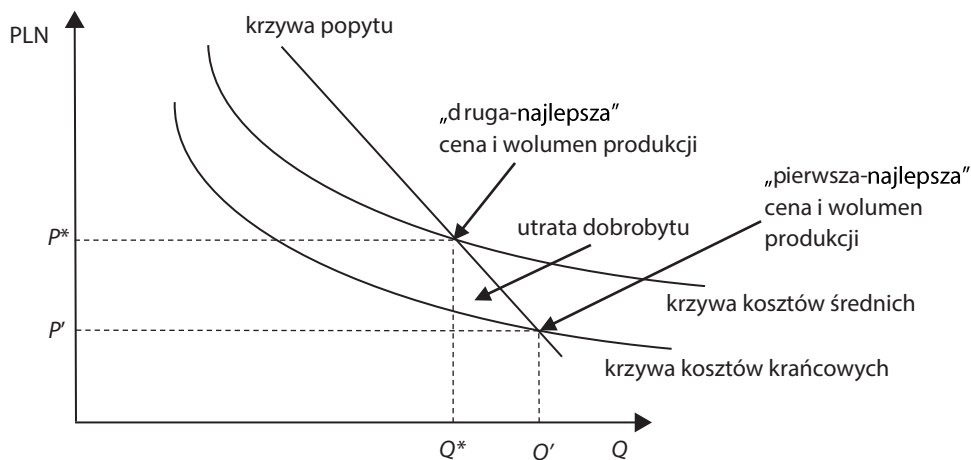
ponieważ w tym momencie przedsiębiorstwo osiąga swój punkt równowagi (czyli osiąga zysk na poziomie zero, gdyż skumulowane przychody zrównują się ze skumulowanymi kosztami), cena jednolita (*uniform price*) osiąga poziom najniższy, a nadwyżka konsumentcka zostaje zmaksymalizowana. Wynika z tego, że w każdym momencie, w którym cena jest wyższa niż średnie koszty:

$$P^* > C(Q(P^*)) / (Q(P^*)), \quad (2.3)$$

nadwyżka konsumentcka może zostać powiększona, a dobrobyt ulega poprawie poprzez obniżenie cen w kierunku poziomu kosztów średnich. Z drugiej strony, jeśli cena jest ustawiona poniżej średnich kosztów:

$$P^* < C(Q(P^*)) / (Q(P^*)), \quad (2.4)$$

to przedsiębiorstwo nie odzyska wszystkich poniesionych kosztów i nie będzie w stanie osiągnąć punktu równowagi (*break even point*).



Rys. 2.1. Podjęcie cenowe *second-best* i wolumen produkcji

Źródło: opracowanie własne.

Jak pokazano na rys. 2.1, w przypadku, gdy występuje korzyść skali, czyli wtedy, gdy cena jest równa średniemu kosztowi ($P^* = AC$), minimalizuje się zniekształcenie całkowitej nadwyżki w związku z odejściem od ustalania ceny w oparciu o koszty krańcowe, przy jednoczesnym umożliwieniu przedsiębiorstwu osiągnięcia poziomu

równowagi. Niemniej jednak scenariusz, zgodnie z którym przedsiębiorstwo osiąga stan równowagi i stosuje jedną średnią cenę, jest nieoptymalny dla „pierwszej najlepszej” w ramach cen marginalnych z punktu widzenia dobrobytu, ponieważ prowadzi do pewnego stopnia nieefektywności alokacyjnej (rys. 2.1). Część konsumentów, którzy konsumowaliby produkt, w przypadku, gdyby cena została ustalona na bazie kosztów krańcowych (wolumen produkcji na poziomie Q'), zostaliby wykluczeni z rynku. Z tego powodu podejście to jest często określane jako „drugie najlepsze” do ustalania cen.

W nawiązaniu warto także podkreślić, że różnica w podejściu do ustalania cen *first-best* a *second-best* zależy od wielkości różnicy między kosztami krańcowymi a kosztami średnimi oraz od elastyczności popytu²¹⁶.

2.1.4. Ustalanie cen liniowych i nieliniowych

Opisane podejście opierało się na pojedynczej, jednolitej cenie (*single uniform price*) pobieranej za jednostkę produkcji od wszystkich odbiorców, która to cena w efekcie uosabia równą marżę pozwalającą na odzyskanie poniesionych kosztów stałych wszystkich sprzedanych jednostek produkcji. Jednak nawet w przypadku jednego produktu można poprawić całkowitą nadwyżkę przez wprowadzenie dyskryminacji cenowej, czyli przez zmianę ceny jednostkowej pobieranej od różnych konsumentów w zależności od ich gotowości do zapłaty za produkt (tj. w celu odzwierciedlenia różnych elastyczności popytu). Na przykład odbiorcy indywidualni mogą mieć mniejszą elastyczność popytu niż odbiorcy przemysłowi na daną usługę sektora użyteczności publicznej i dlatego cena jednostkowa dla poszczególnych segmentów odbiorców może ten fakt odzwierciedlać.

Najlepszym przykładem wspomnianego podejścia jest cena Ramsey-Boiteux. W przypadku pojedynczego produktu podejście to zakłada stosowanie marży powyżej kosztów krańcowych dla różnych grup klientów oraz że marża powinna być odwrotnie proporcjonalna do elastyczności popytu na dany produkt ze strony konkretnej grupy odbiorców. Co do zasady wysokość marży dla różnych grup odbiorców danego produktu może być ustalona w taki sposób, aby umożliwić przedsiębiorstwu generowanie wystarczających oczekiwanych przychodów.

W wyniku zastosowania omawianego podejścia ceny za jednostkę produktu będą się różnić w zależności od grupy odbiorców – ceny będą wyższe dla grup odbiorców o mniejszym popycie i niższe dla grup odbiorców o wyższej elastyczności popytowej, mimo tego, że koszt krańcowy produkcji jest taki sam dla obu grup odbiorców²¹⁷.

²¹⁶ C. Decker, wyd. cyt., s. 73.

²¹⁷ Wyprowadzenie tej reguły, zwanej także odwrotną regułą elastyczności (*inverse elasticity rule*) zostało zaprezentowane przez W.J. Baumola i D.F. Bradforda. Reguła ta opisuje efektywne opodatkowanie towarów w ramach tzw. ekonomii jednego konsumenta (*single consumer economy*), gdy efekt krzyżowego popytu nie występuje. Odwrotną regułą elastyczności uzyskuje się poprzez wybór zestawu podatków od towarów, które maksymalizują dobrobyt pojedynczego konsumenta,

Zróznicowane podejście cenowe może więc wpływać na poprawę sytuacji finansowej przedsiębiorstwa. W ramach tego podejścia przedsiębiorstwo istotnie zwiększa wielkość całkowitej nadwyżki²¹⁸.

Alternatywnym podejściem cenowym do podejścia, w którym średnia cena jednostkowa produktu dla każdej grupy konsumentów jest na stałym poziomie niezależnie od wolumenu sprzedaży – jest podejście, które może zwiększyć całkowitą nadwyżkę w relacji do poziomu nadwyżki uzyskanej w ramach prostego podejścia cenowego. Podejście to polega na ustalaniu różnych form nieliniowego wyznaczania cen. Ten rodzaj podejścia cenowego od dawna stosowany jest w sektorze przedsiębiorstw sieciowych użyteczności publicznej, w których odbiorca może być obciążany opłatą stałą (pobieraną miesięcznie, kwartalnie, półrocznie lub rocznie), jak również opłatą zmienną za każdą jednostkę wykorzystanego produktu. Na przykład odbiorcy energii elektrycznej mogą zostać obciążeni przez przedsiębiorstwo energetyczne stałą, miesięczną opłatą za dostęp do infrastruktury sieciowej oraz opłatą za wykorzystanie każdej jednostki energii (mierzonej w kWh).

Można zatem stosować różne typy nieliniowych struktur cenowych, nawet w przypadku pojedynczych produktów. Jedną z najczęściej stosowanych formuł jest tzw. prosta, dwuczęściowa taryfa (*the uniform two-part tariff*), która, jak sama nazwa wskazuje, polega na podzieleniu opłaty łącznej w ramach taryfy na dwa składniki – opłatę stałą (*fixed charge*) i opłatę zmienną (*variable charge*). Czyli formuła taryfy może prezentować się następująco:

$$T = A + p(Q), \quad (2.5)$$

gdzie opłata stała za dostęp do sieci (A) jest niezależna od wolumenu zużycia produktu w danym okresie i jest cyklicznie pobierana tylko od pierwszej zużytej jednostki, podczas gdy opłata zmienna za jednostkę produktu (p) jest stosowana do wszystkich zużytych jednostek. Obie opłaty są stosowane w takiej samej wartości w przypadku wszystkich odbiorców. Zatem taryfa za pierwszą zużytą jednostkę stanowi sumę $A + p$, podczas gdy taryfa dla wszystkich jednostek zużytych później wynosi tylko (p) za jednostkę zużytą. Wynika z tego, jak pokazano na rys. 2.2, że średnie wydatki na jednostkę zmniejszają się wraz ze wzrostem zużycia produktu.

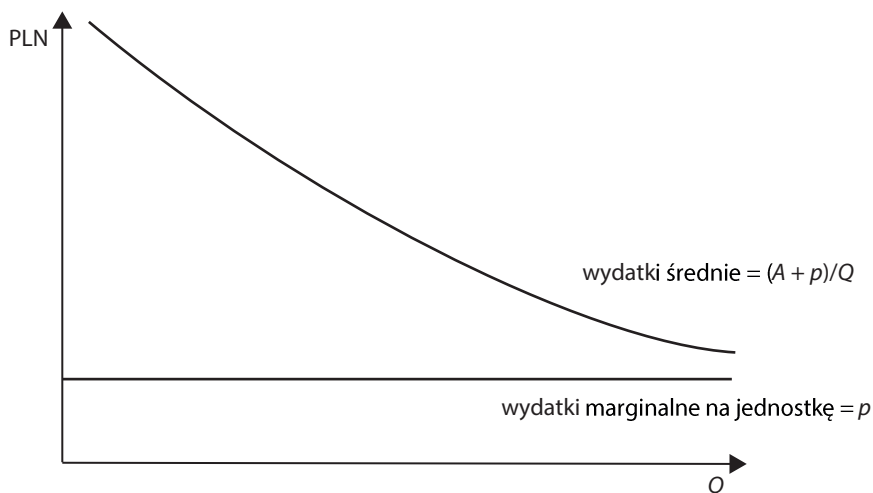
W powyższym przypadku regulator staje przed dwoma wyzwaniami. Po pierwsze, musi zapewnić, aby przedsiębiorstwo zachowało równowagę, czyli aby warunek: $\pi(P) > 0$ został spełniony, po drugie, musi ustalić opłatę za dostęp do sieci (A) na takim

pod warunkiem, że rząd osiągnie wymagany poziom dochodów podatkowych. Zasada opiera się na założeniu, że popyt na każde dobro zależy tylko od jego własnej ceny, więc nie ma efektów krzyżowych cen. Otrzymany wniosek jest taki, że stawka opodatkowania towaru powinna być odwrotnie proporcjonalna do bezwzględnej wartości jego elastyczności popytu. Zatem towary o małej elastyczności popytu powinny być opodatkowane stosunkowo wysoko. Zasada odwrotnej elastyczności ma zastosowanie w procesie ustalania efektywnej struktury podatkowej. W.J. Baumol, D.F. Bradford, *Optimal departures from marginal cost pricing*, „American Economic Review” 1970, vol. 60, no. 3.

²¹⁸ C. Decker, wyd. cyt., s. 74.

poziomie, aby odbiorcy nadal byli skłonni do korzystania z danego produktu, czyli żeby również został spełniony warunek $CS(P) \geq 0$.

Przy podstawowym założeniu, że wszyscy odbiorcy mają identyczne preferencje w zakresie konsumpcji, najbardziej efektywnym rozwiązaniem, z zastrzeżeniem spełnienia dwóch powyższych warunków, jest doprowadzenie do sytuacji, w której opłata za dostęp do sieci będzie równa jednostkowym kosztom stałym na odbiorcę, czyli $A^* = F$, a opłata za jednostkę produktu będzie równa krańcowym kosztom produktu, czyli $P^* = c$.



Rys. 2.2. Średnie wydatki a wydatki marginalne w taryfie dwuczęściowej

Źródło: opracowanie własne.

Prezentowana metodyka ustalania cen łączy zatem korzyści wynikające z zastosowania kosztów krańcowych ze względu na efektywność alokacyjną, a jednocześnie umożliwia przedsiębiorstwu regulowanemu pokrycie kosztów stałych poprzez opłatę za dostęp do sieci, bez potrzeby subsydiowania zewnętrznego²¹⁹.

Konkludując, można powiedzieć, że jednolite, dwuczęściowe taryfy oferują stosunkowo prostą metodykę ustalania pierwszych najlepszych cen, a jednocześnie pozwalają przedsiębiorstwu na zachowanie równowagi. Opiera się to jednak na istotnym założeniu, że odbiorcy są identyczni lub prawie identyczni w swoich preferencjach w zakresie usług sektora użyteczności publicznej. W rzeczywistości założenie to jest nierealistyczne, ponieważ część odbiorców będzie miała różną od pozostałych grup odbiorców skłonność do płacenia za podstawowe usługi sieciowe, w dużej mierze ze względu na wysokość dochodów. W związku z tym proste dwuczęściowe podejście

²¹⁹ C. Decker, wyd. cyt., s. 76.

taryfowe może nie być skuteczne, jeżeli konsumenci mają różne preferencje cenowe. W takich okolicznościach część odbiorców może wykazywać się skłonnościami do zapłaty różnych kwot za daną usługę – dla przykładu odbiorcy korzystający sporadycznie z danego medium czy usługi mogą oczekiwać niższej wyceny opłat niż odbiorcy intensywnie korzystający (czyli o wysokim poziomie Q), a jednolita dwuczęściowa taryfa może wtedy okazać się nieskuteczna.

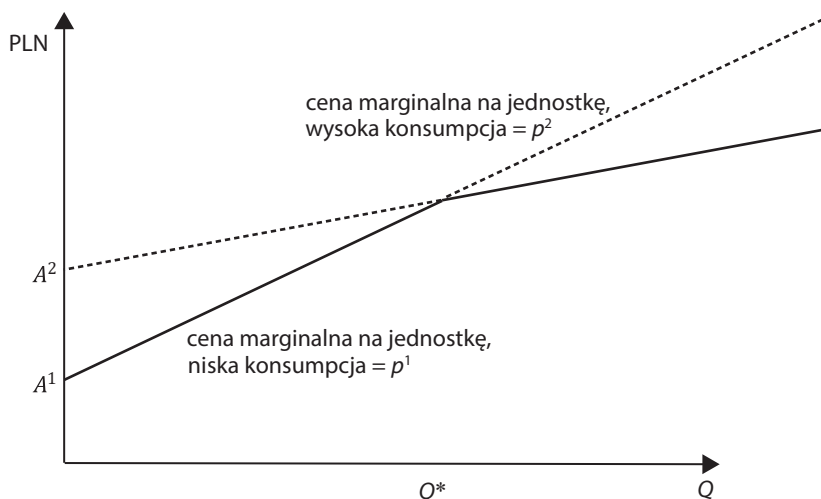
Jeśli odbiorcy zużywający niewiele energii nie są gotowi do zapłaty proponowanej przez przedsiębiorstwo sieciowe opłaty stałej, istnieje ryzyko rezygnacji z danego produktu. Powoduje to nieefektywność, ponieważ wyklucza z rynku potencjalnych odbiorców, którzy byliby skłonni zapłacić kwotę równą kosztowi krańcowemu (co pozwoliłoby na odzyskanie całego wolumenu kosztów stałych), a nawet kwotę większą niż koszt krańcowy, ale dalej mniejszą niż łączna, dwuczęściowa taryfa. Podejście to implikuje również ryzyko, że chociaż poziom dobrobytu może się poprawić w ujęciu zagregowanym w wyniku przejścia z systemu cen liniowych na dwuczęściowy system taryfowy, sytuacja części odbiorców może się pogorszyć w wyniku takiej zmiany.

Gdy odbiorcy są heterogeniczni w swoich preferencjach dotyczących produktu, nieliniowy model taryfowy, który umożliwiłby odbiorcom wybór z menu dwuskładnikowych taryf, może potencjalnie rozwiązać wskazany problem. Na przykład odbiorcom można zaoferować dwa rodzaje dwuczęściowych taryf – jedną z niską opłatą stałą, ale stosunkowo wyższą opłatą zmienną, aby przyciągnąć odbiorców o niskim zużyciu, a drugą taryfę z wyższą opłatą stałą, ale stosunkowo niższą opłatą zmienną, która powinna być atrakcyjna dla odbiorców o wysokim zużyciu. Takie podejście może być bardziej efektywne niż oferowanie tylko prostej, dwuczęściowej taryfy (*the uniform two-part tariff*), ponieważ umożliwia włączenie do udziału w rynku przede wszystkim odbiorców o profilu wykorzystania niskiego wolumenu produktu – za pośrednictwem niższej opłaty stałej (tzn. *low access charge/low fixed charge*).

Prezentowane podejście zostało zilustrowane na rys. 2.3: przedsiębiorstwo oferuje odbiorcom dwa rodzaje taryf dwuczęściowych, pierwsza taryfa jest dostosowana do odbiorców o profilu niskiego wolumenu, stąd zakłada niską opłatę za dostęp do sieci (A^1) i wyższą opłatę za jednostkę produktu (p^1), podczas gdy druga taryfa dwuczęściowa jest przeznaczona dla odbiorców o profilu wysokiego wolumenu i zakłada zastosowanie wysokiej opłaty za dostęp do sieci (A^2) i niższą opłatę za jednostkę produktu (p^2). Wynika z tego, że odbiorcy, którzy zamierzają zużyć wartość wolumenu mniejszą od (Q^*) osiągną niższe łączne wydatki, niż gdyby wybrali pierwszą taryfę dwuczęściową cechującą się niską opłatą stałą i wysoką opłatą zmienną. Z drugiej strony odbiorcy o profilu wysokiego wolumenu zużyciu, którzy planują zużyć wartość wolumenu większą niż (Q^*), osiągną niższe łączne wydatki, jeśli wybiorą drugą taryfę dwuczęściową cechującą się wysoką opłatą stałą oraz niską opłatą zmienną za jednostkę produktu.

Linia ciągła reprezentuje dwuczęściową taryfę, którą potencjalnie powinien wybrać racjonalny odbiorca, co pozwoli mu zminimalizować wydatki, zważywszy planowany poziom wolumenu. Wdrożenie tego podejścia zależy w dużej mierze od

wysokości opłaty zmiennej (tj. za jednostkę produktu) dla odbiorców o niskim planowanym wolumenie zużycia, która jednak musi być wystarczająco wysoka, aby zniechęcić odbiorców o wysokim planowanym wolumenie zużycia do odstąpienia od zmiany taryfy, która ma niższą opłatę za dostęp do sieci. Oznacza to, że odbiorcy o niskim lub wysokim profilu zużycia muszą dokonać wyboru optymalnego rozwiązania w zakresie taryfy dwuczęściowej, który będzie najlepiej dostosowany do ich profilu i preferencji (na rys. 2.3 oznaczony linią ciągłą).



Rys. 2.3. Samodzielny wybór w zakresie taryfy dwuczęściowej

Źródło: opracowanie własne.

Rozważania te prowadzą do dwóch ogólnych wniosków w zakresie stosowania cen nieliniowych. Po pierwsze, przedsiębiorstwo, oferując pakiet cen nieliniowych, może osiągnąć lepsze efekty dla swoich odbiorców niż w przypadku zastosowania pakietu cen liniowych opartych na koszcie średnim. W tym przypadku osiąga się tzw. poprawę Pareta (*Pareto improvement*)²²⁰. Innymi słowy, oferując pakiet taryf nieliniowych lub pakiet taryf dwuczęściowych, przedsiębiorstwo może zwiększyć udział

²²⁰ Zgodnie z neoklasyczną teorią ekonomii poprawa Pareta jest warunkiem koniecznym do uzyskania efektywności alokacyjnej (zwanej także efektywnością Pareta, *Pareto efficiency*), dzięki której towary mogą być ponownie alokowane, aby polepszyć sytuację przynajmniej jednego odbiorcy bez pogorszenia sytuacji innego odbiorcy. Innymi słowy to sytuacja, w której niektórzy odbiorcy zyskają, a żaden odbiorca nie straci. Teoretycznie działanie poprawiające Pareta powinno trwać do momentu osiągnięcia efektywności alokacyjnej. Z kolei efektywność Pareta to sytuacja, w której żadne kryterium indywidualne lub preferencje odbiorcy nie mogą się polepszyć bez pogorszenia się lub utraty przynajmniej jednego indywidualnego kryterium lub preferencji innego odbiorcy. Więcej w: R.D. Willig, *Pareto-superior nonlinear outlay schedule*, „The Bell Journal of Economics” 1978, vol. 9, no. 1, s. 56–69.

w rynku i osiągnąć bardziej efektywną alokację produktu w sytuacji, gdy wraz ze wzrostem wolumenu cena jednostkowa produktu zmierza w kierunku kosztów krańcowych²²¹.

O ile jednak stosowanie pakietu cen nieliniowych może decydować o poprawie Pareta, o tyle pakiet taki niekoniecznie będzie „optymalny”, jeśli nie pozwoli na osiągnięcie nadwyżki całkowitej (*total surplus*). Problem projektowania pakietu cen nieliniowych jest zagadnieniem technicznym, natomiast kluczowym wnioskiem jest to, że optymalne nieliniowe pakiety cenowe mogą obejmować zarówno rabaty, jak i premię ilościową, a to, czy rabaty są optymalne, zależy od rozkładu preferencji wśród odbiorców.

Po drugie, optymalny nieliniowy pakiet cen dla pojedynczego produktu może być postrzegany jako szczególny przypadek cen Ramsey-Boiteux, zgodnie z którym różne przyrosty konsumpcji (dla jednego produktu) podlegają wyższym marżom w relacji do kosztów krańcowych. Oznacza to, że wysokie ceny krańcowe powinny być ustalane na poziomach konsumpcji, na których popyt na przyrost konsumpcji jest stosunkowo nieelastyczny (to znaczy nie jest wrażliwy na zmiany cen), podczas gdy ceny krańcowe powinny być zbliżone do kosztów krańcowych, w przypadku gdy popyt na przyrost konsumpcji jest stosunkowo elastyczny. Wynika z tego, że w miarę wzrostu wolumenu zakupionego produktu w ramach optymalnego, nieliniowego pakietu cenowego (przy założeniu, że każdy przyrost wolumenu stopniowo staje się bardziej elastyczny cenowo), cena krańcowa będzie stopniowo spadać i zbliżać się do poziomu kosztów krańcowych. Oznacza to, że rabaty ilościowe przy założeniu obowiązywania ceny krańcowej płaconej za największy zakupiony wolumen produktów są na poziomie kosztów krańcowych i mogą być skuteczne.

Bardziej ogólna implikacja jest taka, że zasada odwrotnej elastyczności, jak wynika z zasady Ramsey-Boiteux, stanowi zunifikowaną zasadę w całej teorii efektywnego ustalania cen, ponieważ ujednocila podejście liniowe do ustalania cen z podejściem nieliniowym²²².

2.1.5. Ustalanie cen przez przedsiębiorstwo wieloproduktowe

W niniejszym rozdziale omawiano zasady ustalania cen dla działalności podstawowej przedsiębiorstwa z sektora użyteczności publicznej wytwarzającego jeden produkt, przy założeniu braku asymetrii informacyjnej, tzn. dostępu do pełnej informacji wszystkich stron transakcji. W praktyce gospodarczej sektora użyteczności publicznej występuje duża grupa przedsiębiorstw wytwarzających więcej niż jeden produkt

²²¹ R.D. Willig pokazuje, że w standardowej analizie efektywności Pareta wymaga się, aby cena krańcowa dla największego odbiorcy była równa kosztom krańcowym tamże, s. 56.

²²² C. Decker, wyd. cyt., s. 77, 78.

lub świadczących więcej niż jedną usługę, których wolumen fluktuuje w zależności od danego okresu w ramach roku sprawozdawczego²²³.

Usługi sieciowe świadczone przez przedsiębiorstwa sektora użyteczności publicznej, które mają status operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego w przypadku elektroenergetyki, gazownictwa i ciepłownictwa, wydają się bardzo podobne pod względem technicznym i procesowym. W obu przypadkach mamy do czynienia z transportem energii elektrycznej, paliwa gazowego czy ciepła systemowego (wyróżanej w m³, MWh czy GJ) z punktu A do punktu B. Oprócz usług transportowych odbiorcom, przedsiębiorstwa te świadczą także usługi przyłączeniowe do sieci. Ten rodzaj działalności zalicza się do działalności operatorskiej, która podlega koncesjonowaniu i regulowaniu w zakresie ustalania cen przez regulatora rynku.

Podobnie jest w przypadku przedsiębiorstw energetycznych sprzedających energię elektryczną, gaz czy ciepło systemowe, choć w tym przypadku aspekt techniczny i infrastrukturalny nie odgrywa tak dużej roli jak w przypadku operatorów systemu. Wspomniane przedsiębiorstwa energetyczne zazwyczaj różnicują swoje usługi w zależności od czasu świadczenia usługi (czyli pory roku i pory dnia) oraz w zależności od różnych rodzajów klientów (indywidualnych lub przemysłowych). Podobnie jak w przypadku pojedynczego produktu, ceny ustalone w oparciu o koszty krańcowe pozostają najbardziej efektywnym podejściem ustalania cen dla przedsiębiorstwa wieloproduktowego. Tak jest tylko wtedy, gdy cena jednostkowa dla każdego z produktów równa się ich kosztom krańcowym, co w konsekwencji powoduje zmaksymalizowanie całkowitej nadwyżki, zagregowanej w ramach wszystkich obsługiwanych przez przedsiębiorstwo rynków.

Jednakże, podobnie jak w przypadku pojedynczego produktu, jeśli w odniesieniu do wszystkich produktów przedsiębiorstwa zostanie wprowadzona cena krańcowa (*marginal pricing*), przychody firmy mogą nie pokryć kosztów. W przypadku gdy ceny ustalone na bazie kosztów krańcowych dla każdego z wolumenu produktów nie pokryją całkowitych kosztów produkcji, organ regulacyjny ponownie staje w obliczu konieczności zaproponowania mechanizmu, który pozwoli firmie osiągnąć próg rentowności.

Zakładając, że w tym przypadku subsydia zewnętrzne na rzecz przedsiębiorstwa są niedopuszczalne, organ regulacyjny musi opracować i wdrożyć metodykę ustalania cen dla wszystkich produktów przedsiębiorstwa, która pozwoli osiągnąć efekt alokacyjny, umożliwiający pokrycie całkowitych kosztów związanych z produkcją przez wygenerowane przychody ze sprzedaży tych produktów. Oznacza to, że organ regulacyjny musi dokonać dyskryminacji, ustalając, które ceny danych produktów powin-

²²³ W przepisach polskiego prawa bilansowego, tj. w Ustawie o rachunkowości, rok bilansowy, który jest także podstawowym okresem sprawozdawczym musi trwać dwanaście kolejno następujących po sobie miesięcy. Większość przedsiębiorstw przyjmuje założenie sprawozdawczo-rachunkowe, że rok bilansowy odpowiada kalendarzowemu – dzień bilansowy, czyli dzień sporządzenia rocznych sprawozdań finansowych, przypada na 31 grudnia, Ustawa z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz.U. z 1994 r., nr 121, poz. 59).

ny odbiegać od cen ustalonych na bazie kosztów krańcowych i na jakim poziomie. Regulator, dokonując wyboru, implikuje więc ryzyko, które może mieć nie tylko poważne skutki dla różnych grup odbiorców, ale także skutki redystrybucyjne na rynku.

Dodatkowy problem pojawia się w przypadku przedsiębiorstwa wieloproduktowego, które generuje w ramach prowadzonej działalności tzw. koszty wspólne. Termin „koszty wspólne” (*common costs*) jest w anglosaskiej nomenklaturze i praktyce gospodarczej bardzo często używany naprzemiennie z terminem „koszty łączne” (*joint costs*). Jednak oba terminy mają różne znaczenia praktyczne. Koszty łączne odnoszą się do sytuacji, w której czynniki produkcji ze swej podstawowej natury dają w wyniku procesu produkcyjnego dwa lub więcej produktów. Innymi słowy, koszty łączne powstają, gdy przetwarzanie jednego surowca skutkuje jednocześnie powstaniem dwóch lub więcej różnych produktów. Ta charakterystyczna wieloproduktowość jest wynikiem metody produkcji lub natury surowca, a nie decyzji kierownictwa.

Koszty łączne odnoszą się do dwóch lub więcej produktów wytworzonych w wyniku wspólnego procesu produkcyjnego i, co ważne, jednego nie można wyprodukować bez wyprodukowania drugiego. Zatem koszt łączny to koszt dwóch lub więcej produktów, które są wytwarzane jednocześnie w jednym procesie i nie można ich zidentyfikować jako autonomicznych produktów, dopóki nie zostanie zakończony pewien etap produkcji zwany punktem podziału (*point of separation*). Na przykład z ropy naftowej otrzymuje się naftę, olej opałowy, benzynę i inne produkty naftowe. Koszty łączne są więc identyfikowane do momentu rozdzielenia na produkty autonomiczne.

Jeżeli chodzi o koszty wspólne (*common costs*), amerykańskie Stowarzyszenie Księgowych (The National Society of Accountants) definiuje koszt wspólny jako koszt generowany przy tworzeniu dwóch lub więcej produktów, którego nie można przypisać wprost do tych produktów. Koszty wspólne dotyczą np. produktów, procesów, klientów, obszarów sprzedaży, czyli podobnych jednostek kalkulacji kosztów. Wynagrodzenie kierownika działu produkcyjnego, który wytwarza trzy produkty, jest przykładem kosztu wspólnego w relacji do produktów.

W polskich realiach regulacyjnych koszty wspólne zdecydowanie bardziej odpowiadają kosztom pośrednim. Są to koszty, których nie można przypisać wprost do konkretnego produktu czy usługi lub serii wyprodukowanych produktów, lub usług na bazie dokumentów wewnętrznych. Są to koszty generowane głównie w ramach działalności podstawowej (produkcyjnej lub usługowej), ale nie stanowią kosztów bezpośrednich. Takie koszty z perspektywy rachunkowości należy zaliczyć do kosztów wydziałowych, które następnie przez zastosowanie odpowiednich kluczy podziałowych są alokowane na poszczególne nośniki kosztów w postaci produktów lub partii produktów, tj. wyrobów gotowych lub świadczonych usług. Do kosztów pośrednich zalicza się również koszty ogólne (zwane także ogólnozakładowymi lub ogólnego zarządu). Koszty te generowane są poza procesami głównymi, w ramach procesów pomocniczych. Koszty te również doliczane są do kosztów bezpośrednich przez zastosowanie kluczy podziałowych służących do alokowania kosztów na odpowiednio

wyodrębnione rachunkowo tzw. miejsce powstawania kosztów (MPK), które stanowi produkt lub jednostka organizacyjna przedsiębiorstwa.

Problem alokacji kosztów wspólnych (pośrednich) można zilustrować na przykładzie przedsiębiorstwa, które wytwarza dwa produkty – A i B, oraz generuje stałe koszty krańcowe, odpowiednio K_{kA} i K_{kB} , w ramach których występuje stały koszt produkcji K_{sF} , wspólny dla obu produktów (np. koszt zużycia energii). Jeśli ceny produktów A i B zostaną ustalone na równi z ich kosztami krańcowymi, przedsiębiorstwo nie wygeneruje wystarczających przychodów, aby pokryć koszty całkowite. W takim przypadku zakres luki w przychodach w związku z cenami opartymi na kosztach krańcowych będzie dokładnie równy stałemu wspólnemu kosztowi produkcji K_{sF} .

Zagadnienie wysokości kosztów pośrednich, ich alokacji na wszystkie nośniki kosztów (tj. MPK), a także alokacji do taryfy przedsiębiorstwa użyteczności publicznej stanowi duże wyzwanie dla regulatora niezależnie od jurysdykcji. Szczególnie koszty te implikują asymetrię informacyjną między przedsiębiorstwem a regulatorem, który zwykle nie ma kompetencji i możliwości technicznych do ich weryfikacji, co często powoduje liczne spory w sytuacji braku zgody regulatora na ich alokację do taryfy. W związku z tym, mimo że ten rodzaj kosztów jest istotny z punktu widzenia systemu rachunkowości finansowej i zarządczej przedsiębiorstwa, wielu znawców przedmiotu wyraża kontrowersyjny pogląd, że w przypadku metodyki określenia cen jest nieistotny²²⁴.

Zagadnienie kosztów wspólnych i kosztów łącznych (*joint costs*) stwarza dodatkowe wyzwanie dla wypracowania podejścia cenowego, które zagwarantuje przedsiębiorstwu regulowanemu osiągnięcie stanu równowagi (*break even*).

Jednym z powszechnie stosowanych rozwiązań w praktyce przez amerykańskie i brytyjskie organy regulacyjne jest suplementacja kosztów krańcowych dla każdego z produktów komponentem kosztów wspólnych, które pozwolą przedsiębiorstwu na osiągnięcie punktu równowagi nawet dla wszystkich swoich produktów. Na przykład w przypadku ceny jednostkowej każdego produktu może nastąpić odejście od kosztów krańcowych poprzez zastosowanie zwykłej marży procentowej zaprojektowanej w taki sposób, aby umożliwić przedsiębiorstwu osiągnięcie progu rentowności dla wszystkich produktów. Powszechnym podejściem jest zastosowanie formy alokacji opartej na kosztach, takiej jak metoda pełnej alokacji kosztów (*the fully distributed costs method* – FDC). Metoda ta jest pomocna w ustaleniu kosztu całkowitego poszczególnych produktów dzięki pełnej alokacji do kosztów bezpośrednich (*direct costs*), kosztów pośrednich (*indirect costs*)²²⁵. Podział kosztów przez zastosowanie specyficznych dla danego przedsiębiorstwa kluczy podziałowych w konsekwencji powoduje, że wszystkie wygenerowane koszty okresu sprawozdawczego zostają zaalokowane do konkretnych nośników kosztów, którymi są głównie produkty przedsiębiorstwa.

²²⁴ Taki pogląd wyraził m.in. C. Decker, wyd. cyt., s. 79.

²²⁵ Także kosztów wspólnych.

Prezentowane podejście ma długą historię w ramach amerykańskich regulacji, co potwierdzają w swojej pracy A.C. Brown i D.S. Sibley, wspominając o dziesiątkach rozwiązań zastosowanych przy okazji różnych postępowań regulacyjnych²²⁶.

W przypadku polskiej praktyki gospodarczej alokacja kosztów na poszczególne nośniki kosztów za pośrednictwem kluczy podziałowych jest klasycznym podejściem rozliczania kosztów pośrednich okresu, powszechnie stosowanym w ramach kontrolingowej koncepcji zarządzania przedsiębiorstwem. W praktyce taryfowania z kolei regulator w ramach postępowania administracyjnego o zatwierdzenie taryfy skupia się bardziej na analizie poziomu kosztów, o które aplikuje przedsiębiorstwo w taryfie na najbliższy okres regulacyjny. Ogólnie koszty prezentowane są w układzie rodzajowym lub kalkulacyjnym (albo w jednym i w drugim), a ich wysokość badana jest w relacji do poziomu kosztów zaakceptowanych w poprzedniej taryfie, a także w kontekście wzrostu skali działalności przedsiębiorstwa, czyli majątku sieciowego (a także kubaturowego) przekazywanego do eksploatacji po zakończonym procesie inwestycyjnym i w kontekście realizacji projektów innowacyjnych i rozwojowych. Analiza metodyki rozliczania kosztów nie jest głównym przedmiotem zainteresowania regulatora, skupiającego się raczej na ocenie poziomu i zasadności kosztów, które przedsiębiorstwo proponuje alokować do nowych stawek taryfowych.

Inną metodą alokacji kosztów jest zastosowanie tzw. narzutów równoproporcjonalnych marż (*the basis of equi-proportionate mark-ups* – EPMU), zgodnie z którą koszty wspólne są alokowane do różnych produktów proporcjonalnie do udziału tych produktu w marginalnych kosztach przyrostowych²²⁷. Inne podejście definiuje tę metodę jako alokację kosztów pośrednich do konkretnego produktu w takiej samej proporcji, jak udział tego produktu w długoterminowych kosztach krańcowych (*long run marginal costs* – LRMC)²²⁸.

Zastosowanie metody EPMU można zilustrować na przykładzie, gdzie narzut kosztów pośrednich jest stosowany w relacji do wszystkich produktów w oparciu o poziom kosztów bezpośrednich każdego produktu. Jeśli 50 mln j.p. kosztów pośrednich zostanie alokowanych na dwa produkty generujące odpowiednio 40 mln j.p. i 60 mln j.p. kosztów bezpośrednich, 20 mln j.p. zostanie alokowanych do pierwszego produktu (tj. $40/(40 + 60)$), a 30 mln j.p. do drugiego produktu (tj. $60/(40 + 60)$). Oznacza to, że marża w wysokości 50% (tj. $40 + 20$ oraz $60 + 30$) miałaby zastosowanie do każdego z produktów.

Podsumowując: zaprezentowane przykłady podejścia kosztowego do alokacji kosztów pośrednich (*cost-based allocation method*) skierowane jest na jak największe odzyskanie w taryfie poniesionych kosztów w ramach działalności operacyjnej.

²²⁶ Więcej w: A.C. Brown, D.S. Sibley, *The theory of public utility pricing*, Cambridge University Press, Cambridge 1986.

²²⁷ Marginalne koszty przyrostowe można zdefiniować jako koszty związane z określonym przyrostem wolumenu produkcji, C. Decker, wyd. cyt., s. 80.

²²⁸ Royal Mail's revised proposals for size-based pricing (pricing in proportion), consultation document Postcomm, April 2005.

W tym przypadku mowa jest o kosztach pośrednich (*indirect costs*) bez wyraźnej segmentacji na koszty wspólne (*common costs*), łączne (*joint costs*), stałe (*fixed costs*) czy zmienne (*variable costs*).

Z polskiej praktyki taryfowania wynika, że dla regulatora najłatwiejsza do analizy jest prognoza kosztów prezentowanych w układzie rodzajowym, która dokonywana jest w relacji do kosztów już uzgodnionych i zaakceptowanych w obowiązującej taryfie. Na przykład wzrost kosztów pracy nie jest analizowany pod kątem prawidłowej alokacji kosztów pośrednich, ale pod kątem zasadności ich wzrostu w porównaniu do ubiegłego okresu regulacyjnego (jakim np. w gazownictwie dystrybucyjnym jest rok), a także w relacji do wzrostu skali działalności przedsiębiorstwa, ewentualnie nowych zadań operatorskich czy projektów rozwojowych poprawiających jakość obsługi odbiorców przedsiębiorstwa regulowanego.

Podejście *cost-based allocation* jest również preferowane przez organy regulacyjne w USA czy Wielkiej Brytanii z wielu powodów. Po pierwsze, podejście to uważa się za proste, praktyczne i pragmatyczne, biorąc pod uwagę złożoność innych metod ustalania cen, które zasadniczo wymagałyby informacji na temat popytu i wielu innych czynników, takich jak na przykład omówione w dalszej części pracy podejście do ustalania cen Ramseya-Boiteux. Po drugie, metody alokacji oparte na kosztach są postrzegane jako transparentne, ponieważ niezbędne informacje można uzyskać na podstawie danych z systemu finansowo-księgowego przedsiębiorstwa, który podlega weryfikacji i badaniu przez instytucje biegłego rewidenta.

Z drugiej strony, chociaż podejście do alokacji oparte na kosztach jest powszechnie stosowane w praktyce, nie jest pozbawione arbitralności. Zarzuca się także temu podejściu brak maksymalizacji efektywności alokacyjnej. Powoduje to w konsekwencji, że ustalone taryfy dla różnych produktów na bazie metodyki opartej na kosztach są w dużym stopniu uzależnione od zastosowanej alokacji determinowanej przez klucze podziałowe kosztów. W konsekwencji ceny końcowe różnych produktów mogą być w niewielkim stopniu skorelowane z kosztami krańcowymi dla tych produktów i tym samym mogą się okazać ekonomicznie nieefektywne²²⁹.

2.1.6. Zastosowania cen Ramseya-Boiteux w podejściu wieloproduktowym

Brytyjski matematyk i ekonomista P.F. Ramsey w ramach badań nad optymalnym opodatkowaniem dóbr (*commodities*) zaproponował w 1927 r. regułę (tzw. Ramseya), która dowodzi, że „im bardziej elastyczny popyt, tym mniejszy optymalny podatek”²³⁰. Na bazie tej reguły zostało wyprowadzone podejście do ustalania cen przez monopolę, mające na celu maksymalizację dobrobytu społecznego (*social welfare*), czyli sumy producenta i nadwyżki konsumenta.

²²⁹ C. Decker, wyd. cyt., s. 80.

²³⁰ P.F. Ramsey, *A contribution to the theory of taxation*, „The Economic Journal” 1927, vol. 37, no. 145, s. 47–61.

W ramach podejścia cenowego Ramseya narzut cenowy na koszt krańcowy jest odwrotny od elastyczności cenowej popytu – im bardziej elastyczny popyt na dany produkt, tym niższa powinna być marża na dany produkt (czyli mniejszy narzut cenowy). Stąd w ramach monopolu marża powinna być ustalana w zależności od cenowej elastyczności popytu. Reguła Ramseya została w latach 50. rozwinięta przez francuskiego ekonomistę M. Boiteux w ramach badań prowadzonych w zakresie taryfikowania monopolii naturalnych²³¹, dlatego w literaturze przedmiotu występuje termin „podejście cenowe Ramseya-Boiteux”.

Podejście cenowe Ramseya-Boiteux sprawdza się szczególnie w warunkach wieloproduktowości. Dzięki odejściu od ustalania cen w oparciu o koszt krańcowy, umożliwia przedsiębiorstwu odzyskanie kosztów stałych i pośrednich w znacznie większej skali. W przypadku jednego produktu podejście Ramseya-Boiteux wykorzystuje marżę powyżej kosztów krańcowych, która jest odwrotnie proporcjonalna do elastyczności popytu dla różnych grup odbiorców.

W warunkach wieloproduktowości, w przypadku gdy występuje różny popyt dla poszczególnych produktów, marża powyżej kosztów krańcowych dla każdego produktu jest odwrotnie proporcjonalna do elastyczności popytu na każdy produkt. Inaczej mówiąc, ceny jednostkowe dla każdego produktu odbiegają od kosztów krańcowych w zależności od elastyczności popytu na ten konkretny produkt, przy czym produkty cechujące się elastycznym popytem są wyceniane na poziomie kosztów krańcowych, natomiast produkty cechujące się popytem nieelastycznym odbiegają od kosztów krańcowych w znacznie większej skali, umożliwiając tym samym osiągnięcie przez przedsiębiorstwo punktu równowagi (*break even point*).

W rezultacie koszty stałe i pośrednie są dzielone na różne produkty z takim zamierzeniem, aby produkty generujące większą skłonność do zapłacenia za nie ze strony odbiorców (czyli cechujące się nieelastycznym popytem) zostały obciążone wspomnianymi kosztami w większym zakresie. Prezentowany rodzaj struktury cenowej postrzegany jest jako minimalizujący negatywny wpływ na całkowitą nadwyżkę (*total surplus*), który spowodowany jest odchyleniem od cen krańcowych dla każdego konkretnego produktu, przy jednoczesnym umożliwieniu przedsiębiorstwu odzyskania kosztów stałych i wspólnych w ramach wszystkich swoich produktów.

Zadaniem organu regulacyjnego jest w przypadku prezentowanej struktury cenowej maksymalizacja funkcji dobrobytu (*the welfare functions*) $V(P')$, która jest ważoną sumą nadwyżki i zysków konsumentów, gdzie P' odnosi się nie do jednej ceny, ale raczej do wektora cen takich, jak $P' = (P_1, P_2, \dots, P_n)$.

W przypadku cen Ramseya-Boiteux organ regulacyjny powinien dążyć do ustalania cen P' w taki sposób, aby dobrobyt był maksymalizowany z zastrzeżeniem, że zyski w ramach tych cen są na poziomie $\pi(P') \geq 0$.

$$V(P') = CS(P') + a\pi(P'). \quad (2.6)$$

²³¹ M. Boiteux, *Sur la gestion des Monopoles Publics astreints a l'équilibre budgétaire*, „Econometrica” 1956, vol. 24, no. 1, s. 22–40.

W branżach, gdzie występują naturalne monopole charakteryzujące się korzyściami skali, zadanie regulatora można uprościć poprzez wybór wektora cen (P), który maksymalizuje nadwyżkę konsumencką ($CS(P)$) z zastrzeżeniem utrzymania równowagi przedsiębiorstwa. W przypadku gdy popyt konsumentów na różne produkty jest niezależny (tj. elastyczność popytu wynosi zero), wówczas zasada ustalania cen Ramseya-Boiteux oznacza, że cena każdego produktu powinna być zwiększana odwrotnie proporcjonalnie do jego elastyczności, tak aby narzut na każdy produkt wynosił:

$$\frac{P_i - C_i}{P} = \frac{\lambda}{\eta_i}, \quad \text{gdzie: } \eta_i \equiv -P_i(\partial Q_i / \partial P_i) / Q_i, \quad (2.7)$$

gdzie:

P_i – cena produktu i ,

C_i – koszt krańcowy produktu i ,

η – wartość bezwzględna elastyczności popytu produktu i .

Wartość λ , która jest większa lub równa 0, często nazywana „liczbą Ramseya”, zapewnia, że osiągnięta marża we wszystkich produktach, ograniczająca warunek zerowego zysku²³² staje się satysfakcjonująca.

Przyjęto, że popyty dotyczące różnych produktów przedsiębiorstwa są niezależne od siebie. Jeżeli jednak na popyt danego produktu ma wpływ cena innego produktu, czyli występuje efekt ceny krzyżowej (*cross-price effect*), albo inny produkt jest uzupełnieniem lub substytutem tego produktu, to, zgodnie z podejściem cenowym Ramseya-Boiteux, odchylenie od kosztów krańcowych powinno obejmować zarówno bezpośrednie, jak i pośrednie skutki związane ze zmianą ceny. Stąd odchylenie od kosztów krańcowych powinno uwzględniać wpływ zarówno efektu ceny krzyżowej, jak i efektu ceny własnej (*own-price effect*) na zmianę ceny produktów. Oznacza to, że narzut powinien być mniejszy w przypadku produktów uzupełniających (komplementarnych) oraz większy w przypadku substytutów. Ma to szczególne znaczenie w kontekście produktów wygenerowanych w ramach działalności podstawowej, z których wiele stanowi produkty pośrednie w łańcuchu produkcyjnym. Dla przypomnienia – efekt ceny krzyżowej dotyczy wpływu zmiany ceny dobra X na popyt na dobro Y , przy założeniu, że produkty X i Y są dobrami powiązаныmi, to znaczy dobrami uzupełniającymi się lub substytucyjnymi.

Zgodnie z teorią ekonomii, efekt ceny własnej powinien być negatywny, natomiast efekt ceny krzyżowej powinien być pozytywny dla dóbr konkurencyjnych. Wraz ze wzrostem ceny danej marki produktu jej poziom sprzedaży powinien spadać, natomiast wraz ze wzrostem ceny konkurencyjnej marki produktu poziom sprzedaży powinien wzrastać.

²³² Warunek zerowego zysku (*zero-profit conditions*) to stan, który występuje, gdy dana branża lub rodzaj działalności mają wyjątkowo niski, praktycznie bliski zera, koszt wejścia lub wyjścia z branży. Im więcej firm wchodzi na dany rynek, tym mniejszy zysk ekonomiczny na firmę poprzez wzrost konkurencji.

Z kolei efekt cenowy (*own-price effect*) można zdefiniować jako wpływ zmiany ceny danego produktu na wielkość popytu tego produktu. Jest to koncepcja, w ramach której analizie podlega wpływ cen rynkowych produktów na kształtowanie się popytu konsumentów na dane produkty. Najogólniej – gdy ceny rosną, odbiorcy zazwyczaj kupują mniejsze ilości produktów i odwrotnie, gdy ceny spadają, kupują więcej. Odzwierciedla to relacja standardowej krzywej ceny do popytu (*demand curve*).

Optymalne zastosowania podejścia cenowego Ramseya-Boiteux w przypadku wieloproduktowości opiera się na kilku ważnych założeniach. Najważniejszym z nich jest założenie, że regulator dysponuje wiarygodnymi informacjami na temat popytu oraz kosztów różnych produktów i usług świadczonych przez przedsiębiorstwo regulowane, a co najważniejsze, że może wykorzystać te informacje do ustalania cen, które w konsekwencji zmaksymalizują całkowitą nadwyżkę (*total surplus*). Ponadto, aby osiągnąć maksymalną efektywność alokacyjną przy zastosowaniu tego podejścia cenowego, konieczne jest również dostosowanie wszystkich istotnych wektorów cenowych w celu odzwierciedlenia ich elastyczności. Innymi słowy, jeśli cena tylko jednego produktu odzwierciedla jego elastyczność, podczas gdy pozostałe ceny są ustalane na bazie innych czynników, np. jednolitej marży, podejście to jest mniej efektywne, niż gdyby wszystkie ustalone ceny odbiegały od kosztów krańcowych zgodnie z ich elastycznością.

Pomimo zainteresowania omawianym zagadnieniem przez badaczy przedmiotu, w praktyce regulacyjnej podejście cenowe Ramseya-Boiteux nie wzbudziło zainteresowania organów regulacyjnych i przedsiębiorstw z sektora użyteczności publicznej w większości jurysdykcji²³³. Na przykład S.V. Berg i J. Tschirhart przywołują w swoim opracowaniu argumenty przeciwko stosowaniu podejścia cenowego Ramseya, w tym te związane z problemami „drugiego najlepszego” (*second best*), podkreślając, że zdaniem większości ekonomistów ograniczenie to eliminuje stosowanie cen Ramseya w praktyce regulacyjnej. Bardzo ciekawą konstatację prezentują również J.J. Laffont i J. Tirole, zauważając, że nawet przedsiębiorstwo Électricité de France zrezygnowało z zastosowania cenowego Ramseya-Boiteux, pomimo tego, że sam pionier tego podejścia, M. Boiteux, pełnił funkcję prezesa i dyrektora generalnego tego koncernu przez dwie dekady²³⁴ i wniósł ogromny wkład w rozwój teorii cen Ramseya²³⁵. Także była agencja regulacyjna w USA – The Interstate Commerce Commission (ICC)²³⁶ –

²³³ S.V. Berg, J. Tschirhart, wyd. cyt., s. 85.

²³⁴ M. Boiteux pełnił ważne funkcje w ciałach statutowych przedsiębiorstwa energetycznego Électricité de France w latach 1967–1987 i pomimo tak dużego wpływu na politykę regulacyjną koncernu nie udało mu się przekonać innych decydentów do implementacji podejścia cenowego Ramseya-Boiteux w praktyce. Ten wspomniany francuski monopolista Electricité de France przyjął do kształtowania cen energii elektrycznej metodę kosztów krańcowych (*marginal costs pricing*).

²³⁵ J.J. Laffont, J. Tirole, *Using cost observation to regulate firm*, „Journal of Political Economy” 1986, vol. 94, no. 3, part 1.

²³⁶ The Interstate Commerce Commission to była agencja regulacyjna w Stanach Zjednoczonych powołana na podstawie Commerce Act 1887 Interstate. Pierwotnym celem agencji było uregulowanie działalności kolei, a następnie transportu ciężarowego w celu wyeliminowania dyskryminacji cenowej oraz uregulowania innych aspektów działania dla przewoźników, w tym mię-

stwierdziła, że ilość danych i stopień skomplikowania metodycznego wydają się przytłaczające. Komisja doszła więc do wniosku, że chociaż podejście cenowe Ramseya jest bardzo ciekawe jako podejście teoretyczne, jednak w praktyce jest zbyt trudne i uciążliwe do zastosowania.

Ogólnie organy regulacyjne podają następujące powody takiego stanu rzeczy. Po pierwsze, podejście cenowe Ramseya-Boiteux jest trudne do zastosowania w praktyce, ponieważ wymaga szczegółowych informacji na temat elastyczności popytu produktów. Po drugie, sektor użyteczności publicznej cechuje się warunkami strukturalnymi, które nie predestynują tego podejścia do implementacji. Wreszcie powód najważniejszy – struktury cenowe Ramseya mogą okazać się niesprawiedliwe. Ta ostatnia uwaga sugeruje, że ustalanie cen w ramach tego podejścia wzbudza obawy w szczególności w zakresie sprawiedliwej dystrybucji cen, co może skutkować „nieuczciwymi” cenami dla określonych grup odbiorców²³⁷.

2.1.7. Zastosowanie cen szczytowych

Istotną cechą usług świadczonych przez przedsiębiorstwa z sektora użyteczności publicznej, a szczególnie przez przedsiębiorstwa energetyczne, jest duża fluktuacja popytu w zależności od różnych pór dnia i w zależności od sezonu (letniego lub zimowego). Te czynniki mają także duży wpływ na projektowanie infrastruktury sieciowej²³⁸ oraz ustalanie cen. W związku z tym pojawia się dylemat, czy sieć powinna być zaprojektowana i zbudowana w taki sposób, aby zaspokoić popyt we wszystkich momentach eksploatacji, w tym w momencie szczytowego zapotrzebowania (*peak-period*), lub czy pojemność sieci powinna być zdeterminowana celem zaspokojenia niższych poziomów zapotrzebowania wszystkich odbiorców (tj. średniego popytu), co oznacza, że w okresach szczytowego zapotrzebowania niektórzy odbiorcy mogą zostać ograniczeni w poborze mocy lub nawet jej pozbawieni.

Aby więc uniknąć ryzyka reglamentacji w zapewnieniu mocy dla odbiorców, infrastruktura sieciowa jest projektowana i budowana przez wszystkie przedsiębiorstwa z sektora użyteczności publicznej w taki sposób, aby zapewnić zamówioną moc wszystkim odbiorcom nawet w okresach szczytowego zapotrzebowania. W omawianym przypadku chodzi także o zneutralizowanie wystąpienia zjawiska zwanego *black-out*, czyli poważnej awarii systemu energetycznego, która ma charakter nagły i niespodziewany. Wynikiem takiej awarii jest dłuższa przerwa w dostawie energii elek-

dzystanowych linii autobusowych i firm telekomunikacyjnych. W XX w. wiele zadań ICC zostało przeniesionych do innych agencji federalnych. ICC formalnie zakończyła działalność w 1995 r., a jej pozostałe zadania przekazano Zarządowi Transportu Lądowego USA – The Surface Transportation Board (STB).

²³⁷ C. Decker, wyd. cyt., s. 83.

²³⁸ W tym przypadku chodzi o zapewnienie odpowiedniej przepustowości sieci w celu osiągnięcia zamówionej przez odbiorcę, głównie przemysłowego, mocy w momencie najwyższego poboru energii, wyrażonej jako wartość energii zużywanej przez godzinę pracy urządzenia o mocy 1000 W, najczęściej w MWh lub w GWh.

trycznej, gazu lub ciepła systemowego lub krytyczne ograniczenie w dostawie energii na dużym obszarze.

Przyczyny powstania i przebieg blackoutu są różne w poszczególnych przypadkach – np. w wyniku wystąpienia takich zdarzeń losowych, jak ekstremalne warunki atmosferyczne powodujące awarie sieciowe czy znaczne przeciążenia systemu energetycznego w wyniku wzrostu zapotrzebowania mocy przez odbiorców, które prowadzi do przekroczenia krytycznych wartości podstawowych parametrów pracy systemu (napięcia, częstotliwości) i tym samym do krytycznego ograniczenia pracy systemu lub automatycznego odłączenia się elektrowni od sieci czy systemu operatorskiego od odbiorców (OSD/OSP) i utraty mocy na całym obszarze objętym zdarzeniem²³⁹.

Szczególnie specyfika systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego powoduje, że ze względu na charakterystykę fizyczną energii elektrycznej czy ciepła systemowego obecny rozwój technologiczny nie zapewnia możliwości utrzymywania zapasów²⁴⁰, a zatem fizyczna pojemność sieci musi być na tyle rozbudowana i wystarczająca, aby zabezpieczyć dostępność mocy w okresach dużego popytu ze strony rynku.

W nawiązaniu do powyższego szczególnej wagi nabiera kwestia ponoszenia kosztów zaangażowanego kapitału w budowę lub rozbudowę infrastruktury sieciowej w celu zaspokojenia szczytowego popytu (*peak-demand*). Jeżeli np. operator systemu przesyłowego gazu rozbuduje sieć wysokiego ciśnienia w danym rejonie kraju, co pozwoli na przyłączenie do systemu OSP konkretnego klienta przemysłowego, jakim jest np. elektrownia gazowo-parowa wykorzystująca blok z turbiną gazową (*combined cycle gas turbine*), charakteryzującego się nierównomiernym wykorzystaniem mocy, a szczególnie wysokim poborem gazu w okresach szczytowych²⁴¹, co pozwoli w przyszłości na zaspokojenie szczytowego popytu dla tego odbiorcy – powstaje

²³⁹ J. Strzoda, M. Skrzypiec, *Czy jesteśmy przygotowani na blackout?*, „Koncern” 2007, luty, www.cire.pl/pliki/2/przygotblackout.pdf.

²⁴⁰ Utrzymywanie zapasów jest natomiast możliwe w przypadku gazu ziemnego, a także gazu skroplonego (LNG). Gaz ziemny gromadzi się najczęściej w wyeksploatowanych złożach ropy naftowej i gazu ziemnego, w warstwach wodonośnych, w kawernach solnych, a także w zlikwidowanych kopalniach i komorach skalnych. W przypadku polskiego systemu gazowniczego przedsiębiorstwem odpowiedzialnym za gromadzenie paliwa gazowego oraz eksploatację systemu podziemnych magazynów gazu ziemnego jest Operator Systemu Magazynowego Gas Storage Polska, który w magazynach podziemnych gromadzi gaz w okresach letnich, aby w okresach wysokiego zapotrzebowania szczególnie ze strony odbiorców indywidualnych zapewnić nieprzerwane dostawy paliwa w ramach systemu krajowego gazu. LNG jest gromadzony najczęściej w zbiornikach eksploatowanych przez operatorów systemu skraplającego. W przypadku Polski takim operatorem jest OSP Gaz-System, który gromadzi zakupiony i dostarczony drogą morską LNG w zbiornikach infrastruktury Gazoportu w Świnoujściu, gdzie następnie LNG przywrócony do stanu gazowego wprowadzany jest do krajowego systemu przesyłowego, a następnie dystrybucyjnego gazu ziemnego.

²⁴¹ Nie chodzi w tym przypadku o samo przyłącze gazowe, ale o rozbudowę wielu kilometrów gazociągów wysokiego ciśnienia w ramach systemu hydraulicznego na danym terenie, czyli oprócz gazociągów budowę węzłów gazowych, systemów zaporowo-upustowych oraz stacji redukcyjno-pomiarowych pierwszego stopnia.

pytanie, czy koszt kapitału związany z tą inwestycją powinien ponosić tylko odbiorca generujący popyt szczytowy, czy też koszty zaangażowanego kapitału powinny być dzielone między wszystkich użytkowników systemu OSP gazu? Ponadto powstaje pytanie – na podstawie jakiej metodyki cenowej tego typu koszty (zazwyczaj bardzo wysokie) mogą być skutecznie odzyskiwane?

Jedną z rekomendowanych metod skutecznego odzyskiwania kosztów zapewnienia szczytowej mocy produkcyjnej, stosowaną przez wiele lat w sektorze energetycznym zachodniej Europy oraz w USA, są ceny szczytowe (*peak-load prices*)²⁴². Podejście *peak-load price* według P.L. Joskova było powszechnie stosowane w ramach regulacji cen energii elektrycznej we Francji i w Anglii w latach 50. i 60 oraz według S.V. Berga i J. Tschirharta, w połowie lat 70. XX w. w USA²⁴³.

W ramach tego podejścia dokonuje się segmentacji klientów w zależności od poboru mocy w okresach wysokiego i niskiego popytu, ustalając wyższą cenę dla odbiorców „szczytowych” (*peak consumers*) niż dla odbiorców „pozaszczytowych” (*peak-off consumers*), co ma odzwierciedlać różnicę w kosztach krańcowych związaną ze świadczeniem usługi w różnych momentach doby oraz pory roku. Standardowo zakłada się, że szczytowy popyt jest istotnie wyższy niż popyt pozaszczytowy, dlatego ceny w ramach szczytowego popytu są ustalane na wysokim poziomie, aby odzwierciedlić koszty krańcowe operacyjne i krańcowe koszty kapitałowe związane z dostawą jednostki szczytowej zdolności produkcyjnej lub dystrybucyjnej mocy w tym czasie. W okresach niskiego popytu, w których niższe poziomy wydajności produkcyjnej (w tym chodzi także o transport energii) mogłyby zaspokoić popyt, cena ma na celu odzyskanie jedynie krańcowych kosztów operacyjnych wytworzenia tej jednostki mocy pozaszczytowej.

Podsumowując omawiane podejście cenowe, można dokonać następującej konstatacji. Po pierwsze, w przypadku operatora przesyłowego gazu opisanego powyżej wszystkie koszty związane z dodatkową zdolnością transportową niezbędną do zaspokojenia szczytowego popytu odbiorcy są odzyskiwane wyłącznie za pomocą cen szczytowych. Po drugie, w przypadku funkcjonowania sieci w ramach sektorów gazowniczego, elektroenergetycznego, wodno-kanalizacyjnego oraz telekomunikacyjnego przy zastosowaniu podejścia szczytowego ustalone ceny w okresach pozaszczytowych będą bliskie zera. Po trzecie, ceny szczytowe mogą prowadzić do efektywności alokacyjnej, ponieważ każdy z segmentu odbiorców płaci cenę odzwierciedlającą krańcowe koszty produkcji, a jednocześnie przedsiębiorstwo może odzyskać dużą część kosztów poprzez ich alokację na pozostałych użytkownikach sieci.

²⁴² Istnieje obszerna literatura przedmiotu na temat zastosowania podejścia *peak-load pricing*. S.V. Berg, J. Tschirhart, wyd. cyt.; M.A. Crew, C.S. Fernando, P.R. Kleindorfer, *The theory of peak-load pricing: a survey*, „Journal of Regulatory Economics” 1995, vol. 8, November, s. 215–248.

²⁴³ Więcej w: P.L. Joskow, *Regulation of natural monopolies*, [w:] A.M. Polinsky, S. Shavell (red.), *Handbook of law and economics*, t. 2, Elsevier, Amsterdam 2007, s. 1281; S.V. Berg, J. Tschirhart, wyd. cyt., s. 179.

Podejście *peak-load pricing* zakłada, że jednostki wykorzystania mocy w okresach szczytowym i pozaszczytowym powinny być traktowane jako odrębne produkty, a ceny ich powinny odzwierciedlać ich koszty marginalne. Ceny szczytowe są jednak wrażliwe na szereg założeń. Jednym z takich założeń jest to, że popyt w różnym czasie jest w dużej mierze niezależny. Oznacza to, że odbiorcy cechujący się wysokim poborem mocy w okresach szczytowych nie są skłonni do analogicznej konsumpcji w okresie pozaszczytowym, czyli nie traktują poboru mocy w okresie pozaszczytowym jako substytutu poboru w okresie szczytowym i odwrotnie.

W ramach omawianego podejścia powinno się także zakładać, że okresy zapotrzebowania na moc szczytową i pozaszczytową mogą być niezależnie definiowane, jednak w przypadku wielu sektorów użyteczności publicznej popyt nie podlega istotnym fluktuacjom i zmienia się w różnych momentach w ciągu doby i porach roku w zależności od wielu czynników, np. pogodowych, które są trudne do przewidzenia²⁴⁴.

Podobnie jak podejście cenowe Ramseya-Boiteux podejście *peak-load pricing* wymaga dostępu do znacznej ilości informacji, a w szczególności danych pomiarowych w zakresie poboru mocy i tym samym popytu w czasie rzeczywistym w różnych punktach dnia i w różnych porach roku dla poszczególnych odbiorców. Generowanie takich informacji jest możliwe przy zastosowaniu rozwiązań technologicznych w zakresie inteligentnego pomiaru (*smart-metering*), które są obecnie implementowane przez przedsiębiorstwa z sektora użyteczności publicznej na całym świecie²⁴⁵.

2.1.8. Zasady ustalania cen w warunkach asymetrii informacyjnej

Ważnym założeniem w zaprezentowanej analizie stosowanych podejść cenowych było to, że strony postępowania taryfowego, czyli regulator i przedsiębiorstwo regulowane, działają w warunkach dostępu do pełnych i jakościowo doskonałych informacji na temat poziomu kosztów, preferencji odbiorców, poziomu popytu oraz jego elastyczności, a także możliwego poziomu redukcji kosztów w ramach wszelkich działań optymalizacyjnych podejmowanych przez przedsiębiorstwo. Prezentowane założenie jest oczywiście nierealistyczne, ponieważ ogólnie we wszystkich warunkach istnieje asymetria informacyjna między organem regulacyjnym a przedsiębiorstwem regulowanym.

²⁴⁴ C. Decker, wyd. cyt., s. 85.

²⁴⁵ Koncepcja *smart-metering* sprowadza się do wykorzystania systemu elektronicznego, za pomocą którego można zmierzyć zużycie energii. System ten obejmuje głównie zastosowanie inteligentnych liczników zbierających dane pomiarowe na odległość. Liczniki te, używane do pomiaru zużycia energii elektrycznej, gazu i wody, rejestrują zużycie energii w przedziałach jednogodzinnych albo krótszych oraz przekazują tę informację bezpośrednio, a przynajmniej raz dziennie do przedsiębiorstwa celem monitoringu poboru mocy, zarządzania siecią oraz pobierania opłat taryfowych. Inteligentne liczniki umożliwiają dwustronną komunikację pomiędzy licznikiem i centralnym systemem. Liczniki inteligentne są elementem zaawansowanej infrastruktury pomiarowej (ang. *advanced metering infrastructure*). *Assessment of demand response & advanced metering. Staff report*, Federal Energy Regulatory Commission, Washington, D.C., 2008, December.

Przedsiębiorstwo regulowane jako właściciel procesów głównych i pomocniczych będzie zawsze wiedzieć więcej niż regulator o stosowanej technologii i generowanych przez nią kosztach, niuansach związanych z polityką zatrudniania i wynagradzania pracowników, podejmowanych rzeczywistych działaniach w zakresie redukcji kosztów, potencjalnych obszarach optymalizacji kosztów. Przedsiębiorstwa regulowane będą także miały dokładniejsze informacje na temat wrażliwości popytu na zmiany cen. Ta asymetria informacji może stworzyć zachęty dla przedsiębiorstw regulowanych do celowego działania w złej wierze, np. przez zatajanie informacji, prezentowanie niepełnych informacji czy fałszowanie informacji, takich jak podawanie prognoz istotnie zawyżonych kosztów, co ostatecznie może prowadzić do arbitralności ze strony regulatora w zakresie akceptacji poziomu kosztów alokowanych do taryfy przedsiębiorstwa.

Jeżeli przedsiębiorstwo w ramach postępowań o zatwierdzenie stawek taryfowych celowo i świadomie zawyża prognozę kosztów, wprowadzając w błąd regulatora, który w oparciu o zafałszowane dane wyraża zgodę na pełną alokację kosztów do taryfy, zawyżając tym samym stawki taryfowe w najbliższym okresie regulacyjnym, a następnie poziom rzeczywistie poniesionych kosztów zostanie negatywnie zweryfikowany przez regulatora w oparciu o upublicznione sprawozdania finansowe za ubiegły okres sprawozdawczy – organ regulacyjny, mając świadomość powstałej luki w kosztach *ex-ante* oraz *ex-post*, a tym samym nieuzasadnionego poziomu rentowności przedsiębiorstwa, może arbitralnie obniżyć stawki taryfowe przy użyciu dostępnych narzędzi administracyjnych przez kilka kolejnych okresów regulacyjnych. W konsekwencji doprowadzi to do istotnego obniżenia przychodu regulowanego w czasie i tym samym pogorszenia się parametrów rentowności przedsiębiorstwa.

Aby więc uniknąć opisanej, przykładowej sytuacji oraz w celu choćby częściowej neutralizacji asymetrii informacyjnej, wymaga się od organu regulacyjnego stosowania metod weryfikacji rzeczywistego poziomu poniesionych kosztów przedsiębiorstwa. Z tej perspektywy za jedno z głównych zadań regulacyjnych można uznać działanie regulatora jako głównego agenta, który próbuje kontrolować innego agenta, czyli przedsiębiorstwo regulowane, będące w posiadaniu istotnych danych o wysokiej jakości informacyjnej.

W nawiązaniu warto przytoczyć ciekawy pogląd B. Caillauda, R. Guesneriego, P. Reya i J. Tirole'a przedstawiających przedsiębiorstwo regulowane jako posiadające monopol informacyjny, którego polityka taryfowa polega na ukrywaniu przed regulatorem faktu dysponowania efektywnymi procesami generującymi niskie koszty, a także realizowania inicjatyw w zakresie redukcji kosztów (*cost cutting projects*) i tym samym pozwalającymi osiągnąć efekt „taniego przedsiębiorstwa”. W przestrzeni publicznej z kolei przedsiębiorstwo przedstawia się jako stosunkowo nieefektywne (wysokokosztowe), co skłonić ma organ regulacyjny do ustalania wyższych stawek taryfowych. W takim przypadku przedsiębiorstwo zachowuje część różnicy między cenami, które opierają się na błędnym założeniu, że jest to przedsiębiorstwo o wyso-

kich kosztach operacyjnych, gdzie w rzeczywistości koszty generowane są na niskim poziomie²⁴⁶.

W ramach badań nad zjawiskiem asymetryczności informacyjnej dochodzi się do wniosku, że w obliczu tego zjawiska powstaje kompromis między ustaleniem poziomu taryfy, o którą przedsiębiorstwo aplikuje, a tworzeniem odpowiednich zachęt do podnoszenia efektywności przez regulatora. W związku z tym zadaniem organu regulacyjnego staje się m.in. konstrukcja taryf zapewniająca przedsiębiorstwu regulowanemu osiągnięcie poziomu efektywności, przy jednoczesnym zminimalizowaniu korzyści, jakie przedsiębiorstwo uzyskuje dzięki monopolowi informacyjnemu powodującemu efekt asymetrii informacyjnej.

Istnieją różne podejścia do analizy zagadnienia polityki regulacyjnej w kontekście informacji asymetrycznych. W niniejszej pracy podejścia te rozważa się w oparciu o dwa scenariusze – w jednym przedsiębiorstwo regulowane dysponuje znacznie lepszymi informacjami na temat poziomu i struktury kosztów oraz popytu niż regulator, ale nie jest w stanie skutecznie wpłynąć na zmianę tych parametrów. W drugim scenariuszu przedsiębiorstwo regulowane może wpływać na takie parametry, jak poziom i struktura kosztów, ale informacje te nie są znane regulatorowi. Oba te scenariusze są przedmiotem analizy w celu ustalenia zdolności organu regulacyjnego do opracowania skutecznej metodyki ustalania cen.

Na wstępie warto przeanalizować przypadek, w którym najefektywniejszy z alokacyjnego punktu widzenia rezultat – „pierwszy-najlepszy”, czyli przypadek, w którym cena krańcowa równa się kosztom krańcowym, może być osiągnięty nawet w warunkach asymetrii informacyjnej, gdzie przedsiębiorstwo ukrywa informacje o generowanych kosztach.

M. Loeb i W.A. Magat prezentują model, w którym obie strony mają zbliżone informacje na temat popytu konsumentów, ale regulator nie dysponuje informacjami na temat poziomu i struktury kosztowej przedsiębiorstwa. Analiza ta sugeruje, że optymalny wynik można osiągnąć, jeżeli przedsiębiorstwo ma swobodę wyboru proponowanej odbiorcom ceny, natomiast organ regulacyjny subsydiuje każdą jednostkę produkcji przedsiębiorstwa na poziomie nadwyżki konsumentckiej. W tym przypadku zakłada się, że organ regulacyjny maksymalizuje sumę nadwyżki konsumentów i producentów, nie stosując przy tym żadnych mechanizmów zmniejszenia zysków przedsiębiorstwa. Oznacza to, że przedsiębiorstwo może utrzymać cały przychód regulowany oraz dodatkowo ma możliwość pozyskania subsydium regulatora równego nadwyżce konsumentckiej²⁴⁷.

Osiągnięcie takiego rezultatu można wyjaśnić następująco. Pomimo tego, że popyt jest znany przez obie strony, organ regulacyjny nie posiada informacji o funkcji

²⁴⁶ B. Caillaud, R. Guesnerie, P. Rey, J. Tirole, *Government intervention in production and incentives theory: a review of recent contributions*, MIT Working Paper no. 472, December 1987, s. 1.

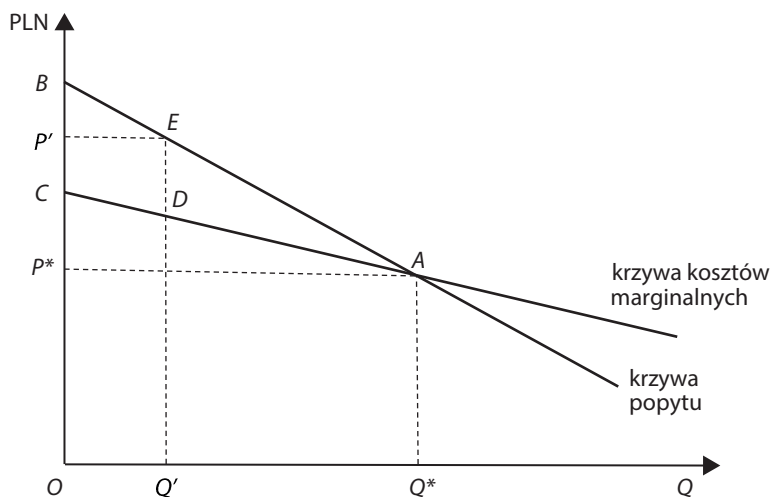
²⁴⁷ M. Loeb, W.A. Magat, *A decentralized model for utility regulation*, „Journal of Law and Economics” 1979, vol. 22, no. 2, s. 339–404.

kosztów przedsiębiorstwa, która może być wyrażona jako $C(Q,e)$, gdzie Q jest kosztem rzeczywistym, e zaś odzwierciedla wysiłek poniesiony na rzecz obniżenia kosztów. Zadaniem organu regulacyjnego jest maksymalizacja sumy nadwyżki konsumentów i producentów (ale bez stosowania wagi w celu zmniejszenia zysków przedsiębiorstwa), dla każdej ceny P , a następnie dokonanie płatności ryczałtowej na rzecz przedsiębiorstwa równej nadwyżce konsumentkiej w ramach zastosowanej ceny. Odpowiednio, w przypadku ceny P^* zysk przedsiębiorstwa powinien wynosić:

$$\pi(P^*) = CS(P^*) + (P^* \cdot (Q(P^*)) - C(Q(P^*), e^*)), \quad (2.8)$$

gdzie przedsiębiorstwo wybierze P^* oraz e^* , aby zmaksymalizować dobrobyt, czyli cenę, która jest równa kosztom krańcowym, biorąc pod uwagę poziom popytu.

Omawiany scenariusz został przedstawiony na rys. 2.4, gdzie po cenie P^* przedsiębiorstwo uzyska przychody ze sprzedaży równe obszarowi OQ^*AP^* , a także otrzyma całą nadwyżkę konsumentką jako subwencję od organu regulacyjnego, w ramach obszaru P^*AB . Koszty zmienne dla przedsiębiorstwa na tym poziomie produkcji są równe obszarowi OQ^*AC , a wygenerowany zysk przedsiębiorstwa osiągnięty przy cenie P^* stanowi zatem obszar CAB . Rysunek ten uświadamia, że jeżeli przedsiębiorstwo pobiera cenę inną niż cena P^* , która równa jest kosztowi krańcowemu dla danego poziomu popytu, jego zyski ulegną zmniejszeniu.



Rys. 2.4. Model zachęt Loeba-Magata

Źródło: opracowanie własne.

Jeśli przedsiębiorstwo ustali cenę na poziomie P' i wolumen produkcji na poziomie Q' , jego przychody ze sprzedaży znajdą się w obszarze $OQ'EP'$, a jego subsydyum będzie stanowił nadwyżkę konsumentką przy tej cenie, która stanowi obszar $P'EB$,

jego koszty zmienne znajdują się w obszarze $OQ'DC$, które pozwolą na osiągnięcie zysku wyłącznie w obszarze $CDEB$. Oznacza to, że podnosząc cenę powyżej P^* , przedsiębiorstwo obniżyło swoje zyski o obszar DAE . Rysunek 2.4 ilustruje również możliwości, jakie daje przedsiębiorstwu wzrost wydajności, który implikuje generowanie dodatkowego zysku dla przedsiębiorstwa, m.in. poprzez obniżkę kosztów krańcowych (przesunięcie w dół krzywej kosztów krańcowych).

Z modelu Loeba-Magata wynika, że po pierwsze, przedsiębiorstwo zostaje zmotywowane do ustalania cen na poziomie kosztów krańcowych oraz po drugie, zostaje zmotywowane do podjęcia wysiłków w zakresie redukcji kosztów w jak największym stopniu, ponieważ wtedy właśnie przedsiębiorstwo otrzymuje natychmiastową korzyść z podjętych wysiłków na rzecz obniżenia kosztów implikujących wypłatę subsydiów. W związku z tymi założeniami, przedsiębiorstwo uzyskuje pełną efektywność alokacyjną i produkcyjną. Ponadto, ponieważ decyzje cenowe są zdecentralizowane, przedsiębiorstwo nie ma już zachęt do nadmiernego ukrywania rzeczywistych kosztów, natomiast organ regulacyjny nie musi ponosić wysiłku oraz kosztów w zakresie weryfikacji danych dotyczących kosztów przedsiębiorstwa. Pozwala to zneutralizować problemy z asymetrią informacji w zakresie kosztów przedsiębiorstwa regulowanego. Jednakże chociaż alokacyjna i produkcyjna efektywność może zostać w omawiany sposób osiągnięta, a to wiąże się także z pewnymi kosztami, producenci otrzymują całą nadwyżkę, natomiast konsumenci nie otrzymują żadnej²⁴⁸.

Zdaniem C. Deckera z analitycznego punktu widzenia badania przeprowadzone przez M. Loeba i W.A. Magata stają się ważnym wkładem w dyskusji nad zagadnieniem kompromisu między wydajnością a dystrybucją w ramach sektora użyteczności publicznej, gdzie podział całkowitej nadwyżki (*total surplus*) pomiędzy konsumentów i producentów ma istotne znaczenie.

Późniejsze prace innych badaczy skupiające się nad zagadnieniem omawianego kompromisu zakładały istnienie asymetrii informacyjnej, gdzie organ regulacyjny dąży do zgodnego z jego polityką podziału nadwyżki konsumentów i producentów, a przedsiębiorstwo nadal ukrywa informacje na temat rzeczywistego poziomu poniesionych kosztów.

W analizie D.P. Barona i R.B. Myersona zakłada się, że organ regulacyjny maksymalizuje ważoną sumę korzyści dla konsumentów i oczekiwany zysk przedsiębiorstwa (gdzie α stanowi względną wagę przypisaną zyskowi i mieści się w przedziale $0 \leq \alpha \leq 1$)²⁴⁹. Podobnie jak w przypadku analizy M. Loeba i W.A. Magata, funkcja zysku przedsiębiorstwa składa się z dwóch elementów – zysku ze sprzedaży i płatności

²⁴⁸ C. Decker, wyd. cyt., s. 88.

²⁴⁹ D.P. Baron i R.B. Myerson przyjmują założenie, że parametry dotyczące popytu są znane wszystkim stronom oraz istnieje stały koszt produkcji, który jest funkcją wolumenu produkcji i znany jest tylko przedsiębiorstwu, gdzie regulator posiada ograniczoną wiedzę w zakresie historycznego poziomu kosztów oraz rozkładu parametrów kosztowych na poszczególne segmenty produktów i klientów, D.P. Baron, R.B. Myerson, *Regulating a monopolist with unknown costs*, „Econometrica” 1982, vol. 50, no. 4, s. 911.

transferowej (czyli subsydium) mającej na celu skłonienie przedsiębiorstwa do ujawnienia kosztów i tym samym umożliwienia pokrycia kosztów stałych przedsiębiorstwa. Jednakże w przeciwieństwie do kompromisu analizowanego przez wspomnianych badaczy (gdy wysokość subwencji była równa nadwyżce konsumenckiej), w przypadku analizy D.P. Barona i R.B. Myersona subwencja stanowi skuteczny mechanizm, za pomocą którego organ regulacyjny wpływa na przedsiębiorstwo regulowane, zachęcając do transparentnego ujawniania kosztów.

Jeżeli jest to przedsiębiorstwo charakteryzujące się niskimi kosztami, to jest ono nagradzane finansowo poprzez subsydium lub alternatywnie karane finansowo, w przypadku gdy aplikuje w ramach postępowania taryfowego o alokację wysokiego wolumenu generowanych kosztów do taryfy, który nie ma pokrycia w sprawozdaniach finansowych i w systemie finansowo-księgowym. Na podstawie tego rozumowania organ regulacyjny może więc opracować system zachęt, w celu skłonienia przedsiębiorstwa do transparentnego ujawnienia swoich kosztów, a tym samym do aplikowania o ustalenie ceny (taryfy) na poziomie zbliżonym do kosztów krańcowych, co może także skutkować koniecznością wyższej dotacji ze strony regulatora.

W nawiązaniu do opisanych analiz wyłania się nowy kierunek działań regulatora w zakresie opracowania propozycji zachęt dla przedsiębiorstwa regulowanego w celu nakłonienia go do ujawnienia rzeczywistego poziomu i struktury kosztów, przy jednoczesnej maksymalizacji poziomu opieki ze strony państwa ze względu na istotne cele dystrybucyjne. Ważnym wnioskiem z powyższej analizy jest także to, że optymalna cena może wymagać ustalenia na poziomie przekraczającym koszty krańcowe i chociaż związane to jest z pewnym stopniem nieefektywności alokacyjnej, stan ten jest dopuszczalny, zważywszy realizację celów dystrybucyjnych przez regulatora. To częściowe obniżenie efektywności alokacyjnej jest niewspółmierne w stosunku do skali potencjalnych korzyści, związanych z zapewnieniem przez regulatora dostępu do informacji na temat rzeczywistego poziomu kosztów przy jednoczesnym zapewnieniu pożądanego podziału całkowitej nadwyżki między konsumentów i producentów. Konkludując, optymalne rozwiązanie polega więc na znalezieniu równowagi pomiędzy efektywnością alokacyjną a celami dystrybucyjnymi²⁵⁰.

Zaprezentowana analiza koncentrowała się głównie na asymetrii informacyjnej charakteryzującej się ukrywaniem informacji przez przedsiębiorstwo regulowane, głównie w zakresie kosztów i popytu. Z kolei J.J. Laffont i J. Tirole analizują sytuację, w której oprócz ukrytych informacji o kosztach występują tzw. ukryte działania ze strony przedsiębiorstwa (*hidden actions*). W konsekwencji, organ regulacyjny obserwujący wysokie koszty jednostkowe, nie jest w stanie określić, czy wynika to z samej specyfiki przedsiębiorstwa, gdzie rodzaj branży i specyfika procesów wymagają generowania kosztów na wysokim poziomie, czy też jest to wynikiem niezaangażowania się przedsiębiorstwa w działania optymalizacyjne zmierzające do obniżenia kosztów.

²⁵⁰ C. Decker, wyd. cyt., s. 89.

W tych warunkach organ regulacyjny określa strategię regulacyjną na podstawie dwóch obserwowalnych parametrów – cen i kosztów. W tym przypadku regulator posługuje się w relacji do przedsiębiorstwa mechanizmem liniowym płatności transferowej, uwzględniającym różne poziomy generowanych kosztów oraz skorelowane z nimi różne poziomy płatności transferowych, gdzie poziom subsydium maleje wraz ze wzrostem poziomu kosztów. Wynika z tego, że wysokość płatności transferowej jest także uzależniona od stopnia wysiłku przedsiębiorstwa w zakresie redukcji kosztów. W związku z tym tzw. tanie przedsiębiorstwo będzie zabiegać o odbiorców, których obsługa zapewni z jednej strony zwrot niewielkiej części poniesionych kosztów, ale z drugiej zapewni wyższą dotację ze strony regulatora, podczas gdy przedsiębiorstwo generujące wysokie koszty operacyjne będzie zabiegać o odbiorców zapewniających zwrot w taryfie większości ponoszonych kosztów, ale subsydium od regulatora będzie w tym przypadku na niskim poziomie²⁵¹.

W podejściu J.J. Laffonta i J. Tirole'a ceny nie muszą odbiegać od kosztów krańcowych, lecz jednostkowe koszty krańcowe są wyższe niż w idealnym scenariuszu informacyjnym, tzn. gdy nie występuje asymetria informacyjna w zakresie kosztów. W związku z tym, pomimo osiągnięcia efektywności alokacyjnej, nadal występuje utrata dobrobytu (*welfare loss*) w relacji do sytuacji, gdzie mamy do czynienia z brakiem asymetrii informacyjnej i gdzie strony mają dostęp do pełnej informacji o najwyższej jakości. Wynika to z tego, że przedsiębiorstwo, posiadając określony zakres informacji pozwalający na podejmowanie działań w zakresie redukcji kosztów, może doprowadzić do zwiększenia kosztów krańcowych nawet do nieefektywnego poziomu.

Zdaniem C. Deckera istotną różnicą między podejściami D.P. Barona i R.B. Myersona a J.J. Laffonta i J. Tirole'a jest to, że w pierwszym podejściu ceny odbiegają od optymalnego poziomu w celu ograniczenia rentowności przedsiębiorstwa, a w drugim to koszty odbiegają od optymalnego poziomu w celu ograniczenia rentowności przedsiębiorstwa²⁵².

W niniejszym rozdziale skupiono się na sytuacji, w której występująca asymetria informacyjna dotyczy kosztów przedsiębiorstwa. Jednak w praktyce regulacyjnej przedsiębiorstwo ma także przewagę nad regulatorem w zakresie informacji w zakresie popytu. M.H. Riordan dokonuje w ramach badań własnych analizy sytuacji, w której co prawda regulator ma pełną wiedzę na temat kosztów przedsiębiorstwa, ale przedsiębiorstwo z kolei dysponuje lepszymi co do zakresu i jakości informacjami w zakresie popytu niż regulator. Z analizy tej wypływa stwierdzenie, że optymalna cena może zostać osiągnięta poprzez zastosowanie mechanizmu subsydiowania w celu zachęcania przedsiębiorstwa do ujawnienia rzeczywistych warunków popytu i tym samym w celu wyeliminowania asymetrii informacyjnej. M.H. Riordan proponuje wykorzystanie mechanizmu subsydiowania ryczałtowego dla każdego segmentu cenowego²⁵³.

²⁵¹ J.J. Laffont, J. Tirole, *Using cost...*

²⁵² C. Decker, wyd. cyt., s. 90.

²⁵³ M.H. Riordan, *On delegating price authority to a regulated firm*, „RAND Journal of Economic” 1984, vol. 15, no. 1, s. 108–115, cyt. za: C. Decker, wyd. cyt., s. 91.

Z kolei T.R. Lewis i D.E.M. Sappington w ramach badań analizują poziom potencjalnych płatności transferowych (subsydiów) na rzecz przedsiębiorstwa regulowanego w relacji do asymetrycznych informacji o popycie. Zgodnie z ich wnioskami optymalna polityka regulacyjna powinna uwzględniać wrażliwość na zmianę kosztów krańcowych produkcji w zależności od zmiany poziomu wolumenu produkcji. W szczególności powinno przyjmować się, że jeżeli w przypadku wzrostu kosztów krańcowych przedsiębiorstwo nie uzyskuje żadnych korzyści z występowania asymetrii informacyjnej o popycie, powinno zastosować system efektywnych cen. Z drugiej strony, w przypadku, gdy koszty krańcowe maleją wraz z wolumenem produkcji, regulator powinien wykorzystać własne, choćby nawet niedoskonałe informacje w celu ustalenia cen pobieranych na wszystkich poziomach popytu²⁵⁴.

Ważną konkluzją wynikającą z przytoczonej analizy jest to, że polityka regulacyjna powinna się zmieniać w wymiarze jakościowym w zależności od tego, czy informacje dotyczą kosztów, czy też popytu lub obu tych parametrów jednocześnie²⁵⁵.

2.1.9. Zasady ustalania cen w wymiarze wielookresowości, subsydiowania i zapewnienia jakości

W dokonywanych w niniejszym podrozdziale analizach w zakresie efektywnych zasad i metodyk ustalania taryf celowo pomijana była kwestia okresu, w którym odbywa się regulacja cenowa świadczenia usług sieciowych przez przedsiębiorstwo z sektora użyteczności publicznej. Przyjęcie założenia, że świadczenie usług sieciowych odbywa się tylko w jednym okresie, jest założeniem błędnym szczególnie w odniesieniu do sektora użyteczności publicznej, w którym tego typu działalność ma charakter długookresowy, a rentowność inwestycji sieciowych zazwyczaj rozpatruje się w perspektywie nawet 30-letniej.

W tak długim okresie mamy więc kilkanaście okresów regulacyjnych, gdy dochodzi do wielu interakcji między organem regulacyjnym a przedsiębiorstwem objętym regulacją. W ramach polskiej jurysdykcji, np. dla operatorów gazowniczych – dystrybucyjnego, przesyłowego i magazynowego – mamy jednoroczny okres taryfowy, co jest już negatywnym ewenementem na skalę nie tylko europejską, ale nawet światową, co roku więc dochodzi do interakcji między regulatorem a przedsiębiorstwem regulowanym przy okazji postępowania administracyjnego o zatwierdzenie nowych stawek taryfy.

W szczególności w kontekście wielookresowości (*multi-period pricing*) oczekiwania różnych stron stają się istotne, a decyzje podejmowane obecnie są w dużej mierze zdeterminowane oczekiwaniami co do przyszłych działań i decyzji organu regulacyjnego.

²⁵⁴ Będzie to skutkowało ustaleniem ceny powyżej kosztów krańcowych dla rynków o niskim popycie i poniżej kosztów krańcowych dla rynków o wysokim popycie.

²⁵⁵ T.R. Lewis, D.E.M. Sappington, *Regulating a monopolist with unknown demand*, „American Economic Review” 1988, vol. 78, s. 986–998, cyt. za: C. Decker, wyd. cyt., s. 91.

Zastosowanie cen krótko- i długoterminowych w oparciu o koszt krańcowy

Jedną z cech charakterystycznych działalności sieciowej w sektorze użyteczności publicznej jest jego wysoka kapitałochłonność wykazywana w przypadku dużych inwestycji realizowanych w ramach modernizacji i rozwoju infrastruktury sieciowej. Inwestycje te dokonywane są także w okresie długoterminowym, nawet do 10 lat²⁵⁶, i mają okres eksploatacji pozwalający na dokonanie całkowitego zwrotu inwestycji nawet w trakcie kilku dziesięcioleci²⁵⁷. W tych okolicznościach organ regulacyjny stoi w obliczu decyzji co do podziału kosztów kapitałowych, które muszą zostać odzyskane w oczekiwanym przez przedsiębiorstwo regulowane terminie poprzez ich alokację do taryf dla obecnych i przyszłych odbiorców.

Powstaje więc pytanie, czy efektywniejszym podejściem do ustalania cen powinno być podejście opierające się na kosztach krańcowych w ujęciu długoterminowym (*long-run marginal costs* – LRMC), czy na kosztach krańcowych w ujęciu krótkoterminowym (*short-run marginal costs* – SRMC). Powyższa kwestia pozostaje szczególnie aktualna w praktyce regulacyjnej sektorów użyteczności publicznej – w tym energii elektrycznej, gazu, telekomunikacji i branży wodno-kanalizacyjnej, gdzie ceny regulowane są często oparte na długoterminowych prognozach kosztów eksploatacji sieci.

Podczas gdy ceny oparte na SRMC wydają się najbardziej efektywne w jednym okresie regulacyjnym, oczywiście w kontekście wielookresowości, mogą także mieć negatywny wpływ na efektywność. W szczególności mogą zachęcać przedsiębiorstwo użyteczności publicznej do wstrzymania inwestycji w dodatkowe zdolności produkcyjne w okolicznościach, gdy mamy do czynienia z wysokim popytem, a jednocześnie moce produkcyjne są bliskie osiągnięcia poziomu pełnej zdolności (czyli praktycznie są na wyczerpaniu), a zatem ceny oparte na SRMC osiągają wysoki poziom. W tych okolicznościach inwestycje w dodatkowe zdolności produkcyjne mogą zmniejszać wszelkie tzw. przychody z tytułu zatorów (*congestion profit*)²⁵⁸.

²⁵⁶ Dla przykładu budowa stacji do regazyfikacji LNG w ramach gazyfikacji gminy lub podłączenia odbiorcy korporacyjnego do gazowego źródła zasilania energią trwa ok. 2 lat, natomiast gazyfikacja gminy metodą klasyczną, czyli poprzez budowę wielu kilometrów gazociągów oraz kilku stacji redukcyjno-pomiarowych, może trwać kilka lat (nawet do 10 lat, jak pokazuje historia działania Polskiej Spółki Gazownictwa na terenie Podkarpacia).

²⁵⁷ W przypadku inwestycji sieciowych w gazownictwie dystrybucyjnym okres zwrotu inwestycji sięga 20 lat.

²⁵⁸ Tak zwany dochód z tytułu zatorów (*congestion profit/rent*) powstaje w sytuacji, gdy operatorskie zdolności przesyłowe energii pomiędzy strefami rynkowymi (*bidding zones*) nie są wystarczające do zaspokojenia popytu. Zator powoduje podział danej strefy rynkowej na odrębne obszary cenowe, a giełda energii otrzymuje dochód z ograniczeń z przeciążonego połączenia międzysieciovego (interkonektora) w następujący sposób: dochód z ograniczeń [€/h] = przepływ handlowy na rynku dnia następnego [MW] × obszarowa różnica cen [€/MWh]. Wynika to z zastosowania różnych cen, które sprzedawca otrzymuje, a kupujący płaci, gdy np. energia elektryczna przepływa z obszaru o wyższej cenie do obszaru o niższej cenie. Sprzedawca działający w obszarze o niższych cenach otrzymuje niższą cenę za energię elektryczną w porównaniu z ceną, jaką płaci druga strona za

Podobnie jest z zachętą do innowacji. Stosowanie cen SRMC może w konsekwencji nie pozwalać na odzyskanie przedsiębiorstwu w taryfie wszystkich kosztów stałych związanych ze sferą B + R. I na koniec, ponieważ ceny oparte na SRMC są dostosowywane do bieżących zdolności produkcyjnych, które podlegają częstym zmianom, choćby w związku z występującymi awariami sieci lub planowanymi remontami, ceny te mogą być niestabilne, co w konsekwencji może implikować skłonność tylko do podejmowania krótkoterminowych decyzji operacyjnych i inwestycyjnych zarówno odbiorców, jak i operatorów sieci.

W praktyce regulacyjnej podejście cenowe opierające się na kosztach krańcowych w ujęciu długoterminowym (LRMC) może tworzyć bardziej stabilne zachęty dla przedsiębiorstwa do inwestowania w dodatkowe zdolności produkcyjne (w przypadków operatorów chodzi o zdolności transportowe lub magazynowe) zamiast nagradzania *ad hoc* przedsiębiorstwa za często nieudane próby łagodzenia zatorów mocy w ramach sieci.

Jednocześnie uznaje się, że ceny oparte na LRMC w pewnych okolicznościach prowadzą do zmniejszenia krótkoterminowej efektywności alokacyjnej, ponieważ ceny te mogą się różnić od cen proponowanych przy podejściu krótkoterminowym. Wynika to z tego, że inwestycje w sektorze użyteczności publicznej zazwyczaj nie mają charakteru ciągłego, ale raczej jednorazowy w długim terminie. Właśnie dlatego, że ze względu na automatyczne odłączenie cen od kosztów krótkookresowych widać, że pojawia się potencjał dynamicznego wzrostu wydajności.

Jak się argumentuje, przedsiębiorstwa regulowane z sektora użyteczności publicznej powinny być zachęcane do przyjęcia dłuższego horyzontu czasowego, biorąc pod uwagę inwestycje i działalność innowacyjną.

Dynamiczne podejście do ustalania cen przy założeniu występowania asymetryczności informacyjnej oraz subsydiowania

Postępowanie taryfowe zazwyczaj wiąże się z wieloma, często powtarzającymi się interakcjami pomiędzy regulatorem a regulowanym, a ta dynamiczna relacja może nadać inny wymiar procedurze ustalania taryf. Z jednej strony, powtarzające się interakcje mogą być postrzegane jako działanie łagodzące występowanie asymetrii informacyjnej, gdzie organ regulacyjny może wykorzystać informacje o kosztach oraz o planowanym i wykonanym wolumenie produkcji ujawnione w pierwszym okresie regulacji w celu poprawy samej procedury i narzędzi regulacyjnych w kolejnych okre-

energię z obszaru o wyższej cenie, a giełda otrzymuje nadwyżkę dochodu, którą następnie płaci Operatorom Systemów Przesyłowych (OSP) energii elektrycznej. Gwoli wyjaśnienia: *the bidding zone* to największy obszar geograficzny, na którym uczestnicy rynku mogą wymieniać energię bez przydziału przepustowości (wynika to z art. 2 ust. 3 Rozporządzenia Komisji (UE) nr 543/2013 z dnia 14 czerwca 2013 r. w sprawie przekazywania i publikacji danych na rynkach energii elektrycznej (Dz.U. UE z 2013 r., L 163/1) oraz art. 2 ust. 65 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. UE z 2019 r., L 158/54)).

sach. Z drugiej strony przedsiębiorstwo regulowane może uznać, że informacje ujawnione w ciągu pierwszego okresu regulacyjnego, np. dotyczące rzeczywistego poziomu kosztów, zostaną wykorzystane w kolejnych interakcjach, do stworzenia przez regulatora atrakcyjnego systemu zachęt na etapie późniejszego procedowania.

W przypadku gdy organ regulacyjny jest w stanie korzystać z subsydiów dla przedsiębiorstw regulowanych, choć z praktyki regulacyjnej wynika, że jest to jednak proceder dość rzadki, istnieją mechanizmy, które w kontekście wielookresowości mogłyby co do zasady prowadzić do efektywnego ustalania cen. Organ regulacyjny mógłby np. przyjąć podejście iteracyjne, zgodnie z którym ceny wraz z upływem czasu dostosowują się do kosztów krańcowych.

D.E.M. Sappington i D.S. Sibley opierają się na opisanej analizie M. Loeba i W.A. Magata (gdzie przedsiębiorstwo otrzymuje całą nadwyżkę konsumencką), w ramach której postuluje się opracowanie metody zwrotu nadwyżki konsumentom w czasie, jednocześnie zachęcając przedsiębiorstwo do ustalania cen po kosztach krańcowych. W szczególności badacze ci zaproponowali mechanizm regulacyjny zwany „schematem subsydiowania nadwyżki przyrostowej ISS” (*the incremental surplus subsidy ISS scheme*), który jest łatwy do wdrożenia pomimo braku informacji o kosztach, pod warunkiem że regulator i przedsiębiorstwo posiadają te same (być może nawet niedoskonałe) informacje o popycie.

Mechanizm ISS ma wiele atrakcyjnych funkcji. W stabilnym środowisku, w warunkach braku niepewności co do poziomu popytu, mechanizm ten skłania przedsiębiorstwo do ustalania cen w oparciu o koszt krańcowy w każdym okresie, skłania przedsiębiorstwo do minimalizowania kosztów produkcji w każdym okresie oraz eliminuje wszystkie ustalone stawki taryfy za każdym razem po upływie pierwszego okresu. System ISS zapewnia przyrost całkowitej nadwyżki, jaką generuje działalność przedsiębiorstwa regulowanego w każdym okresie. W ten sposób przedsiębiorstwo otrzymuje na jeden okres zyski, które przypadają odbiorcom. Ten jeden okres okazuje się kluczowy i wystarczający, aby skłonić przedsiębiorstwo do natychmiastowego i trwałego działania w interesie społecznym. Aby wdrożyć system ISS, regulator musi posiadać te same informacje o popycie co przedsiębiorstwo oraz musi być w stanie obserwować, nawet z opóźnieniem, wszystkie wydatki przedsiębiorstwa²⁵⁹.

Z kolei C. Decker charakteryzuje ISS jako mechanizm zapewniający dokonywanie płatności subsydium przez regulatora w każdym okresie, na poziomie równym stopniowej zmianie nadwyżki konsumenckiej (a nie całej nadwyżki konsumenckiej) wynikającej ze zmiany ceny między dwoma okresami pomniejszoną o zysk księgowy przedsiębiorstwa z poprzedniego okresu. Zgodnie z tym schematem przedsiębiorstwo wybiera cenę (p^t) w każdym okresie, tak aby otrzymywać zysk z produkcji w tym okresie (π^t) oraz płatność transferową (subsydium) w tym okresie (T^t).

²⁵⁹ D.E.M. Sappington, D.S. Sibley, *Regulating without cost information: the incremental surplus subsidy scheme*, „International Economic Review” 1988, vol. 29, no. 2, s. 297–306.

Płatność subsydium dokonana w okresie t składa się z dwóch elementów:

$$T^t = [CS^t - CS^{t-1}] - \pi^{t-1}. \quad (2.9)$$

Pierwszy element w równaniu (2.9), $[CS^t - CS^{t-1}]$, reprezentuje przyrostową zmianę nadwyżki konsumentów spowodowaną zmianą cen między okresem $t - 1$ a okresem t . Drugi element, który jest odejmowany od subsydium, jest zyskiem księgowym w okresie $t - 1$, a który stanowi różnicę pomiędzy przychodami a wydatkami w okresie $t - 1$ ²⁶⁰. Ustalając więc ceny dla każdego okresu, przedsiębiorstwo będzie miało na uwadze swój zysk w tym okresie $\pi^t(p^t)$, płatność subsydium, jaką wygeneruje w tym okresie (T^t), oraz płatność subsydium w następnym okresie (T^{t+1}).

W omawianym przypadku celem głównym jest osiągnięcie, przy ustalonej cenie w pierwszym okresie, największej zmiany nadwyżki konsumenckiej, jeśli także cena zostanie dostosowana do kosztów krańcowych w drugim okresie. Zatem przedsiębiorstwo będzie zachęcane do ustalania ceny na poziomie kosztów krańcowych w drugim i każdym kolejnym okresie. W związku z tym przedsiębiorstwo generuje nadwyżkę tylko w pierwszym okresie, natomiast w każdym kolejnym ustala cenę na poziomie kosztów krańcowych, otrzymując jednocześnie subsydium, które pozwala mu osiągnąć punkt równowagi (*break even point*). Zatem takie podejście skłania przedsiębiorstwo do ustalania cen na poziomie kosztów krańcowych, do minimalizowania kosztów produkcji w każdym okresie oraz eliminuje nadwyżkę, którą przedsiębiorstwo może uzyskać z utrzymywania monopolu informacyjnego w każdym, następującym po pierwszym okresie²⁶¹.

Ważnym elementem, często badanym w zakresie użyteczności różnych polityk regulacyjnych, także w kontekście wieloterminowości, jest zdolność organu regulacyjnego do zaangażowania się w konkretną politykę regulacyjną, a w szczególności badanie zagadnienia, czy regulator wykorzystuje informacje ujawnione przez przedsiębiorstwo w pierwszym okresie regulacyjnym, a także w kolejnych okresach. Twórcy modeli analitycznych koncentrowali się więc na zagadnieniu, w jakim stopniu różni się zaangażowanie regulatora w implementację optymalnych rozwiązań regulacyjnych w zależności od występującej asymetrii informacyjnej.

D.P. Baron i R.B. Myerson przeanalizowali efekty różnego poziomu zaangażowania regulatora w zakresie implementacji rozwiązań regulacyjnych w zależności od stopnia asymetrii informacyjnej. W przypadku gdy organ regulacyjny może zobowiązać się do niewykorzystywania informacji ujawnionych przez przedsiębiorstwo w danym (najczęściej w pierwszym) okresie regulacyjnym w ramach kolejnych, toczących się przeglądów regulacyjnych wynik jest taki sam jak w przypadku przeglądu jednorazowego. Wynika to z tego, że chociaż organ regulacyjny mógłby skorzystać z informacji

²⁶⁰ D.E.M. Sappington i D.S. Sibley w swojej formule używają pojęcia wydatków E_{t-1} zamiast kosztów C_{t-1} , aby odzwierciedlić fakt wyolbrzymiania kosztów przez przedsiębiorstwo. Prezentowane wydatki zawierają także CAPEX, tj. wydatki inwestycyjne. Zob. D.E.M. Sappington, D.S. Sibley, wyd. cyt., s. 297.

²⁶¹ C. Decker, wyd. cyt., s. 93.

uzyskanych w poprzednim okresie w celu dostosowania cen do kosztów krańcowych w kolejnych okresach regulacyjnych, zobowiązuje się do zignorowania takich informacji z prostego powodu – gdyby tego nie zrobił, przedsiębiorstwo, antycypując takiego rodzaju korekty, oczekiwałoby większej płatności transferowej (subsydium) już w poprzednim okresie regulacyjnym.

W przypadku gdy organ regulacyjny nie może zobowiązać się do takiej polityki, sytuacja staje się złożona i zmusza przedsiębiorstwo do ukrywania informacji i manipulowania nimi. Szczególny problem pojawia się, kiedy organ regulacyjny dostosowuje ceny w kolejnych okresach regulacyjnych w celu odzwierciedlenia kosztów krańcowych z poprzedniego okresu (np. z pierwszego), wówczas przedsiębiorstwo faktycznie straci monopol informacyjny i nie uzyskuje oczekiwanej nadwyżki w kolejnych okresach. Antycypując taką sytuację, przedsiębiorstwo może podjąć decyzję o błędnym raportowaniu kosztów w pierwszym okresie regulacyjnym, co pozwoli mu na osiągnięcie korzyści finansowych w drugim okresie regulacyjnym, gdy ceny są korygowane przez regulatora do poziomu inflacyjnego wzrostu kosztów. Wiedząc, że regulator dostosuje ceny do obserwowanego poziomu kosztów w drugim okresie, przedsiębiorstwo ma motywację do nadmiernego określania poziomu kosztów w pierwszym okresie regulacyjnym²⁶².

W analizie tej przyjęto założenie, że organ regulacyjny może wykorzystywać subwencje w kontekście wielookresowości do generowania optymalnych wyników regulacyjnych. Jednakże, jak pokazuje praktyka, w większości jurysdykcji organy regulacyjne zasadniczo nie są w stanie zaoferować płatności transferowych (obejmujących subwencje) przedsiębiorstwu regulowanemu i w związku z tym mogą wdrażać optymalną ze swojej perspektywy politykę regulacyjną jedynie poprzez decyzje dotyczące ustalania cen. W tym kontekście nacisk kładzie się na charakterystyki różnych form kontroli cen, a w szczególności na zachęty, jakie regulator może opracować dla przedsiębiorstwa w celu ustalenia różnych struktur cenowych.

Warto w tym miejscu przywołać wkład I. Vogelsanga i J. Finsingera, którzy opracowali zdecentralizowany mechanizm motywacyjny, zachęcający przedsiębiorstwo wieloproduktowe do ustalania efektywnych ekonomicznie cen w warunkach występowania informacji asymetrycznych. Ich analiza sugeruje, że pod pewnymi warunkami regulator może zaimplementować taki mechanizm cenowy, który w dłuższej perspektywie może zagwarantować, że ustalone ceny zblizną się w kierunku cen Ramseya-Boiteux, zapewniając jednocześnie eliminację ryzyka straty przez przedsiębiorstwo²⁶³.

W skrócie, mechanizm polega na obserwowaniu przez organ regulacyjny wolumenu produkcji oraz ponoszonych kosztów w tym samym okresie, a następnie na wykorzystaniu tych informacji w celu ograniczenia cen w następnym okresie. W szczególności ograniczenie powoduje, że ceny w bieżącym okresie, proponowane w oparciu

²⁶² D.P. Baron, R.B. Myerson, wyd. cyt.

²⁶³ I. Vogelsang, J. Finsinger, *A regulatory adjustment process for optimal pricing by multi-product monopoly firms*, „The Bell Journal of Economics” 1979, vol. 10, no. 1, s. 157–171.

o wyniki z poprzedniego okresu (czyli $P^t \cdot Q^{t-1}$) nie przekraczają całkowitych kosztów z poprzedniego okresu ($C(Q^{t-1})$). W przypadku, gdy mamy do czynienia z przedsiębiorstwem jednoproduktowym, mechanizm wymaga, aby:

$$P^t \cdot Q^{t-1} \leq C(Q^{t-1}). \quad (2.10)$$

W przypadku przedsiębiorstwa wieloproduktowego, gdy np. przedsiębiorstwo dostarcza dwa produkty (a i b), ograniczenie przybiera następującą postać:

$$P_a^t \cdot Q_a^{t-1} + P_b^t \cdot Q_b^{t-1} \leq C^{t-1}. \quad (2.11)$$

gdzie C^{t-1} oznacza ujawnione całkowite koszty przedsiębiorstwa wieloproduktowego w poprzednim okresie. Ograniczenie to oznacza, że ceny w bieżącym okresie nie mogą przekraczać kosztów poniesionych w poprzednim okresie, które w przypadku produkcji jednoproduktowej są równe kosztowi średniemu z poprzedniego okresu.

W niniejszej analizie nadwyżka konsumentcka wzrasta w każdym okresie o kwotę co najmniej równą zyskowi z poprzedniego okresu, podczas gdy jednocześnie przedsiębiorstwo nadal osiąga zysk (choć faktycznie niższy) w każdym kolejnym okresie. Wraz z upływem czasu przedsiębiorstwo będzie stopniowo obniżać cenę oraz zwiększać wolumen produkcji, aż osiągnie punkt, w którym krzywa popytu przetnie się z długoterminową, krzywą kosztów średnich. Po osiągnięciu tego punktu ograniczenia regulacyjne skłonią przedsiębiorstwo do utrzymania cen w sposób ciągły, ponieważ przedsiębiorstwo straci realną motywację do dalszego obniżania ceny, które może wygenerować potencjalną stratę²⁶⁴.

Chociaż wstępnie wydaje się, że proponowany mechanizm motywacyjny stanowi proste rozwiązanie, które zapewnia optymalny wynik w kontekście informacji asymetrycznych, mechanizm ten opiera się na wielu istotnych założeniach – funkcje popytu i kosztów nie zmieniają się w czasie, przedsiębiorstwo zmniejsza koszty średnie, powiązania międzyczasowe funkcji kosztowych nie występują, przedsiębiorstwo działa krótkowzrocznie, co oznacza, że skupia się tylko na decyzjach w bieżącym okresie, ignorując efekty swoich bieżących decyzji w kolejnych okresach.

W tym miejscu należy podkreślić szczególny wkład badań I. Vogelsanga i J. Finsingera w rozwój podejścia regulacyjnego opierającego się na zachętach (*incentives regulation*) oraz w rozwój zastosowania różnych mechanizmów ograniczeń cenowych, pod co najmniej trzema względami. Po pierwsze, proponowane podejście koncentruje się na implementacji systemu zachęt, gdzie określone mechanizmy mogą zapewnić wieloproduktowym przedsiębiorstwom regulowanym ustalenie efektywnych cen w kontekście informacji asymetrycznych oraz gdzie określone mechanizmy umożliwiają przedsiębiorstwu swobodę w podejmowaniu decyzji w zakresie wdrażania określonych struktur cenowych z uwzględnieniem ograniczeń regulacyjnych. Po drugie, mechanizm ten pozwala czerpać korzyści z tzw. opóźnienia regulacyjnego (*regulatory*

²⁶⁴ C. Decker, wyd. cyt., s. 96.

lag), które skłania przedsiębiorstwo do produkcji w momencie, w którym osiągnię minimalny poziom kosztów, oraz do zmiany jego struktury cenowej z uwzględnieniem wszelkich ustalonych ograniczeń w odniesieniu do cen maksymalnych. Po trzecie, analiza wprowadza istotne rozróżnienie pomiędzy poziomem cen a strukturą cen, gdzie przywołani autorzy sugerują, że po ustaleniu poziomu stawki taryfowej, rzeczywista swoboda przedsiębiorstwa w zakresie zmiany struktury cenowej w celu maksymalizacji zysku powinna zostać istotnie zwiększona²⁶⁵.

Ustalanie cen w kontekście zapewnienia jakości

W niniejszym podrozdziale skupiono się głównie na zasadach, które mogą być istotne dla efektywnego ustalania cen w zakresie działalności sieciowej przedsiębiorstw użyteczności publicznej. Należy jednak pamiętać, że wśród przesłanek regulacji sektora użyteczności publicznej znajduje się istotne zastrzeżenie, że tego typu przedsiębiorstwa zajmujące głównie pozycję monopolistyczną mogą przejawiać tendencję do obniżania jakości produktów (którymi są głównie usługi sieciowe).

Także badania w tym zakresie są znacznie mniej obszerne niż badania w zakresie różnych metodyk ustalania cen²⁶⁶. Wynika to z tego, że kwestie związane z jakością są trudne w pomiarze oraz trudne do unifikacji, zważywszy różną sektorową specyfikę przedsiębiorstw użyteczności publicznej, gdzie kryteria oceny i wymagania odbiorców co do jakości będą inne wobec przedsiębiorstw telekomunikacyjnych, a inne wobec przedsiębiorstw energetycznych.

W dotychczasowej analizie przyjęto założenie, że produkty dostarczone przez przedsiębiorstwo regulowane miały się cechować odpowiednią i niezmienną jakością. Jest to założenie nierealistyczne, a w praktyce gospodarczej kwestia jakości usług jest endogenna dla przedsiębiorstwa, które może decydować, jaki poziom jakości usług może świadczyć dla danego segmentu odbiorców. W tym kontekście jakość może być szeroko definiowana w celu identyfikacji jej różnych wymiarów, w tym w przypadku sektora przedsiębiorstw sieciowych głównie jest kojarzona z dostępnością i niezawodnością produktów (w tym usług), bezpieczeństwem, także ekologicznym, oraz związana jest z reakcją przedsiębiorstwa na różnego rodzaju oczekiwania klientów, np. w zakresie procedur płacenia rachunków.

Organy regulacyjne z kolei dysponują instrumentami służącymi administracyjnemu zapewnieniu tych aspektów jakości, w tym ustalaniu minimalnych standardów jakości lub określaniu celów w zakresie jakości usług, które zostają powiązane z karami finansowymi i nagrodami. Stąd kwestia zastosowania i egzekwowania norm jakości w sektorze przedsiębiorstw użyteczności publicznej staje się coraz ważniejszym aspektem działalności regulacyjnej.

²⁶⁵ I. Vogelsang, J. Finsinger, wyd. cyt., s. 170.

²⁶⁶ Na szczególną uwagę zasługują badania w zakresie wpływu regulacji na poziom jakości, jakie prowadził D.E.M. Sappington. Zob. D.E.M. Sappington, *Regulating service quality: a survey*, „Journal of Regulatory Economics” 2005, vol. 27, no. 2, s. 123–154.

Badając system zachęt dla przedsiębiorstwa sieciowego pozwalający na zapewnienie różnych poziomów jakości, dokonuje się częstych porównań z zachętami, jakimi dysponuje monopolista niepodlegający regulacji. Badania te sugerują, że tzw. nieuregulowany monopolista może dostarczać więcej (niż dobrobyt), maksymalizując poziom jakości. Poziom dostarczonej jakości może zależeć od stopnia, w jakim konsumenci marginalni²⁶⁷ cenią jakość bardziej niż konsumenci inframarginalni (*inframarginal consumer*)²⁶⁸, od tego, czy marginalna wycena jakości maleje wraz ze wzrostem produkcji, oraz od stopnia, w jakim konsumenci mogą rozróżnić produkty o wysokiej i niskiej jakości. Dodatkowe możliwości dla rozwoju systemu zachęt w kierunku zapewnienia i podnoszenia jakości powstają w przypadku, gdy przedsiębiorstwo z sektora użyteczności publicznej podlega regulacjom.

Jak omówiono w dalszej części pracy, różne formy regulacji taryf, takie jak regulacja stopy zwrotu czy regulacja pułapu cenowego, tworzą realne zachęty do poprawy jakości. Ogólnie w przypadku, gdy ceny są ściśle skorelowane ze zmianą kosztów, a przedsiębiorstwa na tej podstawie podlegają subsydiowaniu, może to stanowić zachętę dla przedsiębiorstw do ponoszenia kosztów, które zapewnią poprawę jakości. Z drugiej strony, jeżeli ceny stają się niezależne od zmiany kosztów, może to w pewnych warunkach zmniejszyć zachęty dla przedsiębiorstw do ponoszenia kosztów w celu poprawy jakości. Stąd zadanie organu regulacyjnego w kierunku zapewnienia jakości może się okazać skomplikowane w okolicznościach, w których ani organ regulacyjny, ani odbiorca nie mają narzędzi do monitorowania poziomu jakości świadczonych usług.

W związku z tym optymalna regulacja jakości usług może obejmować przekazanie przedsiębiorstwu znacznej swobody w zakresie kreowania jakości, co pozwoli mu wykorzystać swoją przewagę informacyjną nad organem regulacyjnym w celu zapewnienia wyższego poziomu jakości usług. Można to potencjalnie osiągnąć za pomocą mechanizmów umożliwiających przyznawanie nagród finansowych lub kar związanych z realizacją określonych celów w zakresie jakości²⁶⁹.

²⁶⁷ Konsumenci marginalni w rozszerzonej, neoklasycznej teorii popytu odgrywają istotną rolę w określaniu elastyczności zagregowanego popytu. Zmiany popytu wywołane cenami rozkładają się na trzy efekty: efekt zagregowanej substytucji, efekt zagregowanego dochodu i efekt zagregowanej zmiany towaru. Efekt końcowy mierzy tempo, w jakim konsumenci przestawiają konsumpcję na podobny towar, gdy cena towaru, który obecnie konsumują, rośnie. Zob. W. Novshek, H. Sonnenschein, *Marginal consumers and neoclassical demand theory*, „Journal of Political Economy” 1979, vol. 87, no. 6, s. 1368–1376.

²⁶⁸ Zdaniem W. Comanora konsumenci inframarginalni to konsumenci, którzy przywiązują znacznie większą wagę do oryginału produktu niż do pierwotnej ceny. Dlatego konsumenci inframarginalni są stosunkowo niewrażliwi na wszelkie podwyżki cen, które są niezbędne do sfinansowania zmiany w zakresie jakości produktu. Nawet jeśli według ich oceny podwyżka ceny nie gwarantuje poprawy jakości, w rezultacie i tak nie dokonają zakupu mniejszego wolumenu produktu. W.S. Comanor, *Vertical price-fixing, vertical market restrictions, and the new antitrust policy*, „Harvard Law Review” 1985, vol. 98, no. 5, s. 991, cyt. za: D. Boudreaux, R.B. Ekelund Jr., *Inframarginal consumers and the per se legality of vertical restraints*, „Hofstra Law Review” 1988, vol. 17, no. 1, Article 4, s. 137–158.

²⁶⁹ C. Decker, wyd. cyt., s. 98.

2.1.10. Teoretyczne zasady ustalania cen – konkluzje

W niniejszym rozdziale przedstawiono przegląd głównych zasad przywoływanych w licznych pracach badawczych, mogących stanowić podstawę regulacji gospodarczej w ramach działalności sieciowej przedsiębiorstw z sektora użyteczności publicznej w celu maksymalizacji dobrobytu gospodarczego (*economic welfare*).

Punktem wyjścia jest dążenie do osiągnięcia efektywności alokacyjnej dzięki zastosowaniu podejścia do ustalania cen opartego na koszcie krańcowym – znanego jako zasada „pierwsza najlepsza”. Jak pokazała praktyka gospodarcza, zastosowanie tego podejścia w kontekście sektora użyteczności publicznej ze względu na istnienie wysokich kosztów stałych staje się niewykonalne. Dlatego ekonomia regulacji proponuje dwa mechanizmy rozwiązania tego problemu – w postaci subwencji na pokrycie kosztów stałych lub zastosowanie mechanizmu odchyłeń od kosztów krańcowych, które umożliwiają przedsiębiorstwu odzyskanie całego wolumenu poniesionych kosztów stałych. Jedną z metod ustalania cen, która pozwala przedsiębiorstwu na pokrycie kosztów całkowitych, chociaż implikującą pewną utratę efektywności alokacyjnej (*allocative efficiency*), jest ustalanie jednolitej ceny na podstawie kosztów średnich (*average cost*).

Co do zasady przedsiębiorstwo może odzyskać koszty stałe i poprawić efektywność dzięki zastosowaniu innych metod ustalania cen, takich jak metoda Ramseya-Boiteux (*Ramsey-Boiteux pricing*), metoda ceny szczytowej (*peak-load pricing*) lub metoda cen nieliniowych (*non-linear pricing*). Aby jednak przywołane alternatywne podejścia do ustalania cen były skutecznie implementowane, organ regulacyjny wymaga dostępu do pełnych i wiarygodnych informacji, w tym informacji dotyczących samej infrastruktury sieciowej, popytu konsumpcyjnego oraz poziomu kosztów krańcowych generowanych w ramach usług świadczonych przez przedsiębiorstwo regulowane.

Pełne informacje na temat popytu oraz kosztów zazwyczaj nie są wprost dostępne dla organu regulacyjnego. W związku z tym, z założeniem, że regulator posiada niepełną i niedoskonałą informację, zadanie regulatora staje się jeszcze bardziej złożone. Z kolei efektywna polityka regulacyjna w kontekście asymetryczności informacyjnej (*asymmetric information*), której występowanie jest obecnie charakterystyczne dla większości jurysdykcji regulacyjnych implikuje kompromis pomiędzy dążeniem do minimalizacji korzyści (*rent*), jakie przedsiębiorstwo regulowane uzyskuje z posiadanych przez siebie informacji, a tworzeniem odpowiedniego systemu zachęt do podniesienia efektywności przedsiębiorstwa przez regulatora. W tym względzie organ regulacyjny musi zasadniczo dokonywać kompromisu pomiędzy efektywnością alokacyjną, wydajnością produkcyjną oraz kwestiami dystrybucji.

Działanie modeli cenowych w warunkach informacji asymetrycznych dowodzi, że zróżnicowane warunki informacyjne mogą tworzyć różne systemy zachęt, a to z kolei może prowadzić do zastosowania w praktyce dużego zakresu potencjalnych rozwią-

zań regulacyjnych w odniesieniu do problemu informacji asymetrycznych. Podobnie badania dotyczące podejścia do ustalania cen w kontekście wielookresowości (*multi-period pricing*) wskazują, że w przypadku, kiedy dochodzi do interakcji na wielu płaszczyznach i w wielu okresach pomiędzy organem regulacyjnym i przedsiębiorstwem, interakcja ta implikuje tworzenie systemów zachęt dla przedsiębiorstwa skierowanych na ujawnienie informacji w różnych okresach, co wpływa na zdolność regulatora do ustalenia efektywnych cen.

W nawiązaniu do analiz prezentowanych w niniejszym rozdziale może pojawić się pytanie o użyteczność prezentowanych metod ustalania cen oraz mechanizmów regulacyjnych neutralizujących asymetrię informacyjną lub implikujących zachowania przedsiębiorstwa skierowane na podnoszenie jakości oraz efektywności w działalności sieciowej jaką stają się regulacyjne systemy zachęt (*regulatory incentives system*) lub systemy penalizujące przedsiębiorstwo. Czyli, innymi słowy – jakie znaczenie mają te metody i mechanizmy dla nowoczesnej regulacji ekonomicznej²⁷⁰?

Większość ekonomistów stara się dostrzegać zbyt wysoki stopień uteoretycznienia, a nawet abstrakcyjność założeń, w ramach których działają te modele analityczne²⁷¹.

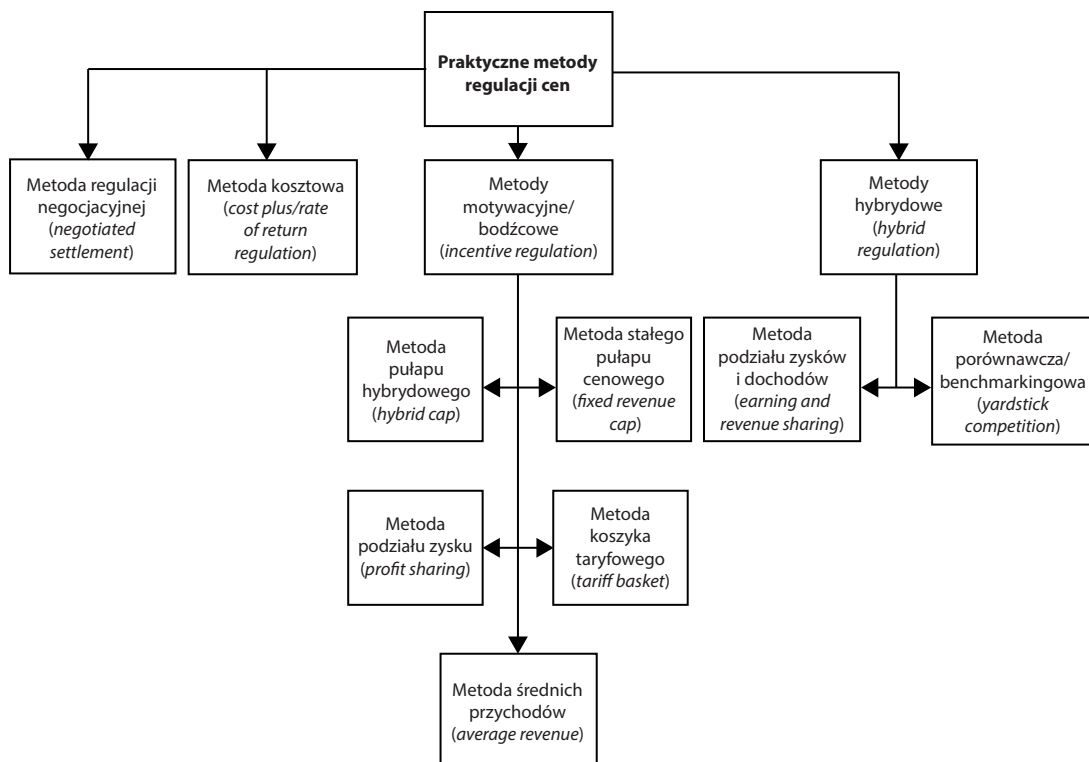
Jednym z powodów, dla których niektóre zasady omawiane w niniejszym rozdziale nie zostały zastosowane w praktyce, jest dotkliwość asymetrii informacji, z którą w praktyce spotykają się organy regulacyjne w większości jurysdykcji. Innym ważnym powodem są konsekwencje dystrybucyjne takiej polityki, to znaczy kwestie sprawiedliwości, a także kwestia wynagrodzenia kapitału zaangażowanego w działalność sieciową w sektorze użyteczności publicznej od dawna uznawana za istotną i nie do końca systemowo rozwiązana. Dlatego w praktyce niektóre opisane podejścia, które np. mogłyby poprawić efektywność alokacyjną, takie jak ceny Ramseya-Boiteux, spotykają się z oporem przed zastosowaniem ze strony organów regulacyjnych. Niemniej jednak podczas gdy konkretne, teoretyczne rozwiązania nie zawsze były implementowane z sukcesem do praktyki regulacyjnej, bez wątpienia miały one pośredni wpływ na rozwój ekonomii regulacyjnej jako dyscypliny naukowej.

²⁷⁰ Na przykład J.J. Laffont i J. Tirole przyznają, że regulacja ekonomiczna nie jest prostym zagadnieniem przynajmniej z trzech powodów – występowania informacji asymetrycznych, częstego braku interakcji i zaangażowania ze strony regulatora i przedsiębiorstwa regulowanego oraz samej niedoskonałości organu regulacyjnego jako instytucji publicznej. J.J. Laffont, J. Tirole, *A theory of incentives...*, s. 34.

²⁷¹ Na przykład S.V. Berg i J. Tschirhart głoszą ciekawy pogląd o wojnie pomiędzy ekonomistami a regulatorami toczącej się w celu przełożenia teorii mikroekonomicznej na politykę regulacyjną, gdzie ekonomiści niestety odnoszą „rozczarowująco niewiele zwycięstw”, S.V. Berg, J. Tschirhart, wyd. cyt., s. 179.

2.2. Praktyczne metody regulacji cen na rynku przedsiębiorstw użyteczności publicznej

Zakłada się, że regulacje stosowane są głównie w celu wpływania na zachowania cenowe oraz inne zachowania przedsiębiorstw działających w sektorze użyteczności publicznej. Dokonano więc analizy różnych form regulacji cen, począwszy od tradycyjnej metody kosztowej (*cost plus regulation* lub *cost of service regulation*), zwanej także regulacją stopy zwrotu (*rate of return regulation*) poprzez formy regulacji bodźcowej (*performance-based incentive regulation*), takie jak regulacja pułapu cenowego lub pułapu przychodów (*price cap regulation* lub *revenue cap regulation*), kończąc na metodach hybrydowych, takich jak metoda obejmująca mechanizmy podziału zysków lub dochodów (*earning and revenue sharing regulation*) czy regulacja porównawcza (*yardstick regulation* lub *yardstick competition*), która w praktyce przybrała formę tzw. regulacji typu benchmarkingowego. Organy regulacyjne w praktyce zastosowały wszystkie omawiane podejścia, chociaż dokładny sposób ich stosowania był zróżnicowany w poszczególnych jurysdykcjach.



Rys. 2.5. Systematyka praktycznych metod regulacji cen

Źródło: opracowanie własne.

Na rysunku 2.5 ukazano systematykę metod regulacji cen wykorzystywanych w praktyce. Opisano cechy każdej metody regulacji, w tym cechy motywacyjne każdego podejścia, zaprezentowano zalety i wady związane z każdym podejściem, a także uwarunkowania ekonomiczne, w ramach których konkretne podejście może być optymalnie zaimplementowane.

2.2.1. Praktyczne metody regulacji taryf – geneza

Historia regulacji cen przez władze publiczne w sektorach określanych w anglosaskim prawie zwyczajowym jako *affected with a public interest*, które później nazywano sektorami użyteczności publicznej (*public utility industries*), monopoli naturalnych czy sieciowymi, sięga końca XVIII w.²⁷²

Dla powstania i ewolucji współczesnych koncepcji i stosowanych w praktyce sposobów regulacji cen w tego rodzaju sektorach istotne znaczenie miały doświadczenia amerykańskie. Obejmują one najpierw przypadającą na XIX w. fazę poszukiwania instytucjonalnej formy regulacji cen. W tym okresie regulacja była bowiem sprawowana przez sądy powszechne, stanowe organy ustawodawcze, a później przez władze lokalne za pośrednictwem instrumentu koncesji. Mankamenty każdego z tych rozwiązań – w tym przede wszystkim niekompetencja, prymat polityki i względów społecznych nad przesłankami ekonomicznymi oraz brak skutecznych mechanizmów monitorowania i egzekwowania nakładanych na przedsiębiorstwa wymagań związanych z ochroną odbiorców przed praktykami monopolistycznymi – sprawiły, że zdecydowano się na utworzenie odrębnych, wyspecjalizowanych organów władzy regulacyjnej w formie komisji regulacyjnych.

Wraz z ukształtowaniem się tego rodzaju instytucji regulacyjnych w USA rozpoczęła się trwająca do dziś dyskusja na temat pytania o sposób regulacji cen tam, gdzie ze względu na istnienie monopolu naturalnego nie istnieją przesłanki do zdania się na działanie sił rynkowych. Jednak wraz z rozwojem instytucjonalnym regulacji sektora przedsiębiorstw użyteczności publicznej w USA nie szedł w parze rozwój aplikacyjny teoretycznych koncepcji, metod i instrumentów regulacyjnych przedsiębiorstw monopolistycznych. Bardzo ciekawa wydaje się więc konstatacja P.L. Joskowa, który w ramach swoich badań przywoływał dowody na to, że w USA taryfy nie były w zasadzie opracowywane na podstawie sformalizowanych zasad teoretycznych ustalania cen, takich jak podejście Ramseya-Boiteux, podejście do ustalania cen szczytowych czy podejście nieliniowe do ustalania cen²⁷³.

Z dzisiejszej perspektywy w procesie kształtowania się koncepcji regulacji cen należy wyróżnić dwa etapy. Cezurą w tym procesie jest – przypadające na ostatnie

²⁷² Istotny wkład w prezentację zasad regulacji rynku na przykładzie handlu międzynarodowego wniósł P. Ashley, który opisał kształtowanie się taryf i cel w Niemczech, w Stanach Zjednoczonych i we Francji od czasów Rewolucji Francuskiej (1789–1799) 1910 r., P. Ashley, wyd. cyt.

²⁷³ P.L. Joskow, *Regulation of natural...*, s. 1298.

dwie dekady XX w. – przystąpienie do liberalizacji sektorów sieciowych. W okresie poprzedzającym liberalizację wykształciły się dwie główne koncepcje regulacji cen. Pierwsza, znana pod nazwą regulacji stopy zwrotu (*rate of return regulation*), rozwijana była głównie na gruncie amerykańskim i odnosiła się – co ma tu znaczenie – do regulacji przedsiębiorstw prywatnych. Druga koncepcja, odwołująca się do idei kosztów krańcowych (*marginal cost pricing*), zyskała duże zainteresowanie w tych krajach europejskich, gdzie przedsiębiorstwa w sektorach sieciowych były własnością władz publicznych i w których nie istniała zinstytucjonalizowana regulacja sektorowa²⁷⁴.

2.2.2. Regulacja stopy zwrotu

Regulacja stopy zwrotu uważana jest w ujęciu historycznym za najważniejsze podejście do regulacji cen w sektorze użyteczności publicznej i jest nadal stosowana w wielu jurysdykcjach, w szczególności przez centralne i federalne instytucje regulacyjne w USA.

Główne założenia

Podejście stopy zwrotu może być różnie wyrażane, ale najbardziej zunifikowana formuła prezentuje się następująco:

$$R = \text{OPEX} + s(\text{stawka podstawowa}), \quad (2.12)$$

gdzie:

- R – całkowity przychód regulowany, jaki przedsiębiorstwo uzyskuje w ramach działalności koncesjonowanej,
- OPEX – *operating expenditures*, koszty operacyjne związane ze świadczeniem działalności koncesjonowanej, w tym koszty amortyzacji i podatków nieskarbowych (np. podatek od nieruchomości), które w większości jurysdykcji są w całości alokowane do taryfy,
- stawka podstawowa – wartość zainwestowanego kapitału przedsiębiorstwa (często interpretowana jest jako poziom kapitału akcyjnego pomniejszony o skumulowaną amortyzację)²⁷⁵,
- s – dozwolona lub bardziej z perspektywy regulatora – „uczciwa” stopa zwrotu. Stopa zwrotu powinna być na takim poziomie, aby przychody przedsiębiorstwa zrównały się z jego kosztami, tak aby zysk ekonomiczny wynosił zero.

Główną ideą regulacji stopy zwrotu jest zapewnienie przedsiębiorstwu możliwości odzyskania wszystkich kosztów związanych z świadczeniem usług działalności konce-

²⁷⁴ A.T. Szablewski, *Geneza i rozwój...*, s. 513, 514.

²⁷⁵ Kapitał akcyjny to skumulowana ilość akcji zwykłych i uprzywilejowanych, które spółka wyemitowała zgodnie z jej obowiązującym statutem.

sjonowanej (regulowanej), w tym dopuszczalnej stopy zwrotu z aktywów technologicznych związanych wprost z realizacją działalności koncesjonowanej (regulowanej)²⁷⁶.

W efekcie, zgodnie z tym podejściem, regulacja powoduje ograniczenie całkowitych przychodów przedsiębiorstwa do takiego poziomu, aby pokrywały jego całkowite koszty, a wynikający z tego zysk ekonomiczny wynosił zero. Jedynym wymogiem tego podejścia jest więc takie ustalenie cen, aby całkowity przychód uzyskany ze świadczenia usług pokrywał całkowite koszty, które obejmują także godziwą stopę zwrotu z inwestycji (regulowanych)²⁷⁷. Chociaż omawiane podejście wydaje się proste co do zasady, w praktyce każdy komponent prezentowanej formuły podlega analizie i negocjacom z organem regulacyjnym.

W USA proces ustalania stawek taryfowych jest regulowany przez przepisy proceduralne i sądowe. Ogólny proces przeprowadzania przesłuchań w sprawie zatwierdzenia stawek taryfy jest określony w ustawie o postępowaniu administracyjnym (The Administrative Procedures Act) z 1946 r., podczas gdy orzeczenia sądowe ustanawiały zasady materialne, istotne dla regulacji taryf.

Do najważniejszych wśród ustanowionych przez sąd zasad można zaliczyć prawo przedsiębiorstwa regulowanego do sprawiedliwego zwrotu z aktywów, które wykorzystuje do zapewnienia bezpieczeństwa i pożytku publicznego, zasadę mówiącą, że ustalanie stawek sprawiedliwych i rozsądnych wiąże się z równoważeniem interesów inwestora i interesów konsumentów oraz że przedsiębiorstwu należy zapewnić możliwość odzyskania kosztów związanych z wypełnieniem zobowiązań z tytułu świadczenia usług, ale tylko do poziomu nie większego niż jest to konieczne do wywiązania się ze zobowiązań.

Warto podkreślić, że w pierwszej fazie powstawania amerykańskiej metodologii regulacji cen najważniejszą rolę odegrał Sąd Najwyższy. W kolejnych wyrokach wydawanych w sprawach dotyczących legalności (zgodności z amerykańską konstytucją) podjętych przez regulatorów decyzji cenowych rozstrzygnięte zostały trzy kwestie, które składały się na fundament modelu amerykańskiej regulacji cen.

Po pierwsze, stwierdzono, odwołując się do brytyjskiego prawa zwyczajowego, zasadność regulacji cen przez organ publiczny w odniesieniu do tych rodzajów działalności gospodarczej, które mają duże znaczenie z punktu widzenia interesu publicznego (*affected with a public interest*) i do której w pierwszej kolejności zaliczono sektory odznaczające się atrybutem monopolu naturalnego.

Po drugie, określono ogólną zasadę regulacji cen wyrażoną jako *fair rate on fair capital*. Według tej zasady za konstytucyjną uznano cenę, która zapewnia rozsądny poziom stopy zwrotu (*fair rate of return*) od rozsądnie policzonego kapitału (*fair value*

²⁷⁶ Celowo w tym przypadku wspomniano o aktywach technologicznych, ponieważ np. w ramach polskiej jurysdykcji regulator niechętnie uznaje za aktywa stanowiące podstawę do ustalenia wartości regulowanej aktywów obiekty kubaturowe, czyli np. budynki biurowe, które przedsiębiorstwa energetyczne zakupiły lub zbudowały na potrzeby własne.

²⁷⁷ W tym przypadku także świadomie podkreśla się fakt, że budżet inwestycyjny, czyli CAPEX (*capital expenditures*) również jest akceptowany przez regulatora.

of capital) udostępnionego przez prywatnego inwestora do prowadzenia działalności podlegającej regulacji.

Po trzecie, doprecyzowano rozumienie rozsądnej stopy zwrotu jako alternatywnego kosztu kapitału, czyli stopy zwrotu możliwej do uzyskania przez inwestorów w innych sektorach, w których występuje porównywalny poziom ryzyka²⁷⁸. Stąd ważnym elementem w podejściu regulacyjnym stosowanym w USA jest element stopy zwrotu zwany także „przypadkiem stopy” (*rate case*), który ustalany jest w ramach publicznego procesu administracyjnego, gdzie odpowiednia komisja regulacyjna rozważa, czy taryfy przedsiębiorstwa generujące pośrednio zwrot dla inwestora powinny zostać skorygowane (przeważnie w górę).

W większości przypadków proces rozpoczyna się od wniosku przedsiębiorstwa ubiegającego się o podwyżkę taryfy do organu regulacyjnego i przebiega w dwóch etapach – najpierw określa się poziom uzasadnionego przychodu regulowanego dla przedsiębiorstwa, a następnie ustala się zestaw proponowanych stawek taryfowych dla różnych rodzajów produktów oraz różnych segmentów odbiorców. Podobnie jest w ramach polskiej jurysdykcji, gdzie operator systemu dystrybucyjnego gazu – Polska Spółka Gazownictwa – ubiega się corocznie o taryfy dla dystrybucji gazu wysokometanowego, gazu zaazotowanego i gazu koksowniczego dla różnych segmentów odbiorców reprezentujących różną moc zamówioną, stąd zasadnicza staje się w tym przypadku segmentacja na odbiorców indywidualnych i korporacyjnych.

Jak wspomniano, pierwszy etap sprowadza się do określenia przez organ regulacyjny kosztów operacyjnych przedsiębiorstwa, możliwych do alokowania do taryfy, które zarazem stanowią podstawę do określenia przychodu regulowanego, na którego podstawie dokonuje się następnie kalkulacji stawek taryfowych. Ustalenie akceptowalnego poziomu prognozowanych kosztów na najbliższy okres zazwyczaj odbywa się przez porównanie do analogicznego poziomu kosztów z okresu poprzedniego.

Podobnie jest z ustaleniem akceptowalnego poziomu wartości netto aktywów (czyli aktywów skorygowanych o wartość umorzenia), na podstawie których przedsiębiorstwo aplikuje o uzyskanie oczekiwanego zwrotu z zainwestowanego kapitału.

Najważniejszym elementem w omawianym procesie jest ocena przez organ regulacyjny, czy struktura i poziom kosztów proponowanych przez przedsiębiorstwo do alokowania do taryfy są rozsądne i ustalone zgodnie z zasadą ostrożnej wyceny. Taka ocena racjonalności oparta na przeglądzie kosztów oraz na bazie analizy dostarczonych przez przedsiębiorstwo dokumentów prowadzona jest przez urzędników organu regulacyjnego.

Organ regulacyjny może dokonać skorygowania przeszacowanych lub niezasadnych jego zdaniem kosztów. Najlepszym przykładem braku akceptacji organu regulacyjnego dla wysokości i rodzaju kosztów jest polska jurysdykcja, gdzie regulator w przypadku operatorów systemów gazowniczych nie akceptuje w wielu przypadkach kosztów pracy wynikających z obowiązujących w przedsiębiorstwach regulowa-

²⁷⁸ A.T. Szablewski, *Geneza i rozwój...*, s. 516.

nych układów zbiorowych pracy zawieranych w imieniu pracowników przedsiębiorstwa między stroną społeczną (czyli związkami zawodowymi) a pracodawcą (czyli zarządem przedsiębiorstwa). W tym przypadku przedsiębiorstwa aplikują o zwrot kosztów wynagrodzeń przekraczających równowartość skumulowanych trzynastu pensji rocznych wszystkich zatrudnionych²⁷⁹, a także świadczeń na rzecz pracowników uwzględniających m.in. wydatki na zakup komercyjnych pakietów medycznych, pakietów związanych ze spędzaniem wolnego czasu przez pracowników (np. dostęp do obiektów sportowych, centrów rozrywki i kultury), wydatków na kursy i szkolenia niezwiązane bezpośrednio z podnoszeniem wymaganych przepisami kwalifikacji, koniecznych do pełnienia funkcji operatorskich.

Poważnym argumentem ze strony regulatora staje się w tym przypadku brak zasadności przeliczenia tego rodzaju kosztów na odbiorców różnych grup taryfowych, w tym podnoszona jest kwestia niezachowania zasad sprawiedliwości społecznej²⁸⁰. Z kolei regulator może zaakceptować wzrost danego rodzaju kosztów uzasadniony zwiększonym zakresem realizacji koncesjonowanych usług sieciowych (np. w wyniku wzrostu zakresu terytorialnego usług przedsiębiorstwa), wzrost kosztów związany z zastosowaniem nowej technologii podnoszącej bezpieczeństwo i jakość świadczonych usług, dokonać różnych korekt uwzględniających ewentualne przyszłe zmiany inflacji lub wszelkich oczekiwanych i wymiernych rezultatów działań redukujących koszty zgodnie z oczekiwaniem regulatora.

Kolejną ważną kwestią staje się określenie poziomu zwrotu z zaangażowanego kapitału, o którego wielkości decydują dwa elementy – wartość stopy procentowej odzwierciedlającej koszt pozyskania pieniądza (kapitału) na rynku finansowym oraz poziom majątku przedsiębiorstwa wykorzystywany do realizacji sieciowej działalności koncesjonowanej.

W przypadku stopy procentowej chodzi o koszt pozyskania kapitału z różnych źródeł, najczęściej zewnętrznych (obcych) i wewnętrznych (własnych) przedsiębiorstwa, który wykorzystywany jest przez przedsiębiorstwo do ustalenia uzasadnionego poziomu zwrotu z zaangażowanego w aktywa przedsiębiorstwa kapitału, do którego

²⁷⁹ Trzynasta pensja jest również wypłacana pracującym w sektorze publicznym, a także emerytom, nie budzi więc zastrzeżeń organu regulacyjnego taki poziom kosztów wynagrodzeń. Natomiast zaliczenie do budżetu płac przez przedsiębiorstwo regulowane tzw. nagrody z zysku (czternastej pensji) czy wynagrodzeń okolicznościowych, np. związanych z obchodzeniem świąt Kościoła powszechnego (skumulowana piętnasta pensja) – zdaniem polskiego regulatora nie znajduje uzasadnienia do zwrotu przedsiębiorstwu w taryfie.

²⁸⁰ Polski regulator wielokrotnie podnosił w ramach administracyjnego procesu uzgadniania taryfy, że obecni i przyszli klienci nie mogą ponosić tego typu kosztów niezwiązanych bezpośrednio z utrzymaniem przez operatora zdolności do realizacji działalności koncesjonowanej. Pojawiał się także argument, z którym trudno jest dyskutować, że np. klienci indywidualni niezatrudnieni w branży energetycznej, a zatrudnieni choćby w publicznym sektorze finansowanym z budżetu państwa, nie mają tak dużych przywilejów płacowych i zapłaconych, jakie gwarantują przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące pozycję monopolu – Gaz-System czy PSG na rynku sieciowych usług operatorskich i regazyfikacyjnych gazu ziemnego w Polsce.

odzyskania na godziwym poziomie ma prawo właściciel przedsiębiorstwa regulowanego.

Istnieją różne podejścia do oszacowania kosztu kapitału. W przypadku kapitału obcego koszt kapitału ustalany jest w oparciu o rzeczywisty koszt instrumentu finansowego, z którego skorzystało przedsiębiorstwo w celu pozyskania funduszy, np. kredytu bankowego, pożyczki, emisji obligacji korporacyjnych. W przypadku ustalenia kosztu kapitału własnego (*cost of equity*) przedsiębiorstwo najczęściej korzysta z takich formuł, jak CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) czy DGM (*Dividend Growth Model*), nazywany modelem Gordona. Najczęściej przedsiębiorstwo finansuje swoje aktywa za pośrednictwem różnych źródeł kapitału, zarówno własnego, jak i obcego, reprezentujących różny poziom kosztu pozyskania kapitału, a finansowanie nowych inwestycji najczęściej realizowane jest poprzez tzw. montaż finansowy – najlepszym odzwierciedleniem łącznego kosztu kapitału przedsiębiorstwa jest średni ważony koszt kapitału WACC (*Weighted Average Cost of Capital*).

W oparciu o doświadczenia praktyczne z wielu jurysdykcji w postępowaniach taryfowych przedsiębiorstwa regulowane najczęściej argumentują i przedstawiają dowody na to, że w ich przypadku wymagana jest wyższa stopa zwrotu z kapitału, podczas gdy organ regulacyjny argumentuje, że wymagana stopa zwrotu jest zbyt wysoka i nie jest zgodna ze zwrotami uzyskanymi z porównywalnych aktywów o podobnym poziomie ryzyka. Z tego powodu np. ważnym ograniczeniem prawnym stosowanym w USA jest konstytucyjny wymóg, aby każda stopa zwrotu stosowana w obrocie gospodarczym była uczciwa i sprawiedliwa. Takie podejście, jak już wspomniano, wynika z ugruntowanej w tradycji amerykańskiej zasady koncepcji regulacji *fair rate on fair capital*, która zobowiązywała regulatora do określenia w procesie postępowania taryfowego rozsądnej stopy zwrotu od rozsądnie określonej wartości kapitału, monitorowania rozmiaru osiąganego przez przedsiębiorstwa zysku i występowania z wnioskiem o przeprowadzenie ponownego postępowania taryfowego, w przypadku gdy zysk przedsiębiorstwa wykraczał poza granicę wyznaczoną przez przyjętą, dopuszczalną stopę zwrotu²⁸¹.

Aby lepiej zilustrować przywołaną zasadę, można przytoczyć dwie decyzje Sądu Najwyższego USA. W swojej decyzji z 1923 r. w sprawie *Bluefield Water Works and Improvement Co. przeciwko Komisji Usług Publicznych Wirginii Zachodniej* (*Public Service Commission of West Virginia*) Sąd Najwyższy Stanów Zjednoczonych stwierdził, że „przedsiębiorstwo użyteczności publicznej ma prawo do takich stawek, które pozwolą mu uzyskać zwrot z wartości nieruchomości, dedykowanych dla osiągnięcia wygody społeczeństwa równej tej, która może być uzyskana w tym samym czasie i w tej samej części kraju w ramach inwestycji w inne przedsiębiorstwa, cechujące się odpowiednim poziomem ryzyka działalności. Nie ma jednak konstytucyjnego prawa do zysków, takich jak realizowane lub przewidywane w wysoce rentownych przedsiębiorstwach lub przedsięwzięciach spekulacyjnych. Zwrot powinien być wystarczają-

²⁸¹ A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 125.

cy, aby zapewnić zaufanie do dobrej kondycji finansowej przedsiębiorstwa, powinien być odpowiedni w celu utrzymania obsługi jego zadłużenia kredytowego oraz powinien umożliwiać pozyskanie przedsiębiorstwu środków niezbędnych do prawidłowego wykonywania jego obowiązków publicznych²⁸².

Z kolei w swojej decyzji z 1944 r. w sprawie Federalnej Komisji ds. Energii (Federal Power Commission) przeciwko Hope Natural Gas Co. City of Cleveland Sąd Najwyższy USA ustalił zasadę, zgodnie z którą: „uczciwa stopa zwrotu to stopa, która powinna zapewniać właścicielowi kapitału własnego przedsiębiorstwa zwrot na poziomie współmiernym do zwrotu z inwestycji w inne przedsiębiorstwa o podobnym ryzyku. Ponadto zwrot ten powinien być wystarczający, aby zapewnić zaufanie do integralności finansowej przedsiębiorstwa, tak aby zagwarantować obsługę jego kredytu oraz przyciągnąć kapitał²⁸³”.

Drugim elementem niezbędnym w kalkulacji zwrotu z zaangażowanego kapitału jest poziom majątku wykorzystywany do realizacji sieciowej działalności koncesjonowanej. W tym przypadku regulator także może dokonać korekty wartości majątku, o elementy, które w jego opinii nie znajdują się w bezpośrednim związku z tworzeniem wartości dodanej przez majątek sieciowy przedsiębiorstwa. W przypadku majątku regulowanego przedsiębiorstwa kwestią istotną jest także właściwa metoda wyceny majątku. W tym przypadku regulator dysponuje różnymi, sprawdzonymi w praktyce metodami, takimi jak metoda kosztu historycznego (metoda najbardziej powszechna w jurysdykcji amerykańskiej) lub metoda wartości godziwej²⁸⁴. Te dwa elementy mają szczególne znaczenie w sektorze użyteczności publicznej, który jest sektorem wysoce kapitałochłonnym. Natomiast ciągle pojawiają się głosy ze świata nauki, że wspomniane instrumenty są cały czas niedoskonałe. Na przykład P.L. Joskow zauważa, że mimo postępu teoretycznego i empirycznego w dyscyplinie finansów metody stosowane do oszacowania kosztów kapitału przedsiębiorstwa objętego regulacją pozostają nadal „zaskakująco niewyrafinowane²⁸⁵”.

Jak wspomniano, w drugim etapie procesu uzgadniania taryfy dla przedsiębiorstwa regulowanego ustala się zestaw proponowanych stawek taryfowych dla różnych

²⁸² U.S. Supreme Court, *Bluefield Water Works v. Public Service Comm'n*, 262 U.S. 679 (1923), <https://supreme.justia.com/cases/federal/us/262/679/> (17.05.2021).

²⁸³ C. Decker, wyd. cyt., s. 106.

²⁸⁴ W przypadku polskiej praktyki gospodarczej i w oparciu o regulację ustawy o rachunkowości wskazuje się dwa podstawowe modele wyceny – model kosztu historycznego oraz model wartości godziwej. W przypadku międzynarodowych regulacji (MSR/MSSF) te dwa modele wyceny wskazywane są często jako alternatywne rozwiązania, o doborze których decyduje samo przedsiębiorstwo. Z przeprowadzonej przez M. Rówińską analizy wynika, że w odniesieniu do aktywów operacyjnych większość spółek publicznych notowanych w Polsce wykorzystuje wycenę w koszcie historycznym, z kolei aktywa inwestycyjne wyceniane są z użyciem obydwu modeli. Szerzej w M. Rówińska, *Koszt historyczny i wartość godziwa aktywów – analiza modeli wyceny na podstawie wybranych spółek notowanych na GPW w Warszawie*, „Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu” 2015, nr 390, s. 212–221.

²⁸⁵ P.L. Joskow, *Regulation of natural...*, s. 1297.

rodzajów produktów oraz różnych segmentów odbiorców. W sytuacji, w której przedsiębiorstwo świadczy tylko jedną usługę (a jest to sytuacja mało realna w praktyce), ustalanie stawek w oparciu o podejście regulacji stopy zwrotu (*rate of return regulation*) sprowadza się do kalkulacji stawek na bazie kosztu średniego danej usługi (*average cost pricing*).

Jednak w praktyce przedsiębiorstwa sieciowe użyteczności publicznej świadczą wiele usług, więc potencjalnie istnieje wiele różnych wektorów cenowych, które przyczyniają się do wypełnienia wymagania, aby całkowite przychody regulowane były na tym samym poziomie co uzasadnione do celów regulacyjnych całkowite koszty. Zatwierdzając strukturę cenową dla przedsiębiorstwa, organ regulacyjny akceptuje propozycję przedsiębiorstwa co do segmentacji klientów, zarówno indywidualnych, jak i przemysłowych, w zależności od poziomu zamówionej mocy (*ex ante*) lub historycznego poziomu wykorzystanej mocy lub wolumenu (*ex post*).

Organ regulacyjny zatwierdza taryfę na poziomie cen względnych, dlatego może to prowadzić do wystąpienia dyskryminacji cenowej oraz niewłaściwej alokacji kosztów na różne usługi przedsiębiorstwa. Z tego powodu skalkulowanie różnych stawek taryfowych dla różnych grup odbiorców musi mieć uzasadnienie i odzwierciedlenie w różnicy poziomu ponoszonych kosztów, związanych ze świadczeniem usługi na rzecz różnych kategorii klientów. W prawie wszystkich sektorach użyteczności publicznej istotny problem wiąże się z alokacją kosztów pośrednich²⁸⁶.

Decyzje dotyczące alokacji tej grupy kosztów podejmuje przedsiębiorstwo w oparciu o szczegółowo opisane w polityce rachunkowości przedsiębiorstwa metody podziału kosztów przy zastosowaniu odpowiednich kluczy podziałowych. Jak już wspomniano, stosowana metoda podziału tych kosztów na różne usługi i grupy klientów opiera się w każdym przypadku na podejściu pełnego rozłożenia kosztów na wszystkie zidentyfikowane nośniki kosztów (*fully distributed cost method*), tak aby nie występowały tzw. koszty osieroczone, czyli koszty nieprzypisane do nośnika lub miejsca powstawania kosztów.

Jednak konstrukcja taryf może również odzwierciedlać pewne motywacje polityczne, a nie ekonomiczne, zwłaszcza gdy na rynku występuje wzrost cen oraz kosztów i gdzie może pojawić się ze strony polityków chęć uniknięcia przenoszenia tych podwyżek na konkretne grupy konsumentów, którzy także mogą stanowić liczącą się grupę wyborców.

Ważnym aspektem metody regulacji stopy zwrotu, który odróżnia ją od metody regulacji pułapu cenowego (*price cap regulation*) jest to, że po zakończeniu formalnego procesu ustalania oraz akceptacji poziomu i struktury cen przez regulatora wszelkie korekty stawek w ramach metody *rate of return* będą wstrzymane, a ustalone stawki taryf będą zasadniczo obowiązywać do czasu zakończenia następnego procesu

²⁸⁶ Czyli w tym przypadku chodzi o koszty łączne i koszty wspólne, których charakterystykę przedstawiono już w niniejszym rozdziale.

ustalania stawek (realizowanego w ramach procesu administracyjnego). Oznacza to, że przedsiębiorstwo regulowane z sektora użyteczności publicznej nie jest w stanie samodzielnie zmieniać swoich cen, aby antycypować wszelkie zmiany w otoczeniu rynkowym lub dostosować się *ex post* do zmian w poziomie i strukturze kosztów oraz zmian popytu.

Zalety i wady metody regulacji stopy zwrotu

Zdaniem C. Listona jedną z kluczowych korzyści wynikających z zastosowania metody regulacji stopy zwrotu jest to, że teoretycznie daje ona organowi regulacyjnemu możliwość ustanowienia cen Ramseya-Boiteux lub innych nieliniowych struktur cenowych²⁸⁷. Inną ważną zaletą regulacji stopy zwrotu jest powiązanie ceny z kosztami działalności operacyjnej przedsiębiorstwa. W tym sensie ogranicza ona istotnie zakres cen monopolistycznych. Jednocześnie, ponieważ jest to metoda ustalania cen oparta na kosztach (inaczej zwana metodą *cost-plus*), zapewnia przedsiębiorstwu regulowanemu pokrycie kosztów w sytuacji, gdy ceny produktów i usług na rynku dynamicznie rosną. Zasadniczo zatem, zgodnie z prezentowaną formą regulacji, przedsiębiorstwo nie powinno ani generować nadmiernych strat, ani osiągać nadmiernych zysków.

Pod wieloma względami te argumenty stanowiły motywację państwa do rozwoju tego podejścia w USA w perspektywie historycznej, które za cel główny stawiało zrównoważenie interesów konsumentów (wyborców) i inwestorów dzięki zapewnieniu, że przedsiębiorstwa użyteczności publicznej będą w stanie odzyskać poniesione koszty, ale jednocześnie nie wykorzystają swojej pozycji monopolistycznej i tym samym nie osiągną nadmiernych zysków.

Co do zasady regulacja stopy zwrotu ma na celu zapewnienie utrzymania bezpośredniego związku pomiędzy uzasadnionymi zmianami struktury i poziomu kosztów a zmianami cen, co zabezpiecza przed sytuacją, w której ceny mogą istotnie odbiegać od kosztów zarówno w górę, jak i w dół przez dłuższy okres. Powyższe ogranicza ryzyko pogorszenia się stanu finansowego przedsiębiorstwa, a szczególnie jego płynności, ale także ogranicza możliwości przedsiębiorstwa osiągnięcia wysokich zysków przez długi okres. Sytuacja, w której przedsiębiorstwo objęte regulacją stopy zwrotu ma gwarancję odzyskania wszystkich uzasadnionych kosztów, może co do zasady mieć wpływ na utrzymanie oczekiwanego przez odbiorców poziomu jakości usług. Ponadto ten typ regulacji może stanowić zachętę do inwestowania w sektorze przedsiębiorstw użyteczności publicznej, ponieważ inwestorzy, mając zapewnienie o odzyskaniu kosztów operacyjnych przedsiębiorstwa i tym samym ograniczeniu ryzyka wygenerowania ujemnego wyniku finansowego w okresie objętym regulacją (tj. straty finansowej), otrzymują gwarancję odzyskania zainwestowanych kapitałów w ramach dywidendy.

²⁸⁷ C. Liston, *Price cap versus rate of return regulation*, „Journal of Regulatory Economics” 1993, vol. 5, no. 1, s. 27.

Zdaniem D.M. Newbery'ego regulacja stopy zwrotu może zabezpieczać przed niekorzystnymi dla przedsiębiorstwa skutkami postępu technologicznego w zamian za niższy, ale pewny zwrot z zaangażowanego kapitału dla inwestorów. Może to zwiększyć poczucie bezpieczeństwa przedsiębiorstwa i jego właścicieli, że będą w stanie odzyskać wydatki związane z inwestycjami długoterminowymi, obniżając ryzyko inwestycyjne i tym samym zwiększając zaufanie do organów państwa. Może to finalnie prowadzić do obniżenia dla przedsiębiorstwa kosztu kapitału zarówno własnego, jak i obcego²⁸⁸.

Kolejną zaletą metody stopy zwrotu, podnoszoną przez C. Listona, jest sam proces administracyjny prowadzony przez regulatora, który w ramach publicznego przesłuchania stron w sprawie aplikowania przedsiębiorstwa o zmianę stawek taryfowych, a w tym zmianę stopy zwrotu czy wysokości uzasadnionych kosztów alokowanych do taryfy, stwarza formalną okazję dla zainteresowanych, takich jak inwestorzy, grupy odbiorców lub pozarządowe grupy interesu publicznego, do przedstawienia swoich opinii na temat obecnych i proponowanych stawek oraz jakości usług²⁸⁹.

Jednakże, jak twierdzi C. Decker, formalny proces regulacyjny składający się z licznych przesłuchań w sprawie wysokości stawek może być nieelastyczny, powolny i kosztowny, co historycznie doprowadziło do zastosowania mniej formalnych podejść przez organy regulacyjne w USA, takich jak wynegocjowane porozumienia (*negotiated settlement*), zgodnie z którymi strony postępowania, czyli przedsiębiorstwo i jego odbiorcy, ustalają warunki zmiany stawek, unikając tym samym formalnego postępowania administracyjnego.

W ramach analizy ograniczeń omawianego podejścia należy zgodnie z zaleceniem C. Deckera dokonać odróżnienia czysto teoretycznego podejścia do regulacji stopy zwrotu od różnych, zmodyfikowanych form regulacji stopy zwrotu, które są stosowane w praktyce. Badacz ten twierdzi, że wiele krytycznych uwag na temat omawianego podejścia skierowanych jest pod adresem czysto teoretycznej wersji metody stopy zwrotu, a nie pod adresem wariantów tej metody stosowanych w praktyce, które z upływem lat zmodyfikowano, neutralizując tym samym wiele ograniczeń tego podejścia. W tym sensie niedociągnięcia tego podejścia można eskalować, zwłaszcza jeśli chodzi o porównywanie regulacji stopy zwrotu z innymi formami regulacji cen, takimi jak regulacja pułapu cenowego²⁹⁰.

Jedną z najważniejszych, podnoszonych wad podejścia do regulacji stóp zwrotu jest w istocie formuła „koszt plus”, zgodnie z którą dopuszczalne przychody regulowane są ściśle powiązane z kosztami przedsiębiorstwa, przez co przedsiębiorstwo ma słabą zachętę do podejmowania skutecznych działań w kierunku obniżania kosztów operacyjnych. Innymi słowy, ponieważ w ramach czystej formy regulacji stopy zwro-

²⁸⁸ D.M. Newbery, *Rate of return regulation versus price regulation for public utilities*, [w:] P. Newman (red.), *The new Palgrave dictionary of economics and the law*, Palgrave Macmillan, London, 2003, s. 3.

²⁸⁹ C. Liston, wyd. cyt., s. 27.

²⁹⁰ C. Decker, wyd. cyt., s. 109, 110.

tu, każdy wzrost rentowności przedsiębiorstwa związany z redukcją strony kosztowej zostanie automatycznie przełożony na obniżkę taryfy, przedsiębiorstwo nie ma w zasadzie motywacji w dążeniu do podnoszenia efektywności w drodze redukcji kosztów. Ponadto metoda regulacji stopy zwrotu ma także wpływ na działania innowacyjne przedsiębiorstwa, które może wykazać się ograniczoną chęcią do innowacyjności, ponieważ wszelkie korzyści wynikające z poprawy rentowności procesów są stosunkowo szybko przenoszone na odbiorców za pośrednictwem mechanizmu cenowego, minimalizując tym samym nadwyżkę dla przedsiębiorstwa.

W praktyce jednak opisany efekt zostaje złagodzony przez tzw. opóźnienie regulacyjne (*regulatory lag*), czyli rozbieżność czasową pomiędzy postępowaniami taryfowymi o zatwierdzeniem stawek²⁹¹. Jednak metoda regulacji stopy zwrotu krytykowana jest również jako podejście asymetryczne pod względem podziału ryzyka związanego ze zmianami poziomu i struktury kosztów, co stanowi poważne zagrożenie dla odbiorców wtedy zwłaszcza, gdy przedsiębiorstwo aplikuje o wzrost stawek w okresie wzrostu kosztów i rezygnuje z aplikowania w przypadku, kiedy koszty maleją.

Krytyka metody regulacji stopy zwrotu odnosi się także do specyfiki samego podejścia koszt plus oraz tego, że organ regulacyjny dysponuje ograniczonymi informacjami na temat kosztów przedsiębiorstwa. Może to stanowić dla przedsiębiorstwa zachętę do zawyżania poziomu aplikowanych kosztów i tym samym stawek taryfy, co jest równoznaczne z wprowadzeniem w błąd organu regulacyjnego. Natomiast zarzut, że metoda regulacji stopy zwrotu powoduje automatyczną alokację wzrostu kosztów na ceny, o których wzrost aplikuje przedsiębiorstwo, jest nieuzasadniony i odnosi się tylko do czysto teoretycznej wersji *rate of return*. Należy pamiętać, że standardowym działaniem organów regulacyjnych stosujących w praktyce metodę stopy zwrotu jest kontrola kosztów przedstawionych przez przedsiębiorstwo do zatwierdzenia, w tym ocena zasadności poziomu i rodzaju ponoszonych kosztów.

Pojawiły się również liczne zarzuty dotyczące sposobu stosowania regulacji stopy zwrotu w praktyce. Jedną z takich opinii krytycznych głosi, że podejście to nie zachęca do ustalania efektywnych struktur cenowych. Kolejną krytyką jest to, że regulacja stopy zwrotu skutkuje nadmiernie wysokimi zyskami dla przedsiębiorstw. W innym przypadku, gdy przedsiębiorstwo konkurencyjne wchodzi do sektora, brak elastyczności w ustalaniu cen bez konieczności odbycia całej procedury regulacyjnej w sprawie nowych stawek może istotnie ograniczyć zdolność zasiedziałego przedsiębiorstwa do odpowiedniego reagowania na działania konkurencji w zakresie cenowym.

Zarzuca się także tej formie regulacji wysokie koszty administracyjne, szczególnie związane z długotrwałym i złożonym procedowaniem, które mają zazwyczaj charak-

²⁹¹ W ramach metody regulacji stopy zwrotu opóźnienie jest często endogeniczne. Organ regulacyjny lub przedsiębiorstwo użyteczności publicznej mogą wystąpić o przegląd stawek w ramach postępowania regulacyjnego, jeśli zyski są postrzegane jako nadmierne (w opinii regulatora) lub zbyt niskie (w opinii przedsiębiorstwa). Niepewność co do długości opóźnienia może stanowić więc zachętę do ograniczania kosztów, Body of Knowledge on Infrastructure Regulation, *Regulatory lag*, b.d., <https://regulationbodyofknowledge.org/glossary/r/regulatory-lag/>.

ter sporny, i dlatego procedura ta wymaga licznych i kosztownych opinii biegłych ekspertów²⁹². Ponadto podejście to w warunkach istotnej asymetrii informacyjnej zmusza regulatora do podjęcia próby empirycznej oceny decyzji operacyjnych i inwestycyjnych przedsiębiorstwa, w tym racjonalności poziomu i struktury kosztów operacyjnych wykonanych i prognozowanych²⁹³.

Prawdopodobnie najbardziej znana, krytyczna opinia pod adresem regulacji stopy zwrotu związana jest z pracą H. Avercha i L.L. Johnsona²⁹⁴, a dokładnie stała się znana jako „efekt A-J”. Analiza tych badaczy opierała się na założeniu²⁹⁵, w ramach którego przedsiębiorstwo produkuje jeden produkt (*output*) przy wykorzystaniu dwóch strumieni nakładów (*inputs*) – kapitału i pracy, gdzie każdy nakład dostępny jest po stałej cenie za jednostkę w nieograniczonych ilościach. Ograniczenie regulacyjne (*regulatory constraint*) polega tylko na ustaleniu uczciwej stopy zwrotu (*fair rate of return*). Przedsiębiorstwo jest zatem w stanie swobodnie dążyć do maksymalizacji zysku bez ingerencji regulacyjnej w zakresie ustalania poziomu nakładów produkcyjnych, wolumenu produkcji oraz ceny, pod warunkiem, że mieszczą się one w ograniczeniu regulacyjnym.

Jak zauważa jeden z pierwszych i głównych krytyków tradycyjnej metody regulacji P.L. Joskow²⁹⁶, wyniki zależą od ekstremalnej asymetrii informacji między przedsiębiorstwem regulowanym a regulatorem. Jest to model, w którym regulator nie ma wiedzy o strukturze i poziomie kosztów przedsiębiorstwa oraz popycie, wyznacza więc dozwoloną jego zdaniem stopę zwrotu, a przedsiębiorstwo stara się w tych warunkach wygenerować jak największą efektywność. Co ważne, w omawianej sytuacji nie występuje również opóźnienie regulacyjne, a koszty i popyt nie zmieniają się w czasie²⁹⁷.

Przyjmując opisane założenia, H. Averch i L.L. Johnson doszli do wniosku, że jeżeli przedsiębiorstwo jest tylko ograniczone przez regulatora „sprawiedliwą” stopą zwrotu, może dążyć do swobodnego kreowania nakładów produkcyjnych w zakresie kapitału i siły roboczej w celu maksymalizacji zysków. W szczególności przy założeniu, że organ regulacyjny ustala dozwoloną stopę zwrotu dla przedsiębiorstwa (tj. „sprawiedliwą” stopę zwrotu) na poziomie większym niż rzeczywisty koszt kapitału, przedsię-

²⁹² W największym zakresie dotyczy to procedury regulacyjnej w ramach jurysdykcji amerykańskiej.

²⁹³ C. Decker, wyd. cyt., s. 112.

²⁹⁴ H. Averch, L.L. Johnson, *Behavior of the firm under regulatory constraint*, „American Economic Review” 1962, vol. 52, no. 5, s. 1052–1069.

²⁹⁵ Przytoczone założenie sprecyzowali w swojej pracy W.J. Baumol i A.K. Klevorick, *Input choices and rate of return regulation: an overview of the discussion*, „The Bell Journal of Economics” 1970, vol. 1, no. 2, s. 162–190.

²⁹⁶ Zagadnienie krytyki regulacji stopy zwrotu ma odzwierciedlenie w bogatej literaturze przedmiotu. Jednym z pierwszych znaczących opracowań w tym zakresie był artykuł właśnie P.L. Joskova, *The determination of the allowed rate of return in a formal regulatory hearing*, „The Bell Journal of Economics” 1972, vol. 3, no. 2, s. 632–644.

²⁹⁷ Tenże, *Regulation of natural...*, s. 1300.

biorstwo będzie dążyć do wykorzystania zbyt dużej wartości kapitału w stosunku do wartości siły roboczej dla danego poziomu produkcji, to znaczy pojawi się nieefektywna relacja kapitału do siły roboczej dla tego poziomu produkcji.

Główną implikacją powyższego jest wniosek, że produkcja przedsiębiorstwa mogłaby być realizowana przy znacznie niższych kosztach, gdyby wykorzystano większą wartość siły roboczej i mniejszą kapitału. Krótko mówiąc, „efekt A-J” dotyczy potencjalnego odchylenia w zakresie ustalonej przez regulatora stopy zwrotu w relacji do kapitału oraz innych nakładów produkcyjnych, takich jak siła robocza. Należy jednak pamiętać, że uczciwa stopa zwrotu jest w tym przypadku wyższa od kosztów kapitału. W istocie, jeżeli uczciwa stopa zwrotu byłaby równa kosztom kapitału, to przedsiębiorstwo nie osiągnęłoby zysku.

Praca H. Avercha i L.L. Johnsona miała duży wpływ na rozwój dyscypliny, jaką jest ekonomia regulacyjna, i zainspirowała do dalszych badań nad „efektem A-J”. Jednym z ważnych osiągnięć w tym zakresie było zbadanie skutków wprowadzenia do ram analitycznych A-J opóźnienia regulacyjnego przed dostosowaniem cen do poziomu generowanych kosztów oraz wprowadzenie efektu niepewności, który wynika z braku wiedzy przedsiębiorstwa w zakresie spodziewanego zysku, jaki będzie w stanie osiągnąć przy różnych wariantach struktury i poziomu nakładów produkcyjnych.

Głównym wkładem pracy H. Avercha i L.L. Johnsona oraz kolejnych prac skupiających się na rozszerzeniu modelu analitycznego A-J była konkluzja, że regulacje same w sobie mogą tworzyć zachęty dla przedsiębiorstw do kształtowania nieefektywnego procesu produkcyjnego. Prace w tym zakresie zapewniły przede wszystkim ramy analityczne, dzięki którym można było zbadać wpływ różnych ograniczeń regulacyjnych na zachowania przedsiębiorstw regulowanych²⁹⁸.

Zdaniem A.T. Szablewskiego, H. Averch i L.L. Johnson wskazali na nieuniknioną, ich zdaniem, w ramach modelu A-J skłonność przedsiębiorstw do realizowania strategii nadmiernych inwestycji w infrastrukturę wytwórczą i sieciową, oraz nadmiernego podnoszenia jakości (tzw. *gold plating*)²⁹⁹, a co za tym idzie, również i cen. Skłonność ta (określana w literaturze przedmiotu jako „efekt A-J”) prowadziła w istocie do nieefektywnej ekonomicznie substytucji czynnika pracy przez kapitał. Według obu autorów wykształcenie się tego rodzaju strategii było wynikiem istnienia ograniczeń informacyjnych po stronie regulatora, które uniemożliwiały mu dokładną kalkulację wszystkich składników cenotwórczych, oraz wynikającej stąd obawy, aby nie narazić się na zaskarżenie jego decyzji do sądu, gdyby zatwierdzona przez niego cena nie zapewniała rozsądnej stopy zwrotu. Z powodów asekuracyjnych regulator wolał więc akceptować wyższy poziom cen, co oznaczało, że uzyskiwana przez przedsiębiorstwa regulowane stopa zwrotu przewyższała stopę rynkową (koszt kapitału). A zatem

²⁹⁸ C. Decker, wyd. cyt., s. 111.

²⁹⁹ W tym przypadku chodzi o nieuzasadnione podnoszenie standardu obsługi do poziomu, który ze względu na wynikający stąd wzrost kosztów ponoszonych przez odbiorców nie zostałby przez nich zaakceptowany, gdyby tylko mieli możliwość wyboru w zakresie kombinacji ceny i jakości.

wzrost inwestycji w sektorach regulowanych przynosił większy zysk niż w przypadku inwestycji realizowanych w sektorach rynkowych³⁰⁰.

Drugi ważny kierunek krytyki regulacji stopy zwrotu wynikał z istotnej zmiany, jaka dokonała się w zakresie rozumienia pojęcia efektywności. Bardzo istotną rolę odegrał tu artykuł H. Leibensteina³⁰¹, który rozszerzył pojęcie efektywności o nowy wymiar. Badacz ten wskazał na istnienie ważniejszego z punktu widzenia rozmiaru kosztów ponoszonych przez odbiorców wymiaru efektywności. Punktem wyjścia do jego zdefiniowania było pojęcie nieefektywności X, której istnienie uwarunkowane jest dwoma czynnikami – własnością publiczną przedsiębiorstw oraz brakiem silnej presji konkurencji rynkowej. Wystąpienie obu lub jednego z tych czynników skutkuje bowiem brakiem dostatecznej motywacji kierownictwa przedsiębiorstw do podejmowania proefektywnościowych działań, które byłyby zorientowane na wykorzystanie wszystkich wewnętrznych rezerw obniżki kosztów prowadzenia działalności podlegającej regulacji. Stąd też wyróżniony przez H. Leibensteina wymiar efektywności określany był później w literaturze ekonomicznej jako efektywność menedżerska.

Bardzo ważnym głosem krytycznym w zakresie użyteczności metody stopy zwrotu była krytyka twórcy regulacji bodźcowej S.C. Littlechilda, który, powołując się na praktykę amerykańskiej regulacji stopy zwrotu, stwierdził, że przyznanie regulatorom szerokich uprawnień do pozyskiwania i analizy informacji oraz dużego zakresu uznaniowości w zatwierdzaniu struktury taryf i stopy zwrotu sprawiło, że rezultatem nie było obniżenie siły monopolu, ale wręcz odwrotnie – jego umocnienie, które wyrażało się zniekształceniem bodźców inwestycyjnych oraz brakiem zainteresowania przedsiębiorstw poprawą efektywności oraz innowacyjności³⁰².

S.C. Littlechild nie był jednak pierwszym badaczem, który zidentyfikował braki w podejściu do regulacji stopy zwrotu i postulował wprowadzenie do praktyki regulacyjnej metod wyzwalających w przedsiębiorstwach regulowanych bodźce do działań proefektywnościowych. Badacze w USA od początku lat 70. XX w. sugerowali potrzebę stworzenia mechanizmu wykorzystującego zachęty dla przedsiębiorstw z sektora użyteczności publicznej w celu poprawy jego efektywności i jakości obsługi odbiorców. W.J. Baumol i A.K. Klevorick w swojej publikacji z 1970 r. doszli do wniosku, że regulacja stopy zwrotu, stosowana w sposób nieelastyczny, może wyeliminować wszelkie korzyści finansowe dla przedsiębiorstwa z działań efektywnościowych i proinnowacyjnych³⁰³.

³⁰⁰ A.T. Szablewski, *Geneza i rozwój...*, s. 518, 519.

³⁰¹ H. Leibenstein, wyd. cyt.

³⁰² P. Carpenter, C. Lapuerta, *A critique of light-handed regulation: the case of British Gas February 1999*, „Northwestern Journal of International Law & Business” 1999, vol. 19, no. 3, s. 483, cyt. za: A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 25.

³⁰³ W.J. Baumol, A.K. Klevorick, wyd. cyt., s. 189.

Kierunki rozwoju regulacji stopy zwrotu

Pomimo długiej historii i powszechnego stosowania metody stopy zwrotu w praktyce regulacyjnej kształtowania cen, od lat 80. XX w. metoda ta ma coraz gorszą reputację w debatach akademickich i politycznych. Przyczyny tego zjawiska można upatrywać we wprowadzeniu do praktyki różnych form rozwiązań regulacyjnych opartych na zachętach przedsiębiorstwa do podnoszenia efektywności. Ponadto w jurysdykcjach, w których stosowało się metodę regulacji stopy zwrotu, zwłaszcza w Ameryce Północnej, dokonano różnych działań na rzecz poprawy efektywności (*performance improvement*) przedsiębiorstw regulowanych.

Należy jednak podkreślić, że w ciągu lat stosowania tej metody w praktyce pojawiła się refleksja, że „czysta” regulacja stopy zwrotu, w której ceny są automatycznie dostosowywane do fluktuujących kosztów, a następnie wszystkie koszty są automatycznie alokowane do stawek taryfowych i zatwierdzone przez organ regulacyjny bez jakiegokolwiek formy weryfikacji czy audytu – nie istnieje. Systemy regulacyjne oparte na stopie zwrotu stosowane w praktyce mają pewne opóźnienia pomiędzy zmianami kosztów a zmianami cen, co może stworzyć zachęty dla przedsiębiorstwa do podnoszenia efektywności³⁰⁴. Generalnie jednak właściwości motywacyjne tego podejścia są uważane za słabe z natury, co doprowadziło w ostatnich dziesięcioleciach do skoncentrowania się badaczy i praktyków na alternatywnych podejściach do regulacji cen o silniejszych właściwościach motywacyjnych.

Koncepcja nieefektywności X H. Leibensteina odegrała ważną rolę w zidentyfikowaniu podstawowej słabości regulacji stopy zwrotu i otworzyła drogę do wykształcenia się nowego trendu w regulacji ekonomicznej, w którym kluczową rolę odgrywało założenie, że regulacja powinna wyzwalać w przedsiębiorstwach oddolne bodźce proefektywnościowe i stąd też ten rodzaj regulacji zaczęto określać mianem regulacji bodźcowej (*incentives regulation*)³⁰⁵.

2.2.3. Regulacja pułapu cenowego

Termin „regulacja pułapu cenowego” (*price cap regulation*) jest także używany jako synonim terminu „regulacja motywacyjna” (*incentive regulation*), jak się powszechnie uznaje, wszystkie podejścia regulacyjne, w tym także opisywaną regulację stopy zwrotu, zalicza się do systemów zachęt do kreowania pożądaných zachowań gospodarczych.

³⁰⁴ P.L. Joskow w swojej pracy z 1973 r. zauważył, że opóźnienia regulacyjne (*lag of regulation*) mogą trwać od sześciu miesięcy do roku, licząc od dnia złożenia wniosku o podwyżkę stawki przez przedsiębiorstwo do czasu podjęcia ostatecznej decyzji przez regulatora. W tym czasie firma musi nadal stosować obowiązujące stawki, przez co staje się beneficjentem w przypadku jakichkolwiek oszczędności kosztów, P.L. Joskow, *Pricing decisions of regulated firm: a behavioral approach*, „The Bell Journal of Economics” 1973, vol. 4, no. 1, s. 118–140.

³⁰⁵ A.T. Szablewski, *Geneza i rozwój...*, s. 519.

W praktyce regulacja pułapu cenowego obejmuje wiele uregulowań, z których nie wszystkie mają charakter komplementarny względem siebie. Istotnym atrybutem metody regulacji pułapu cenowego jest to, że ceny, które przedsiębiorstwo regulowane pobiera za usługi sieciowe, nie są bezpośrednio powiązane z kosztami działalności operacyjnej w określonym przedziale czasowym. Ta cecha skutecznie przenosi część ryzyka związanego ze zmiennością kosztów co do struktury i poziomu z konsumentów na przedsiębiorstwo regulowane.

Takie podejście często jest postrzegane jako tzw. naśladowanie rynku konkurencyjnego (*mimicking a competitive market*), na którym producenci nie mogą wpływać bezpośrednio na cenę rynkową, a jedynym sposobem na zwiększenie zysków jest obniżenie kosztów. Podejście to jest obecnie dominującą formą regulacji cen stosowaną w wielu sektorach użyteczności publicznej głównie w Europie, w Australii i w Nowej Zelandii.

Geneza metody

Prezentując genezę metody pułapu cenowego, warto przypomnieć o dokonanej w USA na przełomie XIX i XX w. instytucjonalizacji regulacji ekonomicznej, w wyniku której powstały stanowe i federalne komisje regulacyjne, stanowiące odrębny, wyposażony w duży stopień autonomii w zakresie sprawowania nadzoru regulacyjnego rodzaj władzy publicznej. Odtąd tego rodzaju rozwiązanie instytucjonalne traktowane było przez amerykańskich zwolenników regulacji ekonomicznej jako najlepsze spośród stosowanych wcześniej.

Nie jest zatem dziwne, że dla tych środowisk głównym przedmiotem zainteresowania stało się poszukiwanie najlepszego mechanizmu regulacyjnego, którym powinien posługiwać się organ regulacyjny. Przez długi czas dominującą w tym zakresie koncepcją w amerykańskiej teorii i praktyce regulacyjnej była szczegółowo prezentowana w niniejszym rozdziale regulacja kosztowa, zwana regulacją stopy zwrotu, która przesądzała o sposobie, w jaki regulator sprawował nadzór na cenami.

Pogłębiająca się znajomość strukturalnych słabości mechanizmu regulacji stopy zwrotu doprowadziła do wykształcenia się koncepcji regulacji bodźcowej, która od początku lat 80. XX w. zaczęła być implementowana do praktyki regulacyjnej.

Warto także przypomnieć, że instytucjonalny wymiar regulacji stanowił istotny przedmiot dyskusji zainicjowanej we wczesnych latach 60. XX w. przez tę część amerykańskiego środowiska ekonomicznego, która w ramach prorynkowego, a więc krytycznego wobec interwencjonizmu państwowego podejścia, kontestowała na gruncie zarówno empirycznym, jak i teoretycznym potrzebę regulacji ekonomicznej.

Niewątpliwie bardzo istotną rolę w aktywizacji tego środowiska odegrali ekonomiści i prawnicy wywodzący się z uniwersytetu w Chicago³⁰⁶, którzy rozwinęli wspomnianą już w tej pracy koncepcję zawłaszczenia regulacji (*regulatory capture*),

³⁰⁶ Do najważniejszych przedstawicieli tzw. szkoły chicagowskiej tego krytycznego nurtu należy zaliczyć Stiglera, Peltzman i Bekera.

stanowiącą kluczowy element alternatywnego w stosunku do promowanego przez zwolenników regulacji ekonomicznej podejścia teoretycznego. O ile bowiem teoretyczną podstawą zwolenników regulacji ekonomicznej była teoria interesu publicznego (*public interest theory of regulation*), według której regulatorzy w swoich działaniach kierują się kryterium ochrony interesu publicznego zagrożonego istnieniem monopolu, o tyle jej przeciwnicy dowodzili, że bardziej realistyczną teorią regulacji jest teoria interesu prywatnego lub grupowego (*private interest theory of regulation*). Odwołując się do argumentów empirycznych, wskazywali, że organy regulacyjne z reguły realizują interesy którejs z grup interesariuszy regulacji, przy czym z różnych powodów najłatwiej zawłaszczanie regulacji przychodzi przedsiębiorstwom, które formalnie podlegają nadzorowi sprawowanemu przez danego regulatora³⁰⁷.

Wspomniany tu wątek kontestacji instytucjonalnego kształtu regulacji odegrał ważną rolę w tworzeniu intelektualnego klimatu ułatwiającego zapoczątkowanie w latach 80. XX w. procesu liberalizacji sektorów sieciowych. W ramach tego procesu dokonały się trzy rodzaje reform regulacyjnych, z których dwie były zgodne z duchem argumentacji wysuwanej przez sceptyków zinstytucjonalizowanej regulacji ekonomicznej. Były nimi stopniowa deregulacja ustalania cen w odniesieniu do tych części poszczególnych sektorów sieciowych, w których stwierdzono brak przesłanek występowania monopolu naturalnego, oraz reregulacja, czyli przejście do nowej formy administracyjnej regulacji cen określanej jako regulacja bodźcowa³⁰⁸.

Regulacja bodźcowa polega na tym, że zadaniem regulatora jest tworzenie warunków umożliwiających uruchomienie rynkowego typu zachowań przedsiębiorstw poddanych nadzorowi regulacyjnemu, dzięki którym następuje sprowadzenie kosztów działalności przedsiębiorstwa do poziomu kosztów ekonomicznie uzasadnionych, czyli takiego, jaki wymusiłaby presja rynku konkurencyjnego. Regulacja bodźcowa umożliwia przede wszystkim uruchamianie podażowej strony rynku³⁰⁹.

Uznany prekursorem i liderem w stosowaniu regulacji bodźcowej w Europie i na świecie była Wielka Brytania. Ten typ regulacji stał się kluczowym elementem rozpoczętego w 1983 r. w Wielkiej Brytanii programu rynkowych reform sektorów sieciowych. Szczególnie istotną rolę w procesie liberalizacji odegrały reformy brytyjskich sektorów – poczynając od telekomunikacji w 1984 r., gazownictwa w 1986 r., elektroenergetyki w 1990 r., a potem kolejnych sektorów sieciowych. Każdy z wdrażanych wówczas w Wielkiej Brytanii sektorowych programów reform zawierał trzy wspólne elementy: prywatyzację przedsiębiorstw sektora, wprowadzenie rynków konkurencyjnych oraz nowy model regulacji cen w formie pułapu cenowego stosowany w odniesieniu do tych rodzajów działalności, które z różnych względów prowadzone były nadal w warunkach monopolu chronionego przez regulatora.

Nowy model regulacji był traktowany przez promotorów brytyjskich reform jako przejaw radykalnego odejścia od regulacji stopy zwrotu ze względu na jej liczne

³⁰⁷ A.T. Szablewski, *Kolejny etap...*, s. 51.

³⁰⁸ A.T. Szablewski, *Geneza i rozwój...*, s. 519.

³⁰⁹ Tenże, *Kolejny etap...*, s. 52.

i poważne słabości, przy zachowaniu jednak oczywistego – biorąc pod uwagę dokonaną prywatyzację – wymogu, aby regulowane formułą pułapową przedsiębiorstwa były zdolne do sfinansowania działalności, w tym także kosztu kapitału³¹⁰.

W ramach implementacji regulacji bodźcowej początki stosowania regulacji pułapu cenowego należy powiązać z opiniotwórczym opracowaniem S.C. Littlechilda z 1983 r., rozważającego zalety i wady różnych systemów regulacyjnych, które potencjalnie mogłyby zostać zastosowane w przypadku przedsiębiorstwa British Telecom po zakończeniu procesu jego prywatyzacji³¹¹. S.C. Littlechild argumentował za koniecznością regulowania cen, a nie zysków, ponieważ uznał, że stanowi to większą zachętę do podnoszenia efektywności i realizacji innowacji niż regulacja stóp zwrotu.

Innym ważnym wkładem w rozwój regulacji bodźcowej był model I. Vogelsanga i J. Finsingera, który wykazał, że można wprowadzić ograniczenia regulacyjne, które mogłyby zmotywować firmę wieloproduktową do ustalania ekonomicznie efektywnych cen w konkretnym okresie³¹². Model ten jest postrzegany jako zbliżony do podejścia pułapu cenowego w ramach koszyka taryf (*the tariff basket price cap*), które po raz pierwszy zostało zastosowane przez przedsiębiorstwo British Telecom. Po implementacji metody pułapu cenowego przez rząd brytyjski do praktyki regulacyjnej w 1984 r. omawiane podejście w różnych formułach zostało powszechnie przyjęte na świecie. W Stanach Zjednoczonych, mimo że regulacja stóp zwrotu jest nadal stosowana, podejście oparte na pułapie cenowym zostało po raz pierwszy wykorzystane w sektorze telekomunikacyjnym w 1989 r. i jest obecnie często stosowane przez państwowe i stanowe komisje regulujące sektor użyteczności publicznej w obszarze telekomunikacji i energetyki. Jeżeli chodzi o pozostałe jurysdykcje, różne warianty metody regulacyjnej *price-cap* zastosowano w przedsiębiorstwach użyteczności publicznej, także głównie w sektorach telekomunikacyjnym i energetycznym³¹³.

Towarzyszący liberalizacji sektorów sieciowych proces zmian metod regulacji cen (reregulacji) w taki sposób, aby dopuszczając wzrost zysków, wyzwał w przedsiębiorstwach regulowanych bodźce proefektywnościowe, nawiązywał do stosowanych już 100 lat wcześniej, a później zapomnianych rozwiązań regulacyjnych określanych mianem *sliding-scaleplans*. Jak podaje M. Schmidt, po raz pierwszy zostało ono zasto-

³¹⁰ Tenże, *Geneza i rozwój...*, s. 516–518.

³¹¹ Rząd brytyjski zlecił S.C. Littlechildowi przygotowanie nowego rozwiązania regulacyjnego dla czekającego na prywatyzację brytyjskiego monopolisty telekomunikacyjnego British Telecom.

³¹² I. Vogelsang, J. Finsinger, *A regulatory adjustment...*

³¹³ Jeżeli chodzi o regulację *price-cap*, podejście to zastosowano w Wielkiej Brytanii – w sektorze energii elektrycznej, gazu, wodno-kanalizacyjnym, pocztowym, transportu kolejowego i lotniczego, w sektorze telekomunikacyjnym, w Australii – w sektorze energii elektrycznej, gazu, wodno-kanalizacyjnym i sektorze telekomunikacyjnym, w Irlandii i Francji – w sektorze gazowniczym, w Nowej Zelandii – w sektorze dystrybucji gazu i w sektorze telekomunikacyjnym, w Niemczech – generalnie w sektorze energetycznym, Cambridge Economic Policy Associates, *The use of RPI-X by other network industry regulators. Report for OFGEM*, 2009, <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2009/02/cepa-final-ofgem-report-270209.pdf>.

sowane w 1885 r. w Wielkiej Brytanii³¹⁴. Wpisano je do uchwalonej przez parlament brytyjski ustawy, która regulowała działanie przedsiębiorstwa wytwarzającego gaz do oświetlania. Przyjęte tam wówczas rozwiązanie dopuszczało możliwość wzrostu dywidendy pod warunkiem spadku cen gazu. Podobne rozwiązanie zostało zastosowane w 1893 r. w brytyjskim sektorze elektroenergetycznym, a na gruncie amerykańskim pojawiło się w 1906 r. Główną, choć nie wyłączną, przyczyną odejścia od tego rodzaju rozwiązań był występujący w późniejszych latach szybki wzrost inflacji.

W przeciwieństwie do realizowanej w USA strategii reregulacji, którą charakteryzowało wynikające z rozproszonej struktury organów regulacyjnych w tym kraju ogromne zróżnicowanie stosowanych metod regulacji cen, zaproponowana przez S.C. Littlechilda metoda regulacji pułapowej stała się standardowym elementem reform rynkowych w prywatyzowanych sektorach sieciowych w Wielkiej Brytanii³¹⁵. Zaproponowana przez tego badacza konstrukcja omawianej metody spełniała pięć kryteriów, które zdaniem autora mogły zapewnić sukces liberalizacji sektorów sieciowych. Do kryteriów tych S.C. Littlechild zaliczał³¹⁶:

- skuteczność w zakresie ochrony antymonopolowej, co oznaczało nie tylko zapobieganie podnoszeniu cen w celu zwiększania zysków (aspekt efektywności alokacyjnej), ale także ochronę odbiorców przed typową dla monopolistów biernością w zakresie poprawy efektywności menedżerskiej (kosztowej);
- zdolność do stymulowania innowacyjnych zachowań, co z kolei oznaczało wyjście poza statyczną, krótkookresową efektywność kosztową i niełatwe ze względu na istniejący tu konflikt stymulowanie także efektywności dynamicznej, wyrażającej się w zdolności do angażowania się w niezbędne inwestycje; miało to szczególne znaczenie w sektorze telekomunikacyjnym ze względu na niezwykle przyspieszenie tam postępu technologicznego;
- prostotę, ograniczenie do minimum dyskrecjonalności i wynikający stąd niski poziom kosztów regulacji oraz zmniejszenie niebezpieczeństwa zawłaszczenia regulacji;
- prokonkurencyjny charakter regulacji, co wynikało z przekonania, że regulacja chroni tylko przed najgorszymi przejawami zachowań monopolistycznych, jedynym zaś skutecznym środkiem ochrony odbiorców jest konkurencja; stąd też postrzegał on regulację tylko jako rozwiązanie przejściowe, stosowane do czasu, kiedy powstaną warunki dla skutecznego działania sił rynkowych;

³¹⁴ M. Schmidt, *Performance-based ratemaking: theory and practice*, Public Utilities Reports, Vienna, VA, 2000, s. 23, cyt. za: A.T. Szablewski, *Geneza i rozwój...*, s. 522.

³¹⁵ Oprócz Wielkiej Brytanii oraz USA omawiana metoda została zaimplementowana w ramach regulacji sektorów sieciowych w Australii, Nowej Zelandii, Meksyku, Panamie, Hondurasie, Belgii, Francji, Irlandii, we Włoszech, w Holandii i Japonii.

³¹⁶ R. Rees, J. Vickers, *RPI-X price regulation*, [w:] M. Bishop, J. Kay, C. Mayer (red.), *The regulatory challenge*, Oxford University Press, Oxford 1995, s. 359, cyt. za: A.T. Szablewski, *Geneza i rozwój...*, s. 523.

- przyjęcie pułapu cenowego miało zachęcić inwestorów i w ten sposób ułatwić oraz zwiększyć dochody z prywatyzacji przedsiębiorstw sieciowych; miało temu służyć nie tylko uwolnienie regulacji spod kurateli polityków, ale także nadanie regulacji cech, które miały determinować quasi-rynkowy sposób działania przedsiębiorstw.

Metodyka regulacji pułapu cenowego

Zaproponowana przez S.C. Littlechilda konstrukcja pułapu cenowego stanowiła prosty mechanizm regulacji pułapowej w postaci formuły RPI-X. Formułę tę można nazwać ruchomym pułapem dopuszczalnego poziomu średniej ceny lub całkowitych przychodów w przyjętym okresie regulacji, który w praktyce wynosił 3–5 lat³¹⁷. Najogólniej istota tego rozwiązania polega na przyjęciu formuły, która w założonym z góry okresie regulacyjnym określa, w oparciu o wskaźnik inflacji skorygowany o tzw. parametr X zwany parametrem efektywności, dopuszczalny pułap wzrostu cen w kolejnych latach danego okresu. Dopiero po upływie czasu obowiązywania danej formuły istnieje, w ramach tzw. procedury przeglądu cenowego, możliwość zmiany zarówno samej konstrukcji formuły, jak i wartości poszczególnych parametrów, tzn. poziomu ceny wyjściowej, współczynnika X oraz innych parametrów, które również włącza się do formuły. Mogą one dotyczyć np. automatycznej alokacji do taryfy ustalonych z regulatorem kosztów, takich jak amortyzacja czy podatki i opłaty nieskarbowe, straty sieciowe ujęte w ramach tzw. różnicy bilansowej³¹⁸, korekty formuły z tytułu nieprzewidzianych okoliczności³¹⁹. Formuła ta stanowiła w istocie pewien rodzaj kompromisu między dwoma wspomnianymi wcześniej teoretycznymi modelami regulacji cen i chociaż w praktyce stosuje się wiele wariantów regulacji pułapu cenowego, zunifikowana formuła tego podejścia znana jest i stosowana w Wielkiej Brytanii i innych krajach od lat 80. XX w. właśnie jako RPI-X.

Według A.T. Szablewskiego priorytetowym celem regulacji RPI-X były: po pierwsze, uruchamianie w przyjętym okresie regulacji bodźców wyzwalających proefektywnościową aktywność przedsiębiorstw regulowanych, przy zachowaniu warunków ochrony odbiorców przed nadmiernie wysokimi cenami, do czego służyło wyznaczenie ruchomego pułapu cen lub całkowitych przychodów, po drugie, zapewnienie odbiorcom częściowej (w wysokości określonej parametrem X) partycypacji w korzyściach wynikających z obniżki kosztów uzyskiwanej przez poszczególne przedsię-

³¹⁷ A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 24.

³¹⁸ W przypadku operatorów dystrybucyjnych gazu działających w Polsce różnica bilansowa stanowi różnicę między wolumenem gazu na wejściu do systemu dystrybucyjnego a wolumenem gazu na wyjściu z systemu dystrybucyjnego, która to różnica generowana jest przez wykorzystanie gazu na własne potrzeby (np. potrzeby grzewcze) operatora albo straty technologiczne wynikające z nieszczelności gazociągów lub zużycia gazu w celu np. zagazowywania sieci dystrybucyjnej w ramach tzw. próby szczelności gazociągów (*pipe-line stress test*).

³¹⁹ A.T. Szablewski (red.), *Liberalizacja sektora energetycznego i telekomunikacyjnego*, „Monografie Instytutu Nauk Ekonomicznych PAN” nr 10, Elipsa, Warszawa 1998, s. 35.

biorstwa w kolejnych latach okresu regulacji oraz po trzecie przenoszenie na nich po zakończeniu okresu regulacji pozostałych korzyści wynikających z dokonanej w tym okresie redukcji kosztów. Regulacja typu RPI-X sprowadza się więc do zmiany sposobu, w jakim chroniony jest odbiorca przed zagrożeniem wynikającym z monopolistycznej pozycji przedsiębiorstwa.

W tym modelu regulacyjnym zadaniem regulatora było określenie w ramach procedury administracyjnej tzw. przeglądu cenowego – wysokości wyjściowej, obowiązującej w pierwszym roku okresu regulacji ceny, która następnie została zastąpiona kwotą łącznego przychodu regulowanego oraz parametru X . Podstawą do określenia wysokości wyjściowej ceny miało być założenie, że ma ona zapewnić przedsiębiorstwu pokrycie ponoszonych przez nie pełnych kosztów operacyjnych działalności koncesjonowanej, w tym kosztu kapitału³²⁰.

Zgodnie z podejściem RPI-X przedsiębiorstwo jest zobowiązane do zapewnienia, aby jego średni wzrost cen dla określonego koszyka usług nie przekraczał wzrostu stopy inflacji w całej gospodarce, określanego w oparciu o indeks cen detalicznych (*Retail Price Index* – RPI)³²¹ pomniejszony o określoną liczbę punktów procentowych (parametr X) znaną jako *offset*. Stąd formuła (2.13) może wyglądać następująco:

$$P^t = P^{t-1} \times (1 + \text{RPI} - X), \quad (2.13)$$

gdzie:

P^t – cena za usługi w ramach koszyka w okresie t ,

P^{t-1} – cena za usługi w ramach koszyka w poprzednim okresie $t - 1$,

RPI – znany i powszechnie stosowany ekonomiczny parametr poziomu inflacji,

X – współczynnik *offset*owy.

Jeśli więc dla przykładu cena w okresie $t - 1$ wynosiła 10 jednostek pieniężnych (j.p.), stopa inflacji w ramach danej gospodarki (RPI) wynosi 4%, a współczynnik X jest wyceniony przez regulatora na poziomie 5%, wtedy przedsiębiorstwo regulowane zobowiązane jest do obniżenia stawek taryfy za usługi w ramach świadczonego koszyka średnio o 1% w okresie t , co oznacza cenę w okresie t w wysokości 9,90 j.p.

W efekcie, zgodnie z prezentowanym podejściem, dopuszczalne zmiany taryf są możliwe do poziomu niepodlegającego kontroli przez przedsiębiorstwo, takiego jak stopa inflacji pomniejszona o kwotę określoną przez organ regulacyjny w ramach współczynnika X . Podczas gdy wartość współczynnika X jest często przyjmowana na stałym poziomie w każdym roku ustalonego okresu regulacyjnego (np. 5 % dla każdego roku w ramach pięcioletniego okresu regulacji taryf), w niektórych przypadkach regulatorzy w każdym roku kontroli taryf stosują inną wartość współczynnika X ³²².

³²⁰ A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 24.

³²¹ Indeks cen detalicznych jest miarą inflacji publikowaną co miesiąc przez urząd statystyczny danego kraju, który mierzy poziom zmiany kosztu nabycia reprezentatywnej próby sprzedawanych detalicznie towarów i usług.

³²² C. Decker, wyd. cyt., s. 114.

Jeżeli chodzi o inne spojrzenie na działanie prezentowanej metody, zastosowanie metody regulacji RPI-X skutkuje sytuacją, w której w kolejnych latach okresu regulacji ustalony dla pierwszego roku pułap cenowy albo pułap całkowitych przychodów, określane jako p_0 , dostosowuje się automatycznie. I tak dla drugiego roku wysokość tego pułapu p_1 określona była według wzoru (2.14):

$$p_1 = p_0 \times (1 + \text{RPI} - X), \quad (2.14)$$

przy czym parametr X mógł być jednakowy dla wszystkich lat przyjętego okresu regulacji lub też określany indywidualnie, a więc inny dla każdego roku.

Aktywność regulatora w okresie regulacji miała się więc ograniczać wyłącznie do monitorowania wysokości średniego poziomu ceny w poszczególnych latach okresu regulacji, a nie wysokości osiągniętych przez przedsiębiorstwo zysków. Te bowiem miały być rezultatami proefektywnościowego zaangażowania się przedsiębiorstw, które to rezultaty pojawiają się tylko wtedy, kiedy regulator w sposób wiarygodny zobowiązuje się do zachowania postawy neutralności (braku ingerencji) wobec wysokości tych zysków.

Zakończenie okresu regulacji, który najczęściej trwał 5 lat, oznacza wejście w fazę regulacji charakterystycznej dla modelu regulacji stopy zwrotu. W tym okresie regulator reparametryzuje formułę regulacyjną, tzn. ustala nowy poziom ceny wyjściowej lub rozmiar przychodów oraz wartość parametru X . Procedura ustalania nowego poziomu ceny wyjściowej wymaga uwzględnienia zmian kosztów, które dokonały się w okresie regulacji, w taki sposób, aby uczynić odbiorców beneficjentami poprawy efektywności kosztowej. A zatem nowa cena wyjściowa jest już zgodna z kryterium efektywności alokacyjnej, tzn. ustalana jest na poziomie pełnych, ekonomicznych kosztów, co oznacza sprowadzenie stopy zwrotu do poziomu kosztu kapitału³²³.

Kluczowym aspektem regulacji pułapu cenowego, który odróżnia go od czystej formy regulacji stopy zwrotu (*pure rate of return regulation*) jest brak korelacji pomiędzy zmianami średnich stawek taryfowych a zmianami kosztów podlegających kontroli w ramach ustalonego okresu regulacji.

W większości jurysdykcji w standardowym okresie regulacyjnym, który zwykle wynosi 3–5 lat, przedsiębiorstwo nabiera motywacji do poprawy rentowności, a przede wszystkim optymalizacji kosztowej, ponieważ z tego tytułu zatrzymuje wszelkie korzyści finansowe. Jest to pewien rodzaj kompromisu, w ramach którego limit cenowy gwarantuje stabilizację stawki taryfowej na poziomie oscylującym wokół poziomu kosztów, co w konsekwencji gwarantuje stabilizację w osiąganiu korzyści finansowych dla przedsiębiorstwa w postaci zysków, na poziomie nieodbiegającym przez zbyt długi okres od poziomu postulowanego przez regulatora. Jeżeli jednak okres pomiędzy przeglądami regulacyjnymi jest zbyt krótki, np. wynosi tylko

³²³ A.T. Szablewski, *Geneza i rozwój...*, s. 524.

rok, tak jak w przypadku polskiego sektora przesyłu, dystrybucji i magazynowania gazu, będzie on działał w taki sam sposób jak regulacja stóp zwrotu i może zmniejszyć motywację przedsiębiorstwa do poszukiwania efektywności kosztowej.

Konkludując: obowiązywanie krótkiego okresu pułapu cenowego może być uzasadnione tylko w przypadku znacznej niepewności co do poziomu i struktury kosztów oraz poziomu popytu lub gdy presja społeczna co do oczekiwanego poziomu cen jest bardzo duża, a regulator znajduje się pod silnym wpływem politycznym. Ważną implikacją „odłączenia” taryf od kosztów przedsiębiorstwa może być okres, w którym zyski przedsiębiorstwa są znacznie wyższe (lub znacznie niższe) od oczekiwanych poziomów. W efekcie metoda regulacji pułapu cenowego instytucjonalizuje mechanizm opóźnienia regulacyjnego, ograniczając dążenie regulatora do ponownego ustalania cen na nowy okres regulacyjny. W ustalonym okresie regulacyjnym przedsiębiorstwo uzyskuje pewną swobodę w ustalaniu cen dla różnych, świadczonych usług w ramach koszyka, z zastrzeżeniem pozostawania w ramach przyjętego ograniczenia średniej ważonej ceny (*weighted average price*).

W przypadku zastosowania indywidualnych pułapów cenowych, ograniczenie cenowe dla usługi X musi spełniać warunek:

$$P_X \leq P_{CAP} \quad (2.15)$$

Jednak w przypadku, gdy pułap cenowy stosowany jest do koszyka wielu usług świadczonych przez przedsiębiorstwo, zastosowania wymaga ograniczenie średniej ważonej ceny:

$$\sum W_X \times P_X \leq P_{CAP} \quad (2.16)$$

gdzie:

P_{CAP} – pułap cenowy,

P_X – cena za poszczególne usługi z koszyka,

W_X – waga dla każdej usługi w ramach koszyka, gdzie $\sum_X W_X = 1$.

Pod koniec ustalonego okresu regulacyjnego i przy założeniu, że pewne usługi przedsiębiorstwa nadal podlegają regulacji cenowej, organ regulacyjny może zdecydować o korekcie cen występujących na początku okresu regulacyjnego do poziomu, który będzie obowiązywał w następnym okresie regulacyjnym, w celu odzwierciedlenia wszelkich zmian w poziomie i strukturze kosztów operacyjnych generowanych w trakcie trwania danego okresu regulacyjnego oraz wyeliminować wszelkie nieakceptowane przez regulatora nadwyżki finansowe osiągnane przez przedsiębiorstwo.

Organ regulacyjny staje jednak w obliczu zachowania trudnego kompromisu między potrzebą zapewnienia stałych zachęt dla regulowanego przedsiębiorstwa w trakcie kolejnych okresów regulacyjnych do podnoszenia rentowności (w tym przypadku poprzez redukcję kosztów) a koniecznością zapewnienia, aby ceny regulowanych usług nie odbiegały zbyt od rzeczywistych kosztów. W szczególności organ regulacyjny

musi być świadomy występowania tzw. efektu zapadkowego (*ratchet effect*)³²⁴, który w procesie regulacyjnym skutkuje sytuacją, gdy wszelkie wysiłki przedsiębiorstwa na rzecz redukcji kosztów w jednym okresie regulacyjnym powodują eskalację oczekiwań ze strony regulatora w zakresie jeszcze większej redukcji kosztów tego przedsiębiorstwa w kolejnym okresie.

Czyli z jednej strony dokonanie przez regulatora korekty cen na początku kolejnego okresu regulacji, w celu ich dostosowania do kosztów rzeczywistych, pozwala, co prawda, konsumentom na natychmiastowe zdyskontowanie wszelkich korzyści wynikających z redukcji kosztów, ale z drugiej strony może stworzyć zachętę dla przedsiębiorstwa do zaniechania wszelkich redukcji kosztów w kolejnych etapach regulacji, ponieważ wszelkie obniżki kosztów zostają automatycznie odzwierciedlone w niższych cenach przedsiębiorstwa regulowanego. Z tego powodu bezpieczniejszym podejściem wydaje się dokonywanie stopniowych korekt taryfy w dłuższej perspektywie kontroli cenowej. Podejście to często zwane jest w nomenklaturze regulacyjnej ścieżką poślizgową (*the glide path approach*)³²⁵.

W praktyce regulacyjnej bardzo często świadczone usługi dzieli się na różne koszyki, do których stosuje się odrębne ograniczenie pułapu cenowego. Na przykład w gazownictwie dystrybucyjnym odbiorcy podzieleni są na koszyki cenowe, które przypisane są do odpowiednich grup taryfowych dla odbiorców indywidualnych w zależności od rocznej ilości odbieranego paliwa gazowego lub dla odbiorców przemysłowych w zależności od zamówionej mocy umownej.

Głównym skutkiem segmentacji usług w ramach różnych koszyków cenowych jest ograniczenie zdolności przedsiębiorstwa regulowanego do zrównoważenia cen różnych usług, które świadczy, i tym samym nadal spełnienia warunku ograniczenia ceny średniej. Na przykład, jeśli istnieją oddzielne koszyki dla klientów biznesowych i indywidualnych, przedsiębiorstwo nie będzie w stanie zrekompensować wzrostu ceny usług dla klientów indywidualnych spadkiem cen usług dla przedsiębiorstw, nadal pozostając w granicach ograniczenia średniej ceny. Z tego wynika, że im większa liczba koszyków cenowych, tym mniejsza elastyczność przedsiębiorstwa w procesie ustalania cen świadczonych usług.

Uważa się również, że ograniczenie elastyczności przedsiębiorstw w ustalaniu cen w ramach regulacji pułapu cenowego ma pozytywny wymiar dla zachowania konkurencyjności w sektorze regulowanym. Regulator może również, w celu podniesienia konkurencyjności cenowej w ramach usług świadczonych przez przedsiębiorstwa w danym sektorze, zastosować indywidualny pułap cenowy dla określonych usług.

³²⁴ Efekt zapadkowy to w ekonomii pewnego rodzaju analogia do mechaniki, odnosząca się do procesu skierowanego (przebiegającego) tylko w jednym kierunku. Efekt zapadkowy widać w długofalowych trendach w produkcji wielu dóbr konsumpcyjnych. Na przykład z roku na rok sprzęt codziennego użytku zyskuje coraz więcej funkcjonalności. Presja konkurencji utrudnia producentom ograniczanie tych funkcjonalności, chyba że jest to wymuszone przez niedobór surowców.

³²⁵ C. Decker, wyd. cyt., s. 117.

Krytycznym zadaniem organu regulacyjnego stosującego metodę pułapu cenowego jest na pewno określenie wartości parametru X , którego kalkulacja jest z natury przedsięwzięciem o charakterze prognostycznym. Istnieją pewne różnice w poglądach na to, co w praktyce reprezentuje parametr X i co ma wpływ na sposób jego oszacowania.

S.C. Littlechild w swojej autorskiej procedurze regulacyjnej zakładał, że wartość parametru X będzie wynikiem swego rodzaju negocjacji między regulatorem i przedsiębiorstwami. W negocjacjach tych regulator miał dysponować sporym zakresem swobody i nie był zobowiązany do przedstawienia szczegółowego uzasadnienia dla swojej decyzji o wartości tego współczynnika. Pomimo tak wysokiej uznaniowości w ustalaniu tego parametru regulator musiał się jednak liczyć z ograniczeniem ze strony prawa regulacyjnego dotyczącym zapewnienia przedsiębiorstwom możliwości pokrycia pełnych kosztów działalności, w tym kosztów kapitałowych, oraz zapewnienia stabilności finansowej³²⁶.

W przypadkach dużych potrzeb inwestycyjnych przedsiębiorstwa lub konieczności doprowadzenia cen do poziomu ekonomicznie uzasadnionego w danym momencie czy wreszcie stworzenia odpowiednich bodźców dla inwestorów w przypadku zamierzonej prywatyzacji przedsiębiorstw regulowanych, możliwe i często stosowane w praktyce regulacyjnej jest przyjmowanie zerowej czy nawet ujemnej wartości parametru X . W tym drugim przypadku oznacza to dopuszczenie, w okresie obowiązywania formuły, możliwości ustalania cen regulowanych powyżej stopy inflacji. Na rozwiązanie takie zdecydowano się np. ustalając pierwszą formułę cenową w odniesieniu do brytyjskich przedsiębiorstw wodociągowych, a w przypadku operatorów systemu elektroenergetycznego przyjmowano z reguły wartość 0 tego współczynnika³²⁷.

Istnieje również pogląd, że parametr X powinien być ustalany empirycznie i odzwierciedlać zmiany produktywności przedsiębiorstwa regulowanego³²⁸, stąd powinien być bezpośrednio powiązany z wybraną miarą produktywności *ex post*, *ex ante* lub miarą stanowiącą porównywalny benchmark w zakresie osiągniętej produktywności konkurencyjnych przedsiębiorstw z sektora (*productivity performance benchmark*).

Natomiast bardziej powszechne podejście polega na oszacowaniu historycznego wzrostu produktywności i wykorzystaniu go jako podstawy do oszacowania przyszłego tempa wzrostu produktywności. Odnotowano również, że parametr X stosowany w niektórych postępowaniach regulacyjnych przy zastosowaniu pułapu cenowego

³²⁶ A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 24.

³²⁷ Tenże (red.), *Liberalizacja sektora...*, s. 36.

³²⁸ W omawianym zakresie, bez względu na to, czy mowa jest o produktywności, czy o rentowności przedsiębiorstwa, chodzi o stosunek efektu do nakładu, a wszelkie wskaźniki odzwierciedlające produktywność powinny opierać się na jej podstawowych miarach, czyli zaangażowanym kapitale, poniesionym koszcie, czasie realizacji (np. procesów) czy jakości, która jest nadal trudno mierzalna przy wykorzystaniu parametrów ilościowych i do której pomiaru częściej używa się miar jakościowych niż ilościowych.

w USA został zinterpretowany jako prognoza spodziewanego wzrostu produktywności przedsiębiorstwa.

Z kolei M.A. Jamison zauważa, że w ustaleniu poziomu parametru X pomocne może okazać się porównanie wskaźników zwanych funduszem cen transferowych (*Transfer Pricing Fund* – TFP)³²⁹, gdzie TFP ustalony jest na podstawie danych historycznych jako średnia arytmetyczna parametrów przedsiębiorstw z danego sektora w gospodarce, a następnie zostaje porównany do analogicznego wskaźnika TFP przedsiębiorstwa regulowanego. Na tej podstawie parametr X ustalany jest dla tego przedsiębiorstwa na kolejny okres regulacyjny³³⁰.

Inny pogląd na ustalenie parametru X zaleca szersze ujęcie i wiąże się z uwzględnieniem czynników wykraczających poza zmiany produktywności. Zgodnie z tym podejściem poziom parametru X leży tylko w gestii organu regulacyjnego, a czynniki, które mają na niego wpływ, obejmują: wyniki w zakresie produktywności *ex-post* i oczekiwany wzrost produktywności *ex-ante*, prognozowany poziom CAPEX, wartość posiadanych obecnie aktywów, koszt kapitału przedsiębiorstwa, prognozowany poziom zysków oraz oczekiwany wskaźnik wzrostu gospodarczego.

Z kolei zdaniem C. Deckera w niektórych implementacjach regulacyjnych parametru X przyjmuje się podejście, że dozwolony przez regulatora poziom przychodów przedsiębiorstwa musi być zbliżony do prognozowanych kosztów przedsiębiorstwa (czyli delta odchyień nie może być istotna). Zgodnie z tym podejściem regulator na podstawie aplikacji przedsiębiorstwa szacuje przyszłe koszty na kolejny okres regulacyjny, a następnie stosuje taką wartość parametru X , która pozwala na zmianę stawek w sposób zapewniający przedsiębiorstwu regulowanemu pokrycie kosztów odpowiednim poziomem przychodów³³¹.

Z doświadczeń autora z polskiej praktyki regulacyjnej wynika, że w ramach propozycji wieloletniego modelu taryfowego przygotowanego w 2012 r. dla operatora systemu dystrybucyjnego gazu – Polskiej Spółki Gazownictwa – przyjęto podejście pułapowe w zakresie ustalenia przychodu regulowanego, gdzie parametr X , zgodnie zresztą z wcześniejszym postulatem S.C. Littlechilda, miał być ustalany przez regulatora metodą ekspercką, czyli bardziej uznaniowo i nieempirycznie, oraz miał stanowić pewnego rodzaju instrument interwencji organu regulacyjnego, który poprzez administracyjne sterowanie parametrem X , a tym samym wysokością przychodu uzasadnionego dla celów regulacyjnych w danym okresie, miał sterować akceptowalnym dla regulatora poziomem zysków przedsiębiorstwa oraz poziomem jego rentowności.

³²⁹ *Transfer Pricing Fund* mierzy wpływ każdego źródła finansowania na ogólną rentowność instytucji finansowej.

³³⁰ M.A. Jamison, *Price cap regulation and revenue cap regulation*, for the *Encyclopedia of energy engineering and technology*, 2005, s. 7, https://www.researchgate.net/publication/228993476_Price_Cap_and_Revenue_Cap_Regulation (13.12.2021).

³³¹ C. Decker, wyd. cyt., s. 119.

Zastosowanie metody pułapowej do ustalenia wysokości przychodu regulowanego

Podstawowym założeniem metody pułapu cenowego jest istnienie rozłączności między poziomem cen i poziomem kosztów przedsiębiorstwa, więc teoretycznie nie musi istnieć ścisły związek między poziomem kontrolowanych cen a kosztami przedsiębiorstwa objętego regulacją dotyczącą pułapu cenowego (tj. ceny i koszty są rozłączne). W praktyce regulacyjnej jednak w ramach stosowania tej metody regulatorzy dążą do sytuacji, w której stawki taryfowe ustalone zostają na poziomie pozwalającym przy danej prognozie wolumenu sprzedaży uzyskać poziom przychodów zapewniający pokrycie kosztów operacyjnych przedsiębiorstwa. W tym zakresie przyjmuje się dwie metody ustalania przychodów przedsiębiorstwa – tzw. podejście *building block* oraz podejście oparte na szacunkach długoterminowych kosztów przyrostowych związanych ze świadczeniem usług przedsiębiorstwa (*long-run incremental cost approach*).

W podejściu *building block* regulator stara się w ramach kontroli cenowej zapewnić przedsiębiorstwu wygenerowanie prognozowanego poziomu przychodów przez regulację trzech głównych składników – prognozowanych kosztów operacyjnych, amortyzacji okresu oraz zwrotu z zainwestowanego kapitału (równ. (2.17)):

$$PR^t = (WRA^{t-1} \times r^t) + OPEX^t + A^t, \quad (2.17)$$

gdzie:

PR^t – spodziewany przychód regulacyjny w okresie t ,

r^t – dozwolony koszt kapitału przedsiębiorstwa w okresie t ,

WRA^{t-1} – wartość regulacyjna aktywów, czyli aktywów niezbędnych dla przedsiębiorstwa do wykonywania działalności statutowej w okresie $t - 1$,

$OPEX^t$ – uzasadnione dla celów regulacyjnych koszty działalności operacyjnej przedsiębiorstwa (*operating expenditures*) w okresie t ,

A^t – koszt amortyzacji w okresie t .

W przypadku polskiego gazownictwa dystrybucyjnego prezentowana formuła wykorzystywana jest w większym zakresie przez dodanie kolejnego elementu – wartości prognozowanych podatków i opłat na kolejny okres taryfowy³³². W tym przypadku regulator traktuje koszty amortyzacji oraz podatków i opłat jako tzw. koszty niezależne od przedsiębiorstwa i zezwala na ich całkowitą alokację do stawek taryfowych na najbliższy okres regulacyjny. Wynika z tego również, że w ramach podejścia do ustalenia przychodów organ regulacyjny w pierwszym etapie musi oszacować istotne elementy strony kosztowej, a następnie regulator musi oszacować wartość parametru X pozwalającą na sprowadzenie stawek taryfowych do poziomu, który przy

³³² Są to koszty rodzajowe obejmujące np. podatek od nieruchomości, opłatę za wieczyste użytkowanie gruntów, opłatę za zanieczyszczanie środowiska oraz inne podatki i opłaty lokalne ustalane głównie przez organy samorządowe.

uzgodnionym z przedsiębiorstwem wolumenem produkcji (biorąc pod uwagę prognozowany popyt w każdym roku okresu regulacyjnego) będzie umożliwiać przedsiębiorstwu uzyskanie wystarczających przychodów na pokrycie prognozowanych kosztów.

Stawki taryfowe są jednak wartościami prognozowanymi opierającymi się na szacunkach przyszłych wartości, dlatego przedsiębiorstwo może poprawić swoją rentowność, jeśli uda mu się przekonać regulatora w postępowaniu taryfowym do mniejszej skali redukcji niż możliwa do przeprowadzenia potencjalna redukcja kosztów w ramach najbliższego okresu regulacyjnego. Jak z tego wynika, prezentowane podejście cechuje w praktyce podobieństwo do metody regulacji stopy zwrotu, ponieważ ceny ustalane są na podstawie prognozy kosztów, w tym także zwrotu z kapitału.

Ważnym elementem w podejściu *building block* jest suma wartości regulacyjnej aktywów WRA (*Regulatory Asset Base – RAB*), która reprezentuje wartość aktywów znajdujących się w dyspozycji przedsiębiorstwa (zarówno technologicznych, jak i kubitaturowych), na których podstawie szacowany jest zwrot z zaangażowanego w aktywa przedsiębiorstwa kapitału.

Na szczególną uwagę zasługują dwa aspekty związane z WRA – podejście do historycznych wydatków inwestycyjnych (*CAPEX ex-post*) i podejście do wszelkich wydatków inwestycyjnych realizowanych w bieżącym okresie oraz wydatków prognozowanych (*CAPEX ex-ante*).

W ramach podejścia *building block* stosuje się dwie metody ustalania wartości majątku do celów regulacyjnych przedsiębiorstwa. Pierwsza metoda, zwana metodą utrzymania kapitału finansowego (*Financial Capital Maintenance method – FCM*), określa WRA na poziomie gwarantującym uzyskanie przychodów wystarczających do zapewnienia godziwego zwrotu (*fair return*) z dokonanych już inwestycji kapitałowych niezależnie od zmian wartości tych aktywów. Podejście alternatywne, znane jako operacyjne utrzymanie kapitału (*Operational Capital Maintenance method – OCM*), określa WRA na poziomie zapewniającym przedsiębiorstwu uzyskanie godziwej stopy zwrotu z prognozowanych i obecnie realizowanych inwestycji kapitałowych, które są niezbędne do świadczenia usług sieciowych. Zgodnie z tym podejściem historyczne nakłady inwestycyjne w aktywa zawarte we WRA mogą być ponownie wyceniane w celu odzwierciedlenia wszelkich zmian technologicznych, zmian w rynkowej wycenie aktywów (czyli zmian w wartości godziwej aktywów) lub stopnia umorzenia aktywów. Wybór między metodami FCM a OCM może mieć istotny wpływ na zachęty dla przedsiębiorstwa objętego regulacją do dalszego inwestowania w aktywa oraz na podział ryzyka pomiędzy właścicieli przedsiębiorstwa a jego odbiorców.

Zdaniem C. Deckera podejście FCM skuteczniej chroni przedsiębiorstwo regulowane przed ryzykiem tzw. osieroconych aktywów, czyli aktywów, których regulator nie zaliczył do wartości przeznaczonej do celów regulacyjnych. Z kolei podejście OCM implikuje ryzyko braku uwzględnienia wszelkich zmian w wartości aktywów. Badacz ten twierdzi, że ponieważ podejście OCM wiąże się z większym ryzykiem dla przedsię-

biorstwa, doprowadza to do optymalnych inwestycji, a zatem będzie najbardziej odpowiednie dla rynków, na których następują gwałtowne i dynamiczne zmiany technologiczne. Jednocześnie zmienność wartości rynkowej aktywów zniechęca firmy do podejmowania nowych inwestycji w ramach podejścia OCM i FCM. W praktyce regulacyjnej dla wielu przedsiębiorstw z sektora użyteczności publicznej w Wielkiej Brytanii, Australii i Nowej Zelandii poziom WRA określany jest przeważnie w oparciu o zasadę FCM³³³.

Kolejną kwestią związaną z ustalaniem wydatków inwestycyjnych w ramach WRA jest sposób ujęcia wszelkich przyrostowych wydatków inwestycyjnych dokonanych w poszczególnych latach kontroli cen – na koniec danego okresu regulacyjnego. W tym przypadku istnieje wybór, czy zaliczyć do WRA prognozowaną kwotę wydatków inwestycyjnych (określoną na początku okresu regulacyjnego), czy rzeczywistą kwotę wydatków inwestycyjnych (określoną na koniec okresu regulacyjnego). Nie jest to obojętne dla przedsiębiorstwa i może stanowić zachętę do dalszych inwestycji w aktywa. Na przykład, jeśli prognoza *ex-ante* nakładów inwestycyjnych jest automatycznie alokowana do WRA, może to stworzyć zachętę dla przedsiębiorstwa do eskalowania swoich prognoz w zakresie CAPEX do nierealnego poziomu i następnie do celowego zmniejszenia kwoty jego rzeczywistych wydatków inwestycyjnych. Jeżeli rzeczywista wartość poniesionych wydatków inwestycyjnych w tym okresie zostanie alokowana do WRA, może to zmniejszyć zachęty dla przedsiębiorstw do optymalizacji wydatków przy realizacji projektów inwestycyjnych.

Drugim wspomnianym podejściem do szacowania poziomu przychodu regulowanego dla przedsiębiorstwa jest oparcie cen każdej usługi na oszacowaniu długoterminowych kosztów przyrostowych (*Long-Run Incremental Cost approach* – LRIC)³³⁴ związanych ze świadczeniem tej usługi. Podejście to opiera się na założeniu, że ceny powinny odzwierciedlać koszty, które potencjalnie poniósłby nowy operator wchodzący na rynek w analogicznych warunkach konkurencyjnych. Chociaż w praktyce istnieje wiele metod szacowania LRIC, podejście najbardziej rozpowszechnione opiera się na założeniu, że regulowana cena danej usługi powinna być wystarczająca do pokrycia kosztów kapitałowych i operacyjnych, które zostałyby poniesione przez hipotetycznego operatora sieciowego funkcjonującego w zbliżonych warunkach rynkowych, generującego przyrost popytu na tę usługę.

W przypadku stosowania tej metody pojawia się wiele problematycznych kwestii, które należy rozwiązać, takich jak: prognozowana wielkość przyrostu popytu, pro-

³³³ C. Decker, wyd. cyt., s. 121.

³³⁴ Długookresowe koszty przyrostowe (LRIC) to koszty, które przedsiębiorstwo ponosi stopniowo w długim okresie i których potencjalny wzrost jest w stanie przewidzieć. LRIC obejmują głównie zmiany kosztów zużycia materiałów i energii, opłat czynszowych. Oczywiście nie ma gwarancji, że w długim okresie koszty przyrostowe zmienią się dokładnie w przewidywanej wysokości, ale próba obliczenia takich kosztów pomocna jest przedsiębiorstwu w podejmowaniu przyszłych decyzji inwestycyjnych i operacyjnych. Podejście LRIC jest szczególnie często stosowane w branży telekomunikacyjnej w Zjednoczonym Królestwie.

gnoza długoterminowych kosztów operacyjnych i kapitałowych, poziom prognozowanej optymalizacji technologicznej sieci, założenia dotyczące wyceny aktywów i metody ich amortyzacji, rodzaj zastosowanych kluczy podziałowych w ramach rozliczenia kosztów pośrednich.

Głównym argumentem przemawiającym za zastosowaniem podejścia LRIC jest to, że na tzw. rynkach otwartych na konkurencję może ono dostarczyć odpowiednich bodźców do wejścia na rynek i realizacji inwestycji przez nowego operatora. Podejście to w przypadku dynamicznych zmian technologicznych na rynku, które mogą znacząco zmienić poziom popytu oraz strukturę i poziom kosztów przedsiębiorstwa, implikuje potrzebę ciągłej aktualizacji wartości odtworzeniowej aktywów (*assets replacement value*), w każdym momencie, gdy przeprowadzany przegląd regulacyjny cen ma skutecznie zachęcać do realizacji nowych inwestycji. Jednak wobec tej potencjalnej korzyści często się zauważa, że w praktyce podejście to daje organowi regulacyjnemu znaczną swobodę w szacowaniu LRIC na podstawie hipotetycznego konkurenta, na bazie którego regulator opiera proponowane dla przedsiębiorstwa regulowane stawki taryfowe.

Formy regulacji pułapu cenowego

W ramach metody pułapu cenowego stosuje się w praktyce różne warianty tego podejścia. O charakterze odmienności pomiędzy poszczególnymi formami pułapu cenowego decyduje głównie wpływ na zachęty dla przedsiębiorstw regulowanych do ustalania skutecznych struktur taryfowych, zwiększanie popytu i poprawy jakości świadczonych usług. Uznaje się również, że wybór metody ma istotny wpływ na ekspozycję regulowanych przedsiębiorstw na ryzyko. Stąd poniżej zaprezentowano najczęściej przywołane w literaturze i praktyce regulacyjnej formy metody pułapowej³³⁵.

➤ Stały pułap przychodów

Jedną z form kontroli cen jest metoda stałego pułapu przychodów (*the fixed revenue cap*), który ogranicza kwotę możliwego do osiągnięcia przez przedsiębiorstwo przychodu regulowanego. Maksymalny, dozwolony przychód regulowany (*Regulated Revenue – RR*) ustala się na początku okresu na podstawie prognoz dotyczących popytu oraz kosztów operacyjnych i wydatków kapitałowych³³⁶.

Po ustaleniu maksymalnego możliwego do akceptacji przez regulatora przychodu regulowanego pozostaje on na stałym poziomie w danym okresie regulacyjnym i jest niezależny od wolumenu świadczonych usług. W tym przypadku przedsiębiorstwo regulowane jest wolne od ryzyka wolumenowego. W kolejnych okresach regulacyjnych kwota dopuszczalnych przychodów może zostać ustalona ponownie zgodnie z formułą RPI-X, a wszelkie korekty mogą być dokonywane w celu uwzględnienia wartości nadmiernie wygenerowanych lub niedostatecznie odzyskanych przychodów powstałych w poprzednim okresie.

³³⁵ C. Decker, wyd. cyt., s. 123–125.

³³⁶ $RR = \text{koszty stałe} + (\text{koszty zmienne} \times \text{prognoza wolumenu produkcji})$.

Podejście to ma najlepsze zastosowanie w sytuacji, w której mamy do czynienia z kosztami stałymi i popytem na stałym poziomie z okresu na okres. Wadą tego podejścia jest z kolei brak tworzenia wystarczających zachęt dla przedsiębiorstw do angażowania się w działania zwiększające popyt dla swoich usług oraz wolumen produkcji, ponieważ takie działania zmniejszają poziom zysku przedsiębiorstwa, a nawet stwarzają realną zachętę do aktywnego minimalizowania popytu na usługę przez obniżenie jej jakości, co w konsekwencji powoduje zwiększenie różnicy pomiędzy stałymi przychodami a kosztami całkowitymi. Ponadto działania prowadzące do zmniejszenia popytu implikują zachęty do ustalania nieefektywnych struktur cenowych, np. przez ustalanie cen powyżej poziomu kosztów krańcowych dla usług cechujących się największą elastycznością.

➤ **Podejście w oparciu o średnie przychody (*the average revenue method*)**

Podejście to polega na wprowadzeniu ograniczenia średniego przychodu regulowanego przypadającego na jednostkę, który ustalany jest przez oszacowanie dozwolonych przychodów regulowanych dla przedsiębiorstwa i podzielenie ich przez prognozowaną wartość wolumenu produkcji. Średni przychód może rosnąć w danym okresie tylko w tempie RPI-X.

Ważnym aspektem tego podejścia jest to, że nie rozróżnia się w nim usług w ramach koszyka świadczonych przez przedsiębiorstwo, a zatem przychody są symetrycznie alokowane na wszystkie usługi przedsiębiorstwa, niezależnie od różnic w generowanych kosztach każdej usługi z koszyka. Oznacza to, że przedsiębiorstwo nie może uzyskać niższych średnich przychodów z mniej kosztotwórczych usług lub większych średnich przychodów z bardziej kosztotwórczych usług. Chociaż w ramach tego podejścia średni przychód na jednostkę jest ograniczony na bazie prognozy popytu, kwota przychodów faktycznie uzyskanych z każdej jednostki produkcji nie jest ograniczona, w konsekwencji czego ryzyko dostawcy związane ze zmiennością popytu maleje. W związku z tym, jeśli popyt jest większy niż przewidywano w momencie wprowadzenia kontroli cen, dostawca osiągnie wyższe zyski niż zakładano.

Zgodnie z prezentowanym podejściem, w przeciwieństwie do opisanego powyżej stałego pułapu przychodów, przedsiębiorstwo może zatem mieć motywację do zwiększenia popytu poza prognozę regulatora w momencie zastosowania kontroli cen w oparciu o pułap cenowy. Z jednej strony opisana sytuacja powinna sprawić, że przedsiębiorstwo będzie szybciej i głębiej reagować na wzrost popytu odbiorców, a z drugiej strony może to prowadzić do różnych nieefektywnych rezultatów. Na przykład dostawca może mieć motywację do ograniczenia świadczenia usług, które są stosunkowo kosztowne w produkcji, oraz do zwiększenia podaży usług, które są mniej kosztowne w produkcji. Dostawca może zdecydować się jedynie na podniesienie jakości usług oferowanych klientom o wysokim popycie lub może ustalić stawki taryfy w taki sposób, aby zachęcić klientów o wysokim popycie do większego wykorzystania, np. przez ustalanie nieefektywnie niskich cen dla tych klientów.

➤ Pułap hybrydowy

Podejście zwane pułapem hybrydowym (*hybrid cap*) stanowi połączenie stałego pułapu przychodów i podejścia średnich przychodów. Zgodnie z tym podejściem przychody przedsiębiorstwa zazwyczaj są funkcją stałego składnika (jak w stałym pułapie przychodów) i zmiennego komponentu (jak w średnim pułapie przychodów). Jednak w przeciwieństwie do średniego pułapu przychodów, przychody uzyskane w ramach podejścia hybrydowego mogą być określane przez dodatkowe parametry, takie jak liczba przyłączonych do sieci klientów, co ma krytyczny wpływ na wielkość możliwego do osiągnięcia wolumenu, czy szczytowe, teoretyczne zapotrzebowanie na moc w sieci. Pułap hybrydowy różni się zatem od średniego pułapu przychodów tym, że wprowadza dodatkowe czynniki wpływające na przychody dla oczekiwanego wolumenu produkcji. Tak więc całkowity przychód regulowany RR może być funkcją stałego składnika F , miarą wolumenu q_1 i liczbą przyłączonych do sieci odbiorców q_2 w taki sposób, że:

$$RR = F + a(q_1) + \beta(q_2), \quad \text{gdzie } F, a, \beta = \text{const.} \quad (2.18)$$

Wykorzystując pułap hybrydowy, organ regulacyjny jest zobowiązany do oszacowania przychodu marginalnego w zależności od zmian każdego z parametrów (czyli wartości współczynników β oraz a), które co do zasady powinny być ustalone w taki sposób, aby przychód marginalny był zbliżony do kosztów krańcowych. Wynika z tego, że wartość przychodu uzyskanego w ramach tego podejścia zależy od funkcji przychodu, czyli parametrów, które są uwzględnione w formule, wrażliwości przychodu na zmiany każdego z tych parametrów oraz od tego, czy współczynniki przyporządkowane do każdego parametru są ustalane w taki sposób, aby przychód marginalny był zbliżony do kosztów krańcowych.

Zachęty dla przedsiębiorstwa do kreowania zwiększonego popytu na usługi sieciowe, podniesienie jakości usług i ustalenie efektywnych taryf będą zależały od sposobu określania stałych i zmiennych składników pułapu, a zwłaszcza od wszelkich różnic pomiędzy szacunkami regulatora dotyczącymi przychodów marginalnych i kosztów krańcowych dla każdego z parametrów zawartych w składniku zmiennym. Na przykład w sytuacji hipotetycznej i mało realnej, w której organ regulacyjny prawidłowo szacuje parametry krańcowe w równaniu przychodu, tak że przychód marginalny jest równy rzeczywistemu kosztowi krańcowemu dla każdego parametru, przedsiębiorstwo nie będzie miało motywacji do zwiększania lub zmniejszania wolumenu produkcji lub zwiększania liczby przyłączeń. Jeżeli jednak regulator określi krańcowe przychody poniżej kosztów krańcowych, motywacja przedsiębiorstwa do zmniejszenia sprzedaży lub zmniejszenia liczby przyłączeń istotnie wzrośnie.

➤ Podejście koszyka taryfowego (*tariff basket method*)

Podejście to reguluje dozwolony wzrost cen na podstawie oszacowania średniej ważonej ceny dla koszyka usług, a nie pojedynczej usługi, tak jak w przypadku podejścia w oparciu o średnie przychody. Zgodnie z tym podejściem średnia ważona cena zmie-

nia się w czasie na podstawie formuły $RPI-X$ ³³⁷. Wagi przypisane do każdej ceny w koszyku taryfowym są zazwyczaj szacowane na podstawie udziału tej usługi w całkowitych przychodach lub wolumenu produkcji w poprzednim okresie. Przedsiębiorstwa są w stanie zrównoważyć taryfy za poszczególne usługi w koszyku w tym okresie, pod warunkiem, że spełnione jest całkowite średnie ważone ograniczenie cenowe (*weighted average price constraint*).

Cechą wyróżniającą to podejście jest to, że ustanawia ono związek między zdezagregowanymi przychodami marginalnymi dla każdej jednostki sprzedanej danej usługi a ceną tej usługi. Na tej podstawie pojawia się argument, że co do zasady metoda koszyka taryfowego, zwana także metodą średniego ważonego pułapu cen (*weighted average price cap*), będzie skutkować pojawieniem się efektywnych struktur cenowych, ponieważ przedsiębiorstwa będą posiadać zachęty do ustalania cen na poziomie zbliżonym do kosztów krańcowych usług elastycznych (*elastic service*) oraz będą pobierać wyższe opłaty za usługi nieelastyczne.

➤ **Metoda regulacji pasmowej**

Metoda ta zwana jest także metodą podziału zysku (*profit sharing*) i stanowi modyfikację metody pułapu cenowego, która w istocie przybliża to rozwiązanie do tradycyjnej metody kosztowej. Polega na wbudowaniu w formułę pułapu cenowego dodatkowego, oprócz parametru X , mechanizmu partycypowania odbiorców w korzyściach z tytułu obniżki kosztów, jeśli zyski przedsiębiorstw z tego tytułu przekroczą określony poziom. Ta forma regulacji może również zawierać mechanizm podziału niezawinionych przez przedsiębiorstwo strat, w przypadku, gdy przekroczą one określoną w formule wielkość³³⁸.

Dobrym przykładem ilustrującym pasmowy wariant metody pułapowej jest rozwiązanie wprowadzone w 1997 r. przez norweskiego regulatora energetycznego. Określało ono dopuszczalne granice, w jakich zmiany stopy zwrotu nie muszą się przekładać na zmianę ceny. Dopuszczalny przedział wahań wynosił 7% w górę i w dół od bazowej stopy zwrotu, za którą przyjęto stopę oprocentowania obligacji rządowych. A zatem, jeśli przedsiębiorstwo uzyskało stopę zwrotu wyższą od stopy bazowej o więcej niż 7%, to było ono zobowiązane do przekazania odbiorcom uzyskanego w związku z tym ponadnormatywnego zysku w formie obniżonych w następnym okresie taryf. I odpowiednio, jeśli rzeczywista stopa zwrotu ukształtowała się na poziomie niższym o więcej niż 7% od stopy bazowej, to przedsiębiorstwo mogło podnieść taryfy w takim stopniu, aby osiągnąć minimalną, gwarantowaną formułą regulacyjną stopę zwrotu. Metoda ta, choć ostatecznie nieprzyjęta w Wielkiej Brytanii, była często stosowana w USA³³⁹.

³³⁷ Zaproponowana przez S.C. Littlechilda dla British Telecom metoda regulacji pułapowej polegała na oparciu limitu cen na agregatowym indeksie cen według formuły Laspeyresa, w której ilości z ostatniego okresu są stosowane jako wagi.

³³⁸ A.T. Szablewski (red.), *Liberalizacja sektora...*, s. 36.

³³⁹ Tenże, *Geneza i rozwój...*, s. 526.

Zalety i wady pułapów cenowych

Praktyka regulacyjna oraz teoria ekonomii regulacyjnej dostrzegają wiele korzyści płynących ze stosowania podejścia do pułapu cenowego.

Po pierwsze, stosowanie tego podejścia jest postrzegane jako stworzenie zachęt dla przedsiębiorstw do redukcji kosztów, inwestowania w technologie obniżające koszty i ogólnie do poprawy wydajności produkcyjnej. Zachęty te są tworzone przez oddzielenie cen od kosztów na określony czas, co zachęca przedsiębiorstwa do obniżenia kosztów, ponieważ do czasu następnej kontroli i dostosowania cen wszelkie obniżki kosztów przedsiębiorstwa przełożą się bezpośrednio na wyższe zyski.

Drugą dostrzeganą zaletą tego podejścia jest to, że regulacja pułapu cenowego może zlikwidować niektóre problemy związane z występowaniem asymetrii informacyjnej, które pojawiają się między przedsiębiorstwem objętym regulacją a organem regulacyjnym i dotyczą ujawnienia informacji o rzeczywistym poziomie kosztów przedsiębiorstwa regulowanego. Ponadto argumentuje się, że podejście oparte na pułapie cenowym może zapobiec występowaniu tzw. zjawiska mikrozarządzania, które ewoluowało w ramach regulacji stóp zwrotu, usuwając wymóg ustalania cen przez organ regulacyjny, a tym samym umożliwiając przedsiębiorstwu większą swobodę w prowadzeniu działalności.

Trzecią zaletą omawianej metody jest to, że przez osiągnięcie elastyczności cenowej przez przedsiębiorstwo takie podejście powinno zachęcać do rozwijania bardziej efektywnych struktur cenowych, które z jednej strony maksymalizują dobrobyt, a z drugiej pozwalają przedsiębiorstwu osiągnąć równowagę.

Po czwarte, podejście oparte na pułapach cenowych postrzegane jest jako mniej podatne na problem związany z przeinwestowaniem, czyli nadmierną skłonnością przedsiębiorstwa do ponoszenia nakładów inwestycyjnych, które były postrzegane jako istotny problem związany z zagadnieniem stopy zwrotu (opisywany już efekt A-J).

Po piąte, podejście pułapu cenowego postrzegane jest jako umożliwiające alokację niektórych rodzajów ryzyka związanego ze zmiennością kosztów i popytu ze strony odbiorców na przedsiębiorstwo regulowane, które ma lepsze predyspozycje do zarządzania takim ryzykiem.

Po szóste, często przywoływaną zaletą podejścia do pułapu cenowego jest jej prostota w implementacji i stosowaniu przez przedsiębiorstwo regulowane i organ regulacyjny.

Należy jednak przypomnieć, że przywołane korzyści mają przede wszystkim charakter postulatywny, ponieważ w wielu przypadkach, gdy metoda pułapu cenowego została zastosowana w praktyce, niektóre z potencjalnych korzyści nie zmaterializowały się w oczekiwanym zakresie. Na przykład obciążenia informacyjne przedsiębiorstwa związane z podejściem pułapu cenowego nie zostały zmniejszone w znacznym zakresie, a wręcz ewoluowały do poziomu podobnego do takiego, jaki występuje w przypadku stosowania regulacji w oparciu o stopę zwrotu.

Jeśli pozostanie się jednak na poziomie pryncypiów, można stwierdzić, że zidentyfikowane w praktyce wady lub ograniczenia zastosowania podejścia pułapu cenowego obejmują następujące argumenty.

Po pierwsze, jeżeli w ramach stosowania tej metody ceny i koszty znacznie się różnią lub zmiany kosztów nie są bezpośrednio odzwierciedlone w zmianach cen, może to skutkować wystąpieniem nieefektywności alokacyjnej. Jeśli z kolei rozbieżności pomiędzy cenami a kosztami bazowymi skutkują nadmiernymi zyskami dla przedsiębiorstwa, może to być również niezgodne z celami regulatora.

Drugim dobrze rozpoznanym ograniczeniem regulacji limitów cenowych jest to, że może ona zasadniczo stwarzać zachęty dla przedsiębiorstw do obniżania jakości usług. Wynika to z tego, że w tych ramach regulacyjnych przedsiębiorstwa mogą obniżyć koszty i tym samym zwiększyć swoje zyski dla danego poziomu przychodów, oferując klientom niższą jakość usług.

Po trzecie, ponieważ podejście pułapu cenowego przenosi ryzyko związane ze zmiennością kosztów na przedsiębiorstwo, twierdzi się, że może to istotnie wpłynąć na zwiększenie kosztu kapitału dla przedsiębiorstwa.

Po czwarte, pułapy cenowe mogą zmniejszyć zachęty do inwestowania, w szczególności, jeżeli przedsiębiorstwo nie ma gwarancji, czy będzie w stanie odzyskać poniesione nakłady (CAPEX), w tym zwrot z zaangażowanego kapitału, związane z inwestycjami dokonywanymi przed realizacją procedury ponownego ustalania cen. Może to szczególnie osłabić skłonność do inwestycji w infrastrukturę techniczną.

Po piąte, w przypadku kosztów operacyjnych, podejście oparte na pułapie cenowym może stanowić dla przedsiębiorstwa antyzachętę do redukcji kosztów pod koniec okresu regulacyjnego z obawy, że jakiegokolwiek obniżenie kosztów zostanie wprost odzwierciedlone w nowych pułapach cenowych (wystąpienie wspomnianego już efektu zapadkowego).

Po szóste, zarzuca się, że elastyczność cenowa osiągnięta przez przedsiębiorstwo w ramach regulacji pułapowej może zostać zasadniczo wykorzystywana przez przedsiębiorstwo do ustalania efektywnych struktur cenowych, ale z zastrzeżeniem, że w przypadku braku kontroli tej elastyczności przedsiębiorstwo może wykorzystać ją do nieefektywnego subsydiowania skrośnego określonych usług i tym samym do wykazania się zachowaniem antykonkurencyjnym.

Zdaniem C. Deckera najbardziej istotną wadą podejść do pułapu cenowego w porównaniu z regulacją stóp zwrotu jest tzw. problem zobowiązań (*commitment problem*). Problem ten, znany dobrze w polityce pieniężnej, dotyczy budzącej wątpliwość zdolności lub wręcz niezdolności ośrodków władzy politycznej do wywiązywania się z zaciąganych zobowiązań do prowadzenia w dłuższym czasie określonej polityki. Z tego powodu zasadniczą kwestią jest to, że w przeciwieństwie do metody regulacji stóp zwrotu, która daje przedsiębiorstwu gwarancję, że ceny zostaną ustalone na poziomie, który pozwoli na odzyskanie poniesionych kosztów operacyjnych i pozwoli na zachowanie rentowności, co do zasady w ramach regulacji pułapu cenowego takiej gwarancji nie ma.

Z punktu widzenia przedsiębiorstwa regulowanego rodzi to obawy co do stopnia, w jakim organ regulacyjny znajduje się pod presją w wywiązywaniu się ze swoich uprawnień regulacyjnych w ramach ponownego przeglądu cenowego i ustalaniu poziomu parametru X , czyli czy organ regulacyjny może zachowywać się oportunistycznie, nadmiernie ulegając naciskom ze strony odbiorców lub naciskom politycznym, aby nieproporcjonalnie obniżyć ceny, ustawiając parametr X na bardzo wysokim poziomie. Mówiąc bardziej ogólnie, podejście oparte na pułapie cenowym odłącza przychody od kosztów na dłuższy okres i jeśli przedsiębiorstwo osiąga nadmierne zyski, regulator może się znaleźć pod presją polityczną i dążyć do ponownego przeglądu cenowego, aby odzyskać część nadmiernych zysków przedsiębiorstwa. Jednocześnie zbyt duża dowolność przyznana organowi regulacyjnemu w ramach tego podejścia zwiększa ryzyko zawłaszczenia przez przedsiębiorstwo postępowania regulacyjnego, co może skutkować ustaleniem parametru X na takim poziomie, aby umożliwić spółce zatrzymanie zbyt dużej kwoty zysku ze szkodą dla odbiorców.

Aby zmniejszyć obawy przedsiębiorstwa dotyczące procedury, w ramach której określa się parametr X w czasie przeglądu cenowego, niektórzy regulatorzy publikują wytyczne, na których podstawie będzie realizowana procedura regulacyjna. Z kolei, aby zmniejszyć ryzyko wystąpienia problemu zobowiązania, a w szczególności ryzyko braku możliwości odzyskania poniesionych kosztów, większość organów regulacyjnych ma obowiązek zapewnienia finansowania regulowanej firmie (także poprzez system dotacji), co ogranicza możliwość ustalenia limitów cenowych zagrażających rentowności przedsiębiorstwa. Wreszcie, aby zmniejszyć obawy dotyczące wystąpienia efektu zapadkowego, w ramach niektórych implementacji pułapów cenowych wypracowano tzw. mechanizmy przenoszenia efektywności (*carry-over efficiency mechanisms*), które pozwalają przedsiębiorstwu na zachowanie wszelkich korzyści wynikających ze wzrostu efektywności w bieżącym okresie regulacyjnym – także w kolejnym okresie regulacyjnym³⁴⁰.

A.T. Szablewski wskazuje krytyczny brak akceptacji ze strony brytyjskiej opinii publicznej, a w ślad za nią także i kręgów politycznych, dla nadmiernie wysokich zysków uzyskiwanych przez przedsiębiorstwa podlegające regulacji bodźcowej, zwłaszcza w wariantcie regulacji RPI-X. Brak akceptacji dla podwyższonych zysków był wynikiem tego, że do opinii publicznej, a także i kręgów politycznych, nie przebijała się argumentacja, że zyski te były wynikiem podjęcia przez przedsiębiorstwa działań proefektywnościowych i że w ramach tej koncepcji regulacji, po pierwsze, traktowane były jako nagroda za tego rodzaju aktywność, której podjęcie – co istotne – nie byłoby możliwe bez perspektywy uzyskania tego rodzaju nagrody, oraz po drugie, zyski te miały charakter przejściowy, gdyż po zakończeniu danego okresu regulacji to przecież odbiorcy stawali się trwałymi beneficjentami redukcji kosztów. Jak się wydaje, ta niechęć do akceptacji wysokich zysków jest tutaj wynikiem silnie zakodowanego w opinii publicznej przekonania, że regulowane przedsiębiorstwa mają charakter

³⁴⁰ C. Decker, wyd. cyt., s. 125–128.

przedsiębiorstw użyteczności publicznej, a zatem nie można ich traktować w kategoriach komercyjnych i tym samym przyzwać na to, aby zysk stawał się celem ich działania. W związku z tym powstaje pytanie, jakie były mechanizmy generowania tak wysokich zysków przedsiębiorstw regulowanych w oparciu o podejście pułapowe, które wzbudziło opór i niezadowolenie opinii publicznej w Wielkiej Brytanii³⁴¹.

Zdaniem twórcy podejścia bodźcowego w regulacji S.C. Littlechilda podwyższone zyski są koniecznym kosztem, jaki trzeba ponieść w sytuacji istnienia asymetrii informacyjnej. Bez jego poniesienia nie da się bowiem sprowadzić kosztów prowadzenia działalności regulowanej w poszczególnych przedsiębiorstwach do poziomu kosztów ekonomicznie uzasadnionych.

Z kolei zdaniem A.T. Szablewskiego ponadstandardowy wzrost zysków przedsiębiorstw, w których wprowadzono regulację RPI-X wynikał z niedoszacowania wartości parametru X , co wiązało się z zaskakująco dużym – zarówno dla samych regulatorów, jak i nawet przedsiębiorstw – zakresem łatwych do uruchomienia rezerw obniżki kosztów, które, jak podkreślał H. Leibenstein w przełomowym artykule z 1966 r., są efektem braku presji konkurencji i działania przedsiębiorstw w formule własności publicznej. Wraz jednak z postępującą poprawą efektywności kosztowej przedsiębiorstw regulowanych bodźcowo i zawężającym się w związku z tym marginesem nieefektywności X , co zostało trafnie określone w literaturze przedmiotu jako proces wyciskania cytryny³⁴² – coraz większą wagę zaczęto przywiązywać do kolejnego wymiaru asymetrii informacji, jaką jest brak wiedzy regulatora o rzeczywistych preferencjach odbiorców³⁴³.

Warto także dodać, że narastającemu, już wkrótce po rozpoczęciu pierwszego okresu regulacji, oburzeniu opinii publicznej na nadmierne zyski przedsiębiorstw objętych tego rodzaju regulacją towarzyszyły coraz silniej artykułowane postulaty, aby w trakcie obowiązywania formuły pułapowej regulator dokonał zmian w samej formule – zmiany te określane są w literaturze przedmiotu jako rekontraktacja (*recontracting*)³⁴⁴ – po to, aby obniżyć te zyski. W związku z tym w dyskusji publicznej zaczął

³⁴¹ A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 28–114.

³⁴² Proces wyciskania cytryny (*lemon squeezing*) dobrze ilustruje zmiana tempa poprawy efektywności kosztowej po wprowadzeniu regulacji pułapowej w brytyjskim sektorze dystrybucji energii elektrycznej. Jak przytacza A.T. Szablewski za J.M. Buchananem, po 11-letnim okresie spektakularnej redukcji kosztów przeciętny roczny spadek kosztów operacyjnych wynosił 7,7%, doprowadzając do 50-procentowej obniżki opłat za usługę dystrybucyjną, nastąpił gwałtowny spadek tempa redukcji tych kosztów, ujawniając tym samym wyczerpanie się rezerw operatorów w zakresie optymalizacji kosztowej. A.T. Szablewski, *Kolejny etap...*, s. 55.

³⁴³ Tamże.

³⁴⁴ Za słownikiem oksfordzkim: *recontracting* oznacza renegocjacje umów między spółką znajdującą się w trudnej sytuacji finansowej a jej wierzycielami. W praktyce regulacyjnej z kolei *recontracting* może przybierać różne formy zmierzające do ograniczenia nadmiernych, nieprzewidzianych w momencie ustalania konstrukcji i parametrów formuły zysków przedsiębiorstw regulowanych na korzyść odbiorców lub budżetu państwa. Należą do nich, oprócz zmiany parametrów formuły w okresie jej obowiązywania, również np. rozszerzanie zakresu obligatoryjnych zadań

się coraz silniej zaznaczać postulat zastąpienia klasycznej regulacji pułapowej regulacją typu *profit sharing*, która dzięki działającej w trakcie okresu regulacji formuły podziału zysku wynikającego z proefektywnościowej aktywności przedsiębiorstw, pozwalała na bieżąco zmniejszać zyski przedsiębiorstw.

Przywołując konstatacje A.T. Szablewskiego, można stwierdzić, że zasadnicza słabość modelu regulacji pułapowej wiązała się ze strukturą bodźców wyzwalanych przez tego rodzaju mechanizm, która miała powodować bardzo istotne przeorientowanie strategii przedsiębiorstw. Wprowadzenie regulacji pułapowej prowadziło do zastąpienia strategii maksymalizacji inwestycji strategią określaną jako „pocenie się aktywów” (*asset sweating*)³⁴⁵. Ta pierwsza strategia stosowana była w ramach regulacji kosztowej w amerykańskiej wersji regulacji stopy zwrotu inwestycji. Natomiast strategia *asset sweating* polega na nadaniu priorytetowego charakteru działaniom skierowanym na poprawę bieżącej efektywności kosztowej. Realizacja tego priorytetu dokonuje się przede wszystkim przez zwiększenie stopnia wykorzystania już istniejącego majątku produkcyjnego, bez zwiększania inwestycji i dokonywania modernizacji, a zwłaszcza powiększania tego majątku.

Niewątpliwie najbardziej nośny argument wskazujący na niezdolność regulacji typu RPI-X do stymulowania w sposób ekonomicznie efektywny inwestycji w potencjał sieciowy sprowadza się do stwierdzenia, że stosowane procedury regulacyjne tworzą warunki do prowadzenia przez przedsiębiorstwa swoistej gry z regulatorem, w której wykorzystują one posiadaną przez siebie przewagę informacyjną. Jak podkreśla S. Holliday, system RPI-X spełniałby rolę efektywnego w sensie ekonomicznym narzędzia stymulowania inwestycji, gdyby pozwalał na wynagradzanie (w postaci podwyższonej stopy zwrotu) tych inwestycji, które w efekcie przyczyniły się do niezbędnej modernizacji i rozbudowy potencjału sieciowego, tymczasem istota tego systemu regulacji sprowadza się do premiowania podwyższoną stopą zwrotu tych przedsiębiorstw, które ograniczają nakłady inwestycyjne w stosunku do wielkości nakładów zatwierdzonych przez regulatora³⁴⁶.

nałożonych na przedsiębiorstwo regulowane, z czym związane są dodatkowe koszty, których nie uwzględnia obowiązująca formuła (np. nowe systemy rozliczeń, podniesienie standardów obsługi), parametryzacja nowej formuły w sposób umożliwiający odebranie przedsiębiorstwom regulowanym „niezasłużonych” korzyści uzyskanych w poprzednim okresie – tzw. *clawback*, nakładanie nowych podatków, czyli tzw. *windfall-tax*, A.T. Szablewski (red.), *Liberalizacja sektora...*, s. 38.

³⁴⁵ *Asset sweating* jest strategią często stosowaną po przejściu przedsiębiorstwa polegającą na zwiększaniu zysków generowanych z majątku przedsiębiorstwa, w której dotychczasowy zwrot z zaangażowanego kapitału jest niewystarczający dla nowego właściciela. Działania skierowane na podniesienie rentowności aktywów i kapitału przedsiębiorstwa mogą obejmować wzrost cen sprzedaży produktów, zmniejszenie jednostkowych kosztów produkcji, zwiększenie wolumenu sprzedaży z wykorzystaniem obecnych aktywów lub dywestycje aktywów trwałych i obrotowych, wykorzystywanych do osiągnięcia obecnego wolumenu sprzedaży.

³⁴⁶ S. Holliday, *The NGTV view of the RPI-X regulatory regime*, [w:] D. Helm (red.), *The future of infrastructure regulation*, Oxford 2005, s. 44, cyt. za: A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 54.

Rzeczywista stopa zwrotu z inwestycji w majątek sieciowy jest wielkością rezydualną, czyli jest tym większa, im mniejsze są w stosunku do uzgodnionych z regulatorem rzeczywiste, ponoszone przez przedsiębiorstwa w kolejnych latach nakłady, więc w ramach regulacji pułapowej nagradzane są *de facto* w większym stopniu przedsiębiorstwa celowo i świadomie ograniczające nakłady inwestycyjne (CAPEX).

W celu więc zapobieżenia w przyszłości pojawiającemu się w trakcie parametryzowania formuły pułapowej zjawisku przeszacowywania przez przedsiębiorstwa rozmiaru niezbędnych ich zdaniem inwestycji pod koniec lat 90. XX w. brytyjski regulator rynku energetycznego zaczął prowadzić coraz bardziej restrykcyjną politykę korygowania w dół planów inwestycyjnych, co, jak twierdzi D. Helm, bardzo wyraźnie ograniczyło inwestycje w rozbudowę np. brytyjskiej sieci gazowniczej ze szkodą dla funkcjonowania konkurencyjnego rynku wytwarzania energii elektrycznej, który w dużym stopniu opiera się na elektrowniach gazowych³⁴⁷.

Pojawił się także postulat wprowadzenia ograniczenia, że jeśli w okresie regulacji i tym samym obowiązywania formuły pojawi się na skutek zaistnienia nowych, nieprzewidzianych w momencie parametryzowania formuły okoliczności ekonomicznie zasadna potrzeba realizacji określonego projektu inwestycyjnego, projekt ten nie zostanie zrealizowany. Wynika to z tego, że realizacja tego projektu wiąże się z koniecznością poniesienia dodatkowych nakładów, które nie zostały uwzględnione w kalkulacji dopuszczalnych przychodów, a zatem przedsiębiorstwo nie mogłoby liczyć na uzyskanie zwrotu na tak zainwestowanym kapitale, przynajmniej do końca danego okresu regulacji, a warunkiem uzyskania zwrotu w następnym okresie byłoby uwzględnienie nakładów związanych z realizacją tego projektu w parametryzacji nowej formuły regulacyjnej.

Zdaniem A.T. Szablewskiego słabością regulacji pułapowej, w wersji opartej na wyjściowej propozycji S.C. Littlechilda z 1983 r., było przyjęcie założenia, że kluczowy dla określenia wielkości nakładów inwestycyjnych stan zewnętrznego otoczenia przedsiębiorstwa w momencie parametryzowania formuły nie będzie się zmieniał w całym okresie regulacyjnym. Założenie to jest nierealistyczne, dlatego rekomendowany kierunek reformy regulacji bodźcowej sprowadza się do stworzenia mechanizmów, które, nie osłabiając bodźcowej siły formuły regulacyjnej, umożliwiłyby korygowanie dopuszczalnej wielkości przychodów o kwoty nakładów inwestycyjnych wymaganych przez niezależne od przedsiębiorstwa zmiany w otoczeniu zewnętrznym.

W opracowaniach na temat celowości stosowania formuły bodźcowej w wariantach metody pułapu cenowego podkreśla się trzy zasadnicze zalety tej formuły w stosunku do regulacji tradycyjnej opartej na kontroli kosztów i zysków. Po pierwsze, formuła ta generuje silne bodźce do obniżki kosztów w przedsiębiorstwach objętych regulacją, co jest warunkiem koniecznym dla ekonomicznie zasadnego obniżania cen

³⁴⁷ D. Helm, *The new regulatory agenda*, Social Market Foundation 2004, <https://www.smf.co.uk/wp-content/uploads/2004/01/Publication-A-New-Regulator-Agenda-Dieter-Helm.pdf>.

dla odbiorców szczególnie w sektorze energetycznym. Po drugie, umożliwia ona ograniczenie zakresu ingerencji regulatora w funkcjonowanie przedsiębiorstw regulowanych, czyli umożliwia stosowanie tzw. miękkiej regulacji (*light regulation* lub *light-handed regulation*). Po trzecie, możliwe jest zmniejszenie kosztów regulacji zarówno bezpośrednich, związanych z funkcjonowaniem organu regulacyjnego, jak i pośrednich, powstających w przedsiębiorstwach regulowanych a związanych z wymaganiami systemu regulacji.

Generalnie obrońcy metody RPI-X podnoszą dwa kluczowe argumenty. Pierwszy dotyczy wykazania, iż formuła pułapu cenowego już zawiera bardzo wyraźny mechanizm podziału korzyści wynikających z racjonalizacji działania przedsiębiorstw, głównie energetycznych. Mechanizm ten składa się przynajmniej z trzech elementów. Przede wszystkim jest to wspomniany już parametr efektywności, gwarantujący odbiorcom na bieżąco udział w korzyściach wynikających z podniesienia efektywności. Ponadto, w fazie przeglądu cenowego regulator, na podstawie analizy aktualnych, rzeczywistych kosztów, które odzwierciedlają przecież osiągnięty w poprzednim okresie postęp w podnoszeniu efektywności oraz na podstawie swojej oceny możliwej do osiągnięcia w następnym okresie regulacji poprawy efektywności, może zwiększyć udział odbiorców w korzyściach stąd wynikających. Przybiera to formę zwiększania wartości współczynnika X .

Drugi argument wiąże się z pytaniem, czy bez uruchomienia tego rodzaju agresywnego bodźcowania przedsiębiorstw regulowanych możliwe byłoby osiągnięcie tak znaczących wyników w sferze efektywności, które w ostatecznym rachunku są podstawą do uruchomienia trwałej tendencji do obniżania cen. W związku z tym wskazują, iż modyfikacja formuły pułapu cenowego w kierunku regulacji pasmowej oznacza, iż, po pierwsze, jest to krok w kierunku zastąpienia systemu bodźcowania przedsiębiorstw regulowanych bowiem ogranicza się możliwość przedsiębiorstw w konsumowaniu efektów ich zabiegów o poprawę efektywności, po drugie, oznacza to zwiększenie stopnia regulacyjnego nadzoru, w tym zwłaszcza wciągnięcie regulatora w bieżący nadzór nad zyskami przedsiębiorstw regulowanych, co zawsze jest przedmiotem kontrowersji i rodzi po stronie przedsiębiorstw znany z regulacji kosztowej syndrom zachowań antyefektywnościowych³⁴⁸.

Konkludując, warto przytoczyć zdanie samego brytyjskiego regulatora, czyli Urzędu ds. Rynków Gazu i Energii Elektrycznej (The Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem) oraz części ekspertów, w tym również twórcy regulacji bodźcowej S.C. Littlechilda, że mechanizm regulacyjny oparty na pułapie cenowym i pułapie przychodów zdał w pełni egzamin zarówno w Wielkiej Brytanii, jak i w innych krajach, które zdecydowały się na jego wprowadzenie – dzięki wysokiej zdolności tego mechanizmu do wymuszania efektywności kosztowej czy także poprawy jakości usług sieciowych, ale również i stymulowania inwestycji.

³⁴⁸ A.T. Szablewski (red.), *Liberalizacja sektora...*, s. 34, 39, 40.

Także zdaniem T. Jamasba i M. Pollitta dotychczasowa praktyka regulacji typu RPI-X potwierdziła zdolność nie tylko do stymulowania proefektywnościowych zachowań przedsiębiorstw regulowanych, ale także do zapewniania przedsiębiorstwom stabilnych przepływów pieniężnych oraz mobilizowania modernizacyjno-rozwojowych inwestycji w potencjał sieciowy³⁴⁹.

Kierunki rozwoju metody regulacji pułapowej

Funkcjonowanie metody RPI-X od początku powodowało wiele kontrowersji i wątpliwości, które przyczyniały się do formułowania propozycji korekty wyjściowej koncepcji i w efekcie stopniowej ewolucji tego rodzaju regulacji. Istotą ewolucji tej praktyki regulacji było odchodzenie od postulowanego na początku lat 80. XX w. przez S.C. Littlechilda modelu luźnej regulacji, czyli regulacji cechującej się istotnym ograniczeniem zakresu ingerencji regulatora w funkcjonowanie przedsiębiorstw regulowanych w kierunku powrotu do krytykowanego przez S.C. Littlechilda modelu twardej regulacji (*hard-handed regulation*), czyli praktyki regulacyjnej opierającej się na szczegółowej kontroli kosztów zysków i rentowności przedsiębiorstwa przez regulatora rynku.

Proces ten szczególnie wyraźnie zaznaczył się w przypadku regulacji brytyjskiego sektora elektroenergetycznego, gdzie w ramach każdego z trzech przeglądów cenowych dokonywanych przez regulatora stopniowo rozbudowywano mechanizmy regulacyjne. W ramach trzech etapów rozbudowy mechanizmów zarysowały się trzy istotne kierunki ewolucji: wykorzystanie technik benchmarkingowych, uwzględnienie czynnika jakościowego oraz uwzględnienie czynnika inwestycyjnego.

Proces powrotu do modelu twardej regulacji spowodowany został w szczególności pojawieniem się barier uniemożliwiających zakładany kierunek ewolucji regulacji pułapowej, wywołanej gwałtownie rosnącymi zyskami przedsiębiorstw w całym pierwszym okresie regulacji, która w sposób krytyczny zaznaczyła się właśnie w brytyjskim sektorze elektroenergetycznym.

W ramach pierwszego etapu rozbudowy procedury przeglądu cenowego skupiono się na analizie zmian struktury i poziomu kosztów operacyjnych przedsiębiorstw regulowanych. W celu rozpoznania stopnia zróżnicowania poziomu efektywności w poszczególnych przedsiębiorstwach zastosowano różne techniki benchmarkingu, których wspólną cechą było posługiwanie się pojęciem efektywności względnej, czyli efektywności obliczanej na podstawie wybranych kryteriów empirycznych i porównania stanu efektywności danego przedsiębiorstwa z góry określonym, zewnętrznym w stosunku do tego przedsiębiorstwa miernikiem. Stosowanie tych technik pozwalało zidentyfikować poziom efektywności każdego przedsiębiorstwa w stosunku do wybranej grupy analogicznych przedsiębiorstw, np. najbardziej efektywnych lub

³⁴⁹ T. Jamasb, M. Pollitt, *Liberalization and R&D in network industries: the case of the electricity industry*, „Research Policy” 2008, vol. 37, no. 6-7, s. 995–1008, cyt. za: A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 47.

odznaczających się przeciętnym poziomem efektywności i w ten sposób ułatwiało kalibrowanie współczynnika X , tak aby podwyższając wartość tego parametru dla mniej efektywnych przedsiębiorstw, skłonić je do nadrobienia dystansu do najlepszych.

Wyrównanie się poziomu efektywności przedsiębiorstw danego sektora pozwalało przejść do drugiej fazy regulacji, w której wartość parametru X odpowiadała przeciętnemu tempu wzrostu efektywności w danym sektorze³⁵⁰.

W ramach drugiego przeglądu cenowego, określanego jako internalizacja czynnika jakości, dążeniem regulatora było zmierzenie się z problemem, który od początku sygnalizowany był jako potencjalna słabość regulacji bodźcowej. Źródłem tego problemu było istnienie wymiennosci między kosztami a jakością. Powstała zatem obawa, że uruchomienie za sprawą wprowadzenia regulacji pułapowej silnych bodźców do obniżki kosztów może skłaniać przedsiębiorstwa do czynienia tego za cenę obniżenia jakości. W związku z tym wprowadzony został przez regulatorów odrębny system regulacji różnych aspektów jakości usług sieciowych.

W brytyjskim sektorze elektroenergetycznym system ten funkcjonował do 2000 r. i obejmował dwa zestawy wymaganych przez regulatora standardów jakości. Pierwszy z nich to tzw. gwarantowane standardy dotyczące różnych aspektów składających się na poziom jakości w zakresie dostaw energii elektrycznej indywidualnym odbiorcom. Ich niedotrzymanie uprawniało odbiorcę do otrzymania od przedsiębiorstwa stosownej kompensaty finansowej. Drugi zestaw dotyczył tzw. ogólnych standardów, które ustalane były oddzielnie dla każdego przedsiębiorstwa w uzgodnieniu z przedsiębiorstwami i przedstawicielami odbiorców usług sieciowych po to, aby uwzględnić preferencje odbiorców i konfrontować je z kosztami ponoszonymi przez przedsiębiorstwa w celu dotrzymania tych standardów.

Na podkreślenie zasługuje, że regulator systematycznie podnosił poziom tych standardów, jak również wysokość kompensaty finansowej. W zgodnej ocenie tego rodzaju system nie tylko zapobiegł pogarszaniu się jakości, ale przyczynił do wyraźnej jego poprawy między innymi w zakresie dwóch wskaźników – zmniejszeniem liczby przerw w dostawach energii w przeliczeniu na 100 odbiorców (z 87,3 w 1995 r. do 85,8 w 2000 r.) oraz skróceniem czasu trwania przerwy w dostawach (z 16,3 min do 9,4 min). Należy jednak pamiętać, że tak wyraźna poprawa prezentowanych parametrów jakości ma ekonomiczne uzasadnienie tylko do poziomu, przy którym krańcowy koszt poprawy jakości zrównuje się z gotowością odbiorcy do jego pokrycia.

W toczącej się dyskusji na temat tego, jak zgodnie z kryterium efektywności ekonomicznej zapewnić system regulacji jakości, zarysowały się trzy koncepcje.

Pierwsza z nich określana była jako system stanowiących przez regulatora premii i kar finansowych nakładanych na przedsiębiorstwa za wzrost lub spadek jakości o jednostkę (*marginal rewards and penalties*). Ich kalkulacja miałyby być dokonywana

³⁵⁰ A.T. Szablewski, *Geneza i rozwój...*, s. 525, 526.

z uwzględnieniem wartości, jaką odbiorcy przypisywali wzrostowi lub spadkowi jakości o jednostkę. Wprowadzenie tego systemu oznaczało, że zorientowane na maksymalizację zysku przedsiębiorstwo samodzielnie dokona wyboru akceptowanego przez odbiorców poziomu jakości, który wyrażałby tzw. pełną społeczną wartość jakości (*full social value of quality*)³⁵¹.

Z kolei druga koncepcja zakładała, że to regulator określi optymalny poziom jakości obowiązujący przedsiębiorstwa, ustalając zarazem drakoński wymiar kary (*absolute fine*), np. w formie odebrania koncesji na prowadzenie działalności regulowanej za niedotrzymanie wymaganego standardu jakości.

Trzecia koncepcja, w której zakładano wykorzystanie idei benchmarkingu do regulowania jakości (*quality incorporated benchmarking*), polegała na stosowaniu wspomnianych krańcowych premii i kar jako części składowych regulacji pałapowej. Mechanizm tego rodzaju regulacji sprowadzałby się do przyjęcia zasady, że w przypadku podwyższenia lub pogorszenia przez dane przedsiębiorstwo jakości w stosunku do poziomu jakości w przedsiębiorstwie przyjętego jako punkt odniesienia, może ono odpowiednio podnieść lub też musi obniżyć cenę świadczonej usługi o wielkość, która odpowiada wartości, jaką odbiorcy przypisują wzrostowi lub spadkowi poziomu jakości. Dodatkową zaletą mechanizmu, którego działanie w istocie odpowiada znanej w teorii regulacji koncepcji *yardstick competition* jest to, że uruchomiona w ten sposób konkurencja między regulowanymi firmami pozwala nie tylko na osiąganie efektywności statycznej, wyrażonej optymalnym poziomem jakości odpowiadającym istniejącej w tym przedsiębiorstwie krzywej kosztów, ale także efektywności dynamicznej, która wyraża się z kolei przesuwaniami się tej krzywej kosztów w związku z obniżaniem się kosztów zapewnienia danego poziomu jakości dzięki uruchomionym w ramach tego mechanizmu długookresowym inwestycjom³⁵².

Wracając do ostatniego, trzeciego etapu przeglądu cenowego w związku z rosnącą rolą czynnika inwestycji skupiono się na przeorientowaniu mechanizmu regulacyjnego w taki sposób, aby zrównoważyć siłę bodźców skłaniających do obniżki kosztów bieżących z bodźcami inwestycyjnymi, co w istocie oznaczało wzmocnienie bodźców inwestycyjnych. Chodziło więc o to, aby z jednej strony skłonić przedsiębiorstwa do wykorzystania posiadanej przewagi informacyjnej na etapie szacowania przez nie wielkości nakładów inwestycyjnych niezbędnych, ich zdaniem, do wywiązania się z ciążących na nich obowiązków w zakresie świadczenia usług sieciowych, z drugiej strony chodziło o ich zainteresowanie w obniżaniu tych nakładów bez uszczerbku dla realizacji zaakceptowanych celów inwestycyjnych.

Modyfikacja ta polegała na zastosowaniu zestawu zaproponowanych przez regulatora wariantów, określanych w literaturze przedmiotu jako menu regulacyjnych

³⁵¹ T. Jamasb, M. Pollitt, *Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons of experience from Britain*, „Energy Policy” 2007, vol. 35, no. 12, s. 6175, cyt. za: A.T. Szablewski, *Geneza i rozwój...*, s. 528.

³⁵² A.T. Szablewski, *Geneza i rozwój...*, s. 528, 529.

kontraktów bodźcowych (*menu of incentive contracts*), które zawiera się w przedziale między dwoma skrajnymi wariantami. W pierwszym z nich do kalkulacji pułapu dozwolonych przychodów przyjęto najwyższy poziom nakładów inwestycyjnych, zakładając jednocześnie jego najslabszą siłę motywacyjną, co oznacza niską premię, jaka pojawia się w przypadku, gdy przedsiębiorstwo osiąga założone cele inwestycyjne przy niższym poziomie nakładów. Z kolei w drugim wariantcie pułap przychodów kalkulowany był z uwzględnieniem najniższego poziomu nakładów. Wariant ten zakładał natomiast najwyższą premię za uzyskane przez przedsiębiorstwo oszczędności w wydatkach inwestycyjnych³⁵³.

Innymi słowy punktem wyjścia do budowy takiego pakietu inwestycyjnego była analiza, w ramach której określono optymalną według regulatora wielkość nakładu inwestycyjnego dla realizacji akceptowanego przez niego programu inwestycyjnego oraz przypisany temu pakietowi element bodźcowy w formie tzw. bodźca efektywnościowego (*efficiency incentive*), który wyrażony był wielkością udziału przedsiębiorstwa w korzyściach wynikających z osiągniętej przez nie redukcji nakładów (*underspent*) w toku realizacji tego programu³⁵⁴.

Ważnym forum dyskusji nad oceną dotychczasowych osiągnięć oraz proponowanych kierunków zmian w podejściu do koncepcji i metod regulacji stał się uruchomiony w 2008 r. przez brytyjskiego regulatora sektora energetycznego projekt *Regulating Energy Networks for the Future: RPI-X@20*. Celem tego projektu było dokonanie przy udziale zainteresowanych stron, w tym zwłaszcza rządu, przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców energii elektrycznej i gazu, przeglądu fundamentalnych założeń leżących u podstaw regulacji bodźcowej w celu odpowiedzi na pytanie, czy pomimo wysoce pozytywnej oceny dotychczasowych efektów działania tego rodzaju mechanizmu regulacyjnego – w kształcie nadanym mu w drodze kolejnych modyfikacji wyjściowej koncepcji – jest on w stanie sprostać pojawiającym się przed tymi sektorami wyzwaniom.

W toku dyskusji ujawniły się trzy zasadnicze stanowiska. W ramach pierwszego z nich, sytuującego się w szerszym kontekście narastającego krytycyzmu wobec koncepcji liberalizacji sektora energetycznego, podawano w wątpliwość pogląd, że w energetycznych sektorach sieciowych jest możliwe pobudzanie niezbędnych, jeśli chodzi o aspekty skali, struktury i czasu, inwestycji w sposób zgodny z logiką bodźców rynkowych. Wynikał stąd wniosek, że trzeba poważnie rozważyć zasadność paradygmatu liberalizacji, a zatem i przydatność regulacji pułapowej, zwłaszcza jeśli uwzględnić walory regulacji stopy zwrotu w zakresie mobilizowania inwestycji.

Według drugiego, krańcowo odmiennego stanowiska, którego najbardziej aktywnym reprezentantem był S.C. Littlechild, zaznaczają się dwie negatywne tendencje. Pierwsza z nich, to wyraźny wzrost znaczenia czynnika politycznego skutkujący

³⁵³ Tamże, s. 531, 532.

³⁵⁴ Tenże, *Regulacyjny wymiar...*, s. 35, 36.

osłabieniem niezależności regulatora oraz przejmowanie przez rząd coraz większej ilości uprawnień o charakterze regulacyjnym³⁵⁵.

Druga tendencja dotyczyła słabnącego w stosunku do możliwości tempa deregulacji, co w istocie oznacza wzrost stopnia przeregulowania sektora (*over-regulation*). W związku z tym S.C. Littlechild zalecał odwrócenie kierunku zmian i zachęcał do śmielszej deregulacji, np. przez powiększanie zakresu tzw. komercyjnych inwestycji w sieci oraz do wykorzystywania w większym zakresie prorynkowych rozwiązań regulacyjnych, takich jak wykorzystywane w USA i Kanadzie mechanizmy negocjowanych porozumień między przedsiębiorstwami i ich odbiorcami. Wspólną cechą tych rozwiązań jest redukcja stopnia i zakresu ingerencji regulatorów na rzecz zwiększenia roli elementów samoregulacji.

Istotą trzeciego stanowiska, za którym ostatecznie opowiedział się regulator rynku energetycznego, jest wyeksponowanie kwestii zmieniających się uwarunkowań działania sektora energetycznego. Są one na tyle poważne, że nie wystarczy już dotychczasowa metoda modyfikacji mechanizmu regulacyjnego, ale trzeba sięgnąć do głębokiej reformy tego mechanizmu, tak aby zachowując jego prorynkowy charakter dostosować ten mechanizm do charakteru i skali nowych wyzwań³⁵⁶.

Stosowanie formuły pułapu cenowego i pułapu przychodów skutecznie realizowało postulat optymalizacji kosztów operacyjnych w przypadku regulowanych przedsiębiorstw sieciowych od początku lat 80. przez trzy dekady, kiedy to zaczęły pojawiać się wątpliwości w związku z pytaniem, czy formuła ta równie skutecznie

³⁵⁵ Analogiczna, negatywna tendencja zarysowała się w styczniu 2022 r. także w polskim sektorze gazowniczym, gdy minister właściwy ds. aktywów państwowych podjął arbitralną decyzję polityczną o obniżeniu cen paliwa gazowego. Wspomniany minister „polecił” spółce zależnej PGNiG Obrót Detaliczny obniżyć ceny gazu ziemnego dla klientów biznesowych o 25% w okresie od 14 stycznia do 28 lutego 2022 r. Obniżką zostali objęci automatycznie wszyscy odbiorcy, rozliczani za pobrane paliwo gazowe na podstawie cen określonych w aktualnie stosowanych przez tę spółkę obrotu taryfach dla biznesu. To działanie polityczne ma ogromne, negatywne implikacje prawne, regulacyjne i biznesowe. Po pierwsze, decyzja ta została podjęta z pominięciem polskiego regulatora, co istotnie osłabia, a nawet deprecjonuje i tak słabą już pozycję polskiego regulatora na rynku energii. Po drugie, to nie członek rządu powinien decydować o tym, po ile sprzedawany jest gaz przez spółkę publiczną, tylko ciała statutowe tej spółki. Stąd nieuzasadniona ani biznesowo, ani regulacyjnie obniżka ceny gazu oceniana jest przez wielu ekspertów rynku gazu jako działanie na szkodę spółki i może implikować w przyszłości poważne konsekwencje prawne dla jej zarządu. Po trzecie, informacje dotyczące oczekiwań politycznych co do cen sprzedaży gazu w Polsce na początku 2022 r. wywołały spadek kursu akcji PGNiG – na przykład w ciągu pierwszych trzech dni od publicznej deklaracji rządu w dniu 14 stycznia 2022 r. akcje PGNiG straciły na wartości prawie 9%, co oznacza, że wartość rynkowa spółki szacowana na poziomie prawie 34 mld zł obniżyła się o 3 mld zł. Powyższe działanie rządu zostało usankcjonowane na mocy przyjętej przez Sejm RP noweli prawa energetycznego, tzw. noweli gazowej, w ramach której polski rząd rozszerzył grupę odbiorców chronionych, podlegających cenom regulowanym przez URE. Koszt zamrożenia cen szacowany jest na poziomie 10 mld zł, a największym beneficjentem tej Ustawy będzie PGNiG, które dodatkowo dostanie od budżetu państwa dotację 20 mld zł.

³⁵⁶ A.T. Szablewski, *Geneza i rozwój...*, s. 533, 534.

będzie sprzyjała nowym priorytetom regulacji, mianowicie wspieraniu procesu zrównoważonego rozwoju.

Priorytet dla zrównoważonego wzrostu sektora przedsiębiorstw użyteczności publicznej dotyczył tworzenia warunków umożliwiających spełnienie przez sektor wymagań o charakterze ekologicznym, czyli szybko postępującej dekarbonizacji, wzrostu udziału energetyki odnawialnej w miksie energetycznym, a także wymagań dotyczących zachowania niezbędnego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii.

Efektem prac nad nowym sposobem regulacji rynku, odpowiadającym na przywołane wyzwania stał się ogłoszony w dniu 4 października 2010 r. model regulacji sektora energetycznego w formie dokumentu pod nazwą Przychody ustalone za pomocą bodźców w celu osiągnięcia innowacyjności i zamierzonej produkcji (*revenue using incentives to deliver innovation and output*).

Dokument znany pod roboczą nazwą RIIO składał się z dwóch części – dokumentu głównego, który zawierał uzasadnienie potrzeby zmiany modelu regulacji, cele nowego modelu regulacji oraz katalog proponowanych narzędzi. Drugi dokument, zwany dokumentem towarzyszącym, stanowił zbiór proponowanych nowych procedur regulacyjnych i miał charakter instrukcji (*handbook*).

Nowy model regulacji miał stymulować przedsiębiorstwa sieciowe do realizacji dwóch głównych celów. Pierwszym z nich było zwiększenie aktywności przedsiębiorstw w procesie transformacji sektora energetycznego w kierunku zrównoważonego rozwoju. Od przedsiębiorstw oczekiwano, po pierwsze, pełnego zaangażowania w podejmowanie stosowanych działań, które powinny cechować się efektywnością oraz innowacyjnością, po drugie, umiejętności zarządzania w warunkach wysokiego poziomu niepewności, który towarzyszyć miał procesom transformacji sektorowej, i po trzecie, zdolności uczenia się i reagowania na nowe informacje oraz zmieniające się uwarunkowania ich działania.

Drugim celem było stymulowanie przedsiębiorstw do podejmowania działań, które zapewniałyby obecnym i przyszłym odbiorcom pożądany poziom jakości usług po jak najniższym koszcie. Tak sformułowany cel stawiał przedsiębiorstwa sieciowe w obliczu konieczności rozwiązywania trudnych dylematów, zważywszy, że interesy poszczególnych kategorii odbiorców nie były jednakowe³⁵⁷.

W nowym modelu regulacji przyjęta została konstrukcja mechanizmu bodźcowania przedsiębiorstw istotnie różniąca się od wcześniejszego modelu. Zrezygnowano w nim z parametru X na rzecz ustalonej odrębnie dla każdego przedsiębiorstwa stopy określającej siłę proefektywnościowych bodźców (*efficiency incentive rate*). Rozwiązanie to nawiązuje do odrzuconej niegdyś w Wielkiej Brytanii idei regulacji opartej na podziale zysku (*profit sharing regulation*), przy czym w wersji przyjętej w modelu RIIO ma ono działać w obie strony. Jeśli więc stopa ta ustalona zostanie na poziomie 40%, to w przypadku, gdy przedsiębiorstwo osiągnie założone efekty po niższych niż planowano kosztach, rozmiar dodatkowego zysku przedsiębiorstwa stanowić będzie

³⁵⁷ Tenże, *Regulacyjny wymiar...*, s. 82–84.

40% całkowitej wielkości, o jaką obniżone zostały jego koszty w okresie regulacji. Beneficjentami pozostałej części tej wielkości będą odbiorcy, którzy z tego tytułu odniosą korzyść w postaci odpowiednio obniżonych opłat podlegających regulacji. Jeśli koszty rzeczywiście poniesione przez przedsiębiorstwo będą wyższe od przychodów dopuszczalnych formułą regulacyjną, to w ich pokryciu w tych proporcjach będą uczestniczyć przedsiębiorstwo i odbiorcy.

Rozwiązanie to w istocie posłużyło rozłożeniu ryzyka między przedsiębiorstwo i odbiorców, które to ryzyko w nowym modelu regulacji istotnie wzrosło w związku z decyzją o wydłużeniu okresu regulacji do 8 lat.

Należy także zwrócić uwagę na dwa całkiem nowe elementy zawarte w nowym modelu regulacji RIIO. Pierwszy z nich dotyczy stworzenia pakietu bodźców, które mają wspierać szeroko rozumiane procesy postępu technologicznego w zakresie działalności sieciowej. Pakiet opierał się na utworzeniu Funduszu Niskoemisyjnych Sieci (*Low Carbon Networks Fund*), który miał być w dyspozycji regulatora. Środki z tego funduszu miały nie tylko wspierać (współfinansować) projekty o charakterze innowacyjnym, ale także służyć nagradzaniu tych podmiotów, które realizując we własnym zakresie takie projekty, wprowadziły do praktyki z korzyścią dla odbiorców nowe rozwiązania charakteryzujące się wysokim poziomem innowacyjności.

Drugi element wprowadzał do mechanizmu regulacji pewną dawkę konkurencji, która polegała na możliwości realizacji pewnych projektów sieciowych przez tzw. strony trzecie (*third parties*). Chodziło o to, że w przypadku dużych, autonomicznych projektów sieciowych regulator może przyznać prawo ich realizacji i otrzymywania z tego tytułu przychodów innym podmiotom niż działające już przedsiębiorstwa sieciowe. Jest to możliwe, jeśli inne podmioty przedstawiają bardziej konkurencyjną (kosztowo, jakościowo czy innowacyjnie) ofertę realizacji danego projektu.

Konkludując, należy stwierdzić, że model RIIO stanowi kolejny etap ewolucji systemu regulacji brytyjskiej i jest także najbardziej złożonym i rozbudowanym systemem regulacji, jaki dotąd został zaimplementowany do światowej praktyki regulacyjnej³⁵⁸.

2.2.4. Metody hybrydowe regulacji

Implementowane w praktyce regulacyjnej różne formy kontroli cen w różny sposób implikują zachęty przedsiębiorstw regulowanych do podniesienia rentowności, np. przez redukcję kosztów lub wzrost wolumenu sprzedaży na skutek poprawy jakości świadczonych usług, oraz decydują w różny sposób o podziale ryzyka pomiędzy właścicielami przedsiębiorstwa a jego klientami. Powstały więc w związku z tym różne adaptacje regulacji pułapu cenowego, łączące system zachęt (bodźców) z mechanizmami mającymi na celu obniżenie ryzyka generowania zbyt dużych odchyleń wyników finansowych przedsiębiorstwa od poziomu kosztów uzasadnionych (czyli nadmiernych zysków lub strat) oraz ograniczające ryzyko powstania zbyt dużej asy-

³⁵⁸ Tamże, s. 84–104.

metrii informacyjnej między organem regulacyjnym a przedsiębiorstwem regulowanym. Do takich metod można zaliczyć metody hybrydowe regulacji, np. metodę podziału zysków lub dochodów (*earning and revenue sharing regulation*) czy metodę regulacji porównawczej (*yardstick competition*).

Metoda podziału zysków i dochodów

Prezentowane podejście tzw. regulacji ruchomej (*sliding-scale regulation*) wykorzystywanej do podziału zysków jest zdaniem J.J. Laffonta i J. Tirole'a podejściem znanym w praktyce regulacyjnej co najmniej od 1925 r.³⁵⁹

Obecnie jest to podejście postrzegane przez praktykę regulacji jako narzędzie pośrednie pomiędzy regulacją stopy zwrotu a regulacją pułapu cenowego, które znalazło zastosowanie jako regulacja zwana podziałem dochodów i zysków na początku lat 90. w Stanach Zjednoczonych, w szczególności w odniesieniu do regulacji przedsiębiorstw telekomunikacyjnych³⁶⁰.

Podejście to ma na celu generowanie pewnych zachęt dla przedsiębiorstwa do obniżenia kosztów, ale jednocześnie ogranicza możliwości uzyskania zbyt wysokich lub niskich zysków. Typowy plan podziału zysków określa docelową stopę zwrotu z inwestycji, a także przedział istotności oscylujący wokół tej stopy, w ramach którego przedsiębiorstwo nie będzie zobowiązane do alokowania części swoich zysków na odbiorców.

W ramach wspomnianego przedziału, zwanego często strefą obojętną (*dead-band*) przedsiębiorstwo może zachować wszystkie swoje osiągnięte zyski, co koncepcyjnie zbliża to podejście do regulacji pułapu cenowego. Natomiast poza granicami wskazanego przedziału (poza pasmem, ang. *band*), regulowane przedsiębiorstwo jest w stanie utrzymać tylko część zysków (lub część poniesionej straty), plasujących się powyżej (lub poniżej) wcześniej określonych poziomów. Druga część zysków (lub straty) musi zostać częściowo alokowana na odbiorców albo w formie refundacji, albo w formie przyszłych obniżek cen w przypadku, gdy osiągnięte zyski przekraczają górny próg przedziału istotności. Z kolei w przypadku, gdy osiągnięte zyski są niższe niż dolny próg przedziału istotności – mogą zostać odzyskane poprzez wyższe ceny dla odbiorców. W rezultacie, gdy zyski przedsiębiorstwa są znacznie wyższe lub niższe niż proponowana stopa zwrotu, mechanizm podziału zysków działa w sposób podobny do regulacji stopy zwrotu.

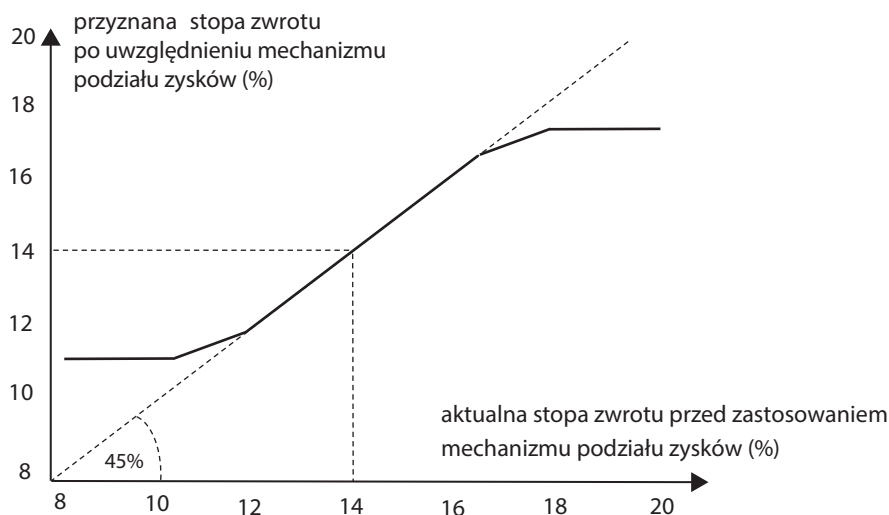
Przytaczaną często zaletą takiego podejścia jest właśnie zapewnienie elastycznego połączenia regulacji pułapu cenowego i regulacji stóp zwrotu oraz możliwość zapewnienia przedsiębiorstwom regulowanym zachęt do obniżenia kosztów przy jednoczesnym zapewnieniu, że poziomy cen i kosztów nie zostaną zrównane. Z tego właśnie względu regulacja ta stała się atrakcyjna dla organów regulacyjnych,

³⁵⁹ J.J. Laffont, J. Tirole, *A theory of incentives...*, s. 16.

³⁶⁰ Na przykład podejście *earnings sharing* zostało wykorzystane przez regulatorów w stanach New Jersey i Kalifornii, a także przez kanadyjskiego regulatora dla sektora sieciowego w stanie Alberta – Alberta Utilities Commission.

które najpierw odeszły od regulacji stóp zwrotu, zapewniając pewien stopień ochrony dla odbiorców przed nadmiernymi zyskami przedsiębiorstw.

Na rysunku 2.6 przedstawiono praktyczny przykład działania mechanizmu podziału zysków (*earning sharing mechanism*)³⁶¹. W tym przykładzie przedsiębiorstwo może zatrzymać wszystkie wypracowane zyski, na których podstawie możliwa jest do wygenerowania stopa zwrotu w przedziale 12–16%. Dla zysków generujących stopę zwrotu od 16 do 18% przedsiębiorstwo zachowuje prawo do 50% zysku, podczas gdy pozostałe 50% zysków jest alokowane na odbiorców. Z kolei przedsiębiorstwo nie może zachować żadnych zysków, które generują stopę zwrotu większą niż 18%, a wszystkie osiągnięte zyski powyżej tego poziomu są zwracane w całości odbiorcom. Z drugiej strony, jeśli osiągnięte zyski przedsiębiorstwa znajdują się na poziomie niższym niż prognozowano i będą plasować się w przedziale generującym stopę zwrotu w przedziale od 11 do 12%, to przedsiębiorstwo dokona podziału tych niższych niż przewidywano zysków z odbiorcami w proporcji 50/50 – co będzie oznaczać, że przedsiębiorstwo realnie ponosi tylko 50% straty, natomiast odbiorcy ponoszą pozostałe 50% straty – np. przez zastosowanie wyższych cen. Jeśli natomiast osiągnięte zyski przedsiębiorstwa generują stopę zwrotu poniżej poziomu 11%, na odbiorców alokowane będą wszystkie potencjalne straty poniżej tego poziomu, a ceny będą podwyższane do momentu, w którym osiągane zyski wygenerują stopę zwrotu na poziomie powyżej 11%.



Rys. 2.6. Mechanizm podziału zysków według D.E.M. Sappingtona i D.L. Weismana

Źródło: D.E.M. Sappington, D.L. Weisman, *Price cap regulation: what have we learned from 25 years of experience in the telecommunication industry?* „Journal of Regulatory Economics” 2010, vol. 38, no. 3, s. 231.

³⁶¹ D.E.M. Sappington, D.L. Weisman, wyd. cyt., s. 231.

W praktyce zdaniem D.E.M. Sappingtona istnieje kompromis związany ze stosowaniem mechanizmu podziału zysków, który z jednej strony zmniejsza częstotliwość występowania nadmiernych zysków, ale z drugiej osłabia zachęty dla przedsiębiorstw do minimalizowania kosztów operacyjnych działalności sieciowej. Wynika stąd, że skuteczność tego mechanizmu zależy od tego, czy skala potencjalnych korzyści związanych z minimalizacją kosztów produkcji jest większa niż potencjalne korzyści związane z zapewnieniem ścisłej równowagi pomiędzy przychodami a kosztami w celu zapobiegania nadmiernym zyskom.

Zdaniem D.E.M. Sappingtona podejście podziału dochodów w praktyce regulacyjnej może także implikować niepożądane skutki w działaniach przedsiębiorstwa regulowanego, np. gdy zyski przedsiębiorstwa są zbliżone do dolnej granicy przedziału istotności, gdzie stan ten może być zachętą do bardziej ryzykownych działań i inwestycji przedsiębiorstwa, ponieważ *de facto* jest ono narażone tylko na część straty w przypadku niepowodzenia działań operacyjnych i realizowanych inwestycji – z powodu proporcjonalnego dzielenia się ryzykiem z odbiorcami. Z tego samego względu, jeżeli zyski przedsiębiorstwa generują rentowność zbliżoną do górnej granicy przedziału istotności, przedsiębiorstwo może stracić zachęty do ryzyka i tym samym do inwestowania w działania i projekty inwestycyjne generujące zyski zwiększające rentowność powyżej tego pułapu³⁶².

Argumentuje się także, że metoda podziału zysków może stwarzać zachęty dla przedsiębiorstw do alokacji ponoszonych kosztów w różnych latach, co w istotnym zakresie może naruszać księgową zasadę współmierności przychodów i kosztów. Pojawia się także argument, że omawiana metoda może zachęcać regulatora do jeszcze większego interwencjonizmu na rynku poprzez promowanie wejścia do sektora nowych operatorów i wskazanie, które prognozowane koszty operatora dominującego powinny być uzasadnione dla celów regulacyjnych (czyli w celu alokowania do taryfy), a które nieuzasadnione³⁶³.

Jako alternatywne podejście w ramach tej metody stosuje się również podejście oparte na podziale przychodów. Analogicznie, gdy przychody przedsiębiorstwa przekraczają z góry określony przedział istotności, przedsiębiorstwo jest zobowiązane do dzielenia się częścią przychodów z klientami. Takie podejście zasadniczo nie zmniejsza zachęt dla przedsiębiorstwa do obniżania kosztów ani nie stwarza zachęt dla organu regulacyjnego do odmowy alokacji niektórych kosztów operacyjnych do taryfy, przez co rozwiązuje niektóre z kluczowych ograniczeń podejścia opartego na podziale zysków. W ramach tego podejścia przedsiębiorstwo nie może także generować zwiększenia przychodów powyżej progu istotności przez takie działania, jak obniżenie jakości świadczenia niektórych usług (w celu zmniejszenia popytu) lub zmianę struktury cen.

³⁶² D.E.M. Sappington, *Price regulation*, [w:] M. Cave, S.K. Majumdar, I. Vogelsang (red.), *Handbook of telecommunications economics*, t. 1, Elsevier, Amsterdam 2002, s. 269.

³⁶³ C. Decker, wyd. cyt., s. 135.

Pomimo powszechnego stosowania podejścia polegającego na podziale przychodów i zysków przez liczne organy regulacyjne w latach 90. w USA, podejście to z czasem zostało zastąpione przez tradycyjne formy regulacji pułapu cenowego. Obecnie podejście to nie jest już stosowane w jurysdykcji amerykańskiej, natomiast przykłady jego stosowania nadal można znaleźć w jurysdykcjach krajów rozwijających się³⁶⁴.

Metoda porównawcza

Metoda porównawcza jako podejście hybrydowe do regulacji znane pod nazwą *yardstick competition*, przybrała w praktyce gospodarczej postać tzw. regulacji typu benchmarkingowego³⁶⁵.

W podejściu tym ustalanie cen regulowanych dla przedsiębiorstwa polega na wykorzystaniu parametrów efektywności (*performance parameters*) innych, porównywalnych co do skali prowadzonej działalności w danym sektorze przedsiębiorstw stosujących podobną technologię i tym samym wytwarzających podobny produkt, obsługujących podobne segmenty klientów i posiadających podobne uwarunkowania co do popytu. Dla przykładu, jeżeli przedsiębiorstwo objęte regulacją porównawczą osiąga lepsze wyniki niż grupa przedsiębiorstw, do której jest porównywane, zostaje wtedy nagrodzone za lepsze wyniki w zakresie efektywności i analogicznie zostaje ukarane, jeżeli jego wyniki będą gorsze od wyników grupy porównawczej.

Główną zaletą metody porównawczej jest możliwość neutralizacji asymetrii informacyjnej, z którą zmagają się większość organów regulacyjnych w procesie oceny prognozy kosztów operacyjnych przedsiębiorstwa, uzasadnionych do celów taryfowych, które należy traktować jako podstawę kalkulacji wysokości przychodu regulowanego i tym samym stawek taryfowych. Dzięki tej metodzie regulator ma możliwość oceny wysiłku konkretnego przedsiębiorstwa, podjętego w zakresie optymalizacji kosztowej i w przypadku realnych, pozytywnych efektów tej optymalizacji, zaproponowania wybranych elementów (lub całości) tej metodyki innym przedstawicielom danego sektora w celu adaptacji i poprawy efektywności. Ponadto metoda ta jest postrzegana jako w pełni empiryczna, pozbawiona pierwiastka uznaniowości, jaki występuje w przypadku metody RPI-X, gdzie szczególnie w przypadku ustalania parametru X regulatorzy w wielu postępowaniach ustalali ten parametr, kierując się względami nie merytorycznymi, a koniunkturalnymi, ulegając często naciskom politycznym (szczególnie w kierunku jego obniżenia).

Prezentowane podejście może być implementowane w ramach dwóch formuł – w ramach pełnej formuły porównawczej (*full yardstick competition*), w której ceny stosowane przez przedsiębiorstwo objęte regulacją stanowią bezpośrednio odzwierciedlenie ich parametrów efektywności, a także są zbliżone do parametrów efektywności innych, porównywalnych przedsiębiorstw z danego sektora. Drugą formułą jest

³⁶⁴ D.E.M. Sappington, D.L. Weisman, wyd. cyt., s. 246.

³⁶⁵ A.T. Szablewski, *Regulacyjny wymiar...*, s. 120.

podejście benchmarkingowe, w ramach którego wykorzystuje się informacje o strukturze i poziomach generowanych kosztów przez porównywalne przedsiębiorstwa do określenia parametrów efektywności w zakresie kosztów³⁶⁶, a także w zakresie kontroli cen.

W pełnej formule porównawczej ceny regulowanych przedsiębiorstw nie opierają się więc ani na kosztach historycznych, ani na kosztach prognozowanych, ale ustalane są w oparciu o poniesione koszty (gdyż dostęp do danych prognostycznych dotyczących kosztów jest zwykle bardzo ograniczony) porównywalnych przedsiębiorstw sieciowych, reprezentujących inny (czyli niekonkurencyjny) sektor użyteczności publicznej. Na przykład J.W. Sawkins w swym opracowaniu dokonał analizy zasadności tego podejścia w ramach niekonkurujących ze sobą przedsiębiorstw użyteczności publicznej z sektora wodno-kanalizacyjnego, działających na różnych rynkach, czyli na rynkach różnych państw lub rynku tego samego kraju, ale na różnych obszarach administracyjnych³⁶⁷. W rezultacie formuła *full yardstick competition* pomogła w ustaleniu przez przedsiębiorstwo ceny, która z jednej strony odpowiada średnim kosztom wszystkich przedsiębiorstw w danej branży (*the average industry-wide cost*), a z drugiej pozwala na oddzielenie ceny każdego przedsiębiorstwa od własnych kosztów operacyjnych – jak w przypadku metody pułapu cenowego. W efekcie, jeżeli w praktyce koszty danego przedsiębiorstwa są niższe od średniej sektorowej, to przedsiębiorstwo to wygeneruje większe zyski niż pozostałe przedsiębiorstwa z sektora, a przede wszystkim przedsiębiorstwa, których koszty przekraczają średni poziom (w tej sytuacji poniosą stratę). W konsekwencji omawiane podejście implikuje zachętę dla przedsiębiorstw do obniżenia kosztów w kierunku średniego poziomu sektorowego, a z czasem do poziomu najbardziej efektywnego i możliwego do osiągnięcia w danych warunkach rynkowych.

W przełomowym artykule z 1985 r. A. Shleifer dowodził, że połączenie ceny oferowanej przez przedsiębiorstwo objęte regulacją nie z kosztami własnymi, a z kosztami generowanymi przez porównywalne przedsiębiorstwo z tej samej branży implikuje zachęty do zwiększenia efektywności kosztowej, a tym samym zwiększenia rentowności, ponieważ jeżeli przedsiębiorstwo obniża koszty, podczas gdy porównywalne przedsiębiorstwa z tej samej branży nie generują tego typu działań, osiąga dodatkowe zyski. Analogicznie, jeżeli przedsiębiorstwo nie obniży kosztów w czasie, kiedy takie działania podejmują inne przedsiębiorstwa (benchmarki) z tej samej branży – ponosi stratę³⁶⁸.

Główną zaletą prezentowanej metody porównawczej jest skuteczne naśladowanie konkurencyjnych rynków (*mimic of competitive markets*), ponieważ parametry

³⁶⁶ Należy jeszcze raz przypomnieć, że podstawowe miary (parametry) efektywności procesów przedsiębiorstwa opierają się na kosztach, czasie i jakości.

³⁶⁷ J.W. Sawkins, *The development of competition in the English and Welsh water and sewerage industry*, „Fiscal Studies” 2001, vol. 22, no. 2, s.192.

³⁶⁸ A. Shleifer, *A theory of yardstick competition*, „The RAND Journal of Economics” 1985, vol. 16, no. 3, s. 320.

efektywności dla jednego dostawcy są określane na bazie parametrów innych dostawców w ramach tej samej działalności branżowej.

W praktyce jednak istnieją istotne wymagania związane z zastosowaniem tego podejścia. Po pierwsze, jest to potrzeba zapewnienia, aby przedsiębiorstwa, które są porównywane ze sobą, nie były w stanie zmony cenowej – co może doprowadzić do zwiększenia średniej ceny regulowanej w danej branży. Po drugie, zwykle istnieje problem z zapewnieniem odpowiedniego stopnia porównywalności przedsiębiorstw, głównie co do zakresu prowadzonej działalności sieciowej, a tym samym porównywalności poziomów generowanych kosztów. Z takim właśnie problemem można się spotkać w przypadku polskiego sektora dystrybucji gazu ziemnego, gdzie największy z operatorów³⁶⁹, posiadający 97% udział w rynku tego rodzaju usług³⁷⁰ nie ma na rynku krajowym analogicznego i tym samym porównywalnego benchmarku, który może zostać wykorzystany do porównań na potrzeby regulacji taryf.

Ciekawą, a zarazem kontrowersyjną tezę w tym zakresie postawił cytowany już A. Shleifer, którego zdaniem metoda *full yardstick competition* może być skutecznie stosowana nawet w przypadku przedsiębiorstw heterogenicznych pod warunkiem zastosowania odpowiedniego systemu kalkulacji i unifikacji mierników³⁷¹.

W praktyce regulacyjnej metoda porównawcza jest najczęściej stosowana przez organy regulacyjne nie jako alternatywne, autonomiczne podejście do regulacji cen, ale jako metoda komplementarna w innych podejściach regulacyjnych. Tak więc w procesie ustalania poziomu uzasadnionych przychodów przedsiębiorstwa w ramach systemu pułapu cenowego organ regulacyjny może dokonać porównania wyników przedsiębiorstwa w zakresie wskaźników kosztów operacyjnych, kosztów kapitału oraz jakości w relacji do innych, porównywalnych przedsiębiorstw z branży w celu korekty wartości parametru *X*. Przedsiębiorstwom, które osiągają wyniki zbliżone do poziomu średniej branżowej, można wtedy zaproponować niższy poziom parametru *X* niż przedsiębiorstwom, które są wysoce nieefektywne w relacji do średniej branżowej i które organ regulacyjny może mobilizować do poprawy wyników, właśnie poprzez wysoką wartość parametru *X*.

Metoda *yardstick competition* została zastosowana przez organy regulacyjne w Wielkiej Brytanii, Holandii i Austrii jako metoda uzupełniająca w ustalaniu pułapów cenowych w sektorach elektroenergetycznym, gazowym i wodno-kanalizacyjnym. W przypadku regulatora holenderskiego parametr *X* dla każdego z regulowanych przedsiębiorstw dystrybucyjnych z sektora elektroenergetycznego był wyraźnie powiązany z parametrami charakteryzującymi średnią efektywność procesów w całym sektorze, z uwzględnieniem również mierników opisujących jakość.

³⁶⁹ W tym przypadku chodzi o operatora systemu dystrybucyjnego gazu – Polską Spółkę Gazownictwa.

³⁷⁰ Mierzony długością zarządzanej sieci dystrybucyjnej gazociągów oraz liczbą obsługiwanych odbiorców.

³⁷¹ A. Shleifer, wyd. cyt., s. 320.

Ciekawy przykład implementacji metody porównawczej zaprezentowali w swojej monografii R. Baldwin, M. Cave i M. Lodge. Zdaniem tych autorów *yardstick competition* wiąże się z konkutowaniem porównywalnych przedsiębiorstw ze sobą pod względem poziomu generowanych kosztów, nawet na poziomie transrynkowym. W celu wyjaśnienia działania tej metody przywołany został *case study*, gdzie założono funkcjonowanie 100 porównywalnych spółek produkujących wodę pitną i użytkową (tj. oczyszczalni ścieków) w 100 podobnych miastach obsługiwanych przez tych operatorów.

W omawianym studium przypadku regulator może próbować ustalić poziom uzasadnionych kosztów operacyjnych do celów regulacyjnych na bazie reprezentatywnej próby przedsiębiorstw, jednak istnieje duże ryzyko wystąpienia zjawiska asymetrii informacyjnej. Stąd alternatywnie organ regulacyjny mógłby postępować zgodnie z metodyką A. Shleifera w następujący sposób – w pierwszym etapie zebrać informacje o rzeczywistych kosztach produkcji i dostarczania wody przez każdego ze 100 operatorów, w drugim etapie zezwolić każdemu operatorowi pobierać opłatę za dostarczenie wody na poziomie kosztu średniego pozostałych 99 operatorów³⁷². Przewaga tego rozwiązania polega zdaniem wspomnianych autorów na tym, że każdy operator dysponuje ustaloną przez regulatora ceną, która nie jest bezpośrednio powiązana z poziomem generowanych przez niego kosztów, ale od kosztów innych operatorów. Zatem przychody operatorów są nieskorelowane z ich kosztami.

Jeśli więc jakiś operator jest ponadprzeciętnie efektywny kosztowo, czyli jego poziom kosztów oscyluje poniżej średniej próby badawczej – stan ten zapewni mu osiągnięcie większych zysków od pozostałych operatorów. Jeśli z kolei jego koszty oscylują powyżej średniej – poniesie stratę. W omawianym podejściu przychody regulatorów nie zależą w żaden sposób od ich kosztów, pojawia się zatem motywacja do ich maksymalnego obniżania. W konsekwencji proces ten powinien doprowadzić wszystkich operatorów objętych porównywaniem do poziomu najbardziej uzasadnionych kosztów, przy odpowiednio ustalonych cenach.

Jak pokazała praktyka regulacyjna, z metodyką tą są związane trudności. Pierwszą była konieczność ustalenia cen przed rozpoczęciem okresu regulacyjnego. W tym przypadku jako narzędzie zaradcze można wprowadzić opóźnienie regulacyjne (*lag regulation*), tak aby ceny dla bieżącego roku opierały się na średnich kosztach z roku ubiegłego, ewentualnie skorygowanych o oczekiwany wzrost efektywności kosztowej. Druga trudność wiązała się z ryzykiem zmowy operatorów, które zmniejsza się wraz ze wzrostem liczby przedsiębiorstw uczestniczącym w projekcie. Jeśli zatem operatorzy zorganizują się i zgodzą na utrzymanie swoich kosztów na nieuzasadnionym, wysokim poziomie, każdy z nich będzie uprawniony do pobierania odpowiednio wyższej ceny. Trzecia trudność związana była z brakiem porównywalnych warunków świadczenia działalności operatorskiej przez przedsiębiorstwa objęte badaniem. Oczywiście jest, że regulowani operatorzy nie świadczą swoich usług w identycznych

³⁷² Tamże, s. 319–327.

warunkach. Rynki, które obsługują, różnią się zazwyczaj pod względem topograficznym, demograficznym, klimatycznym, glebowym oraz w zakresie poziomu i struktury popytu, a w szczególności podziału popytu pomiędzy segmentami odbiorców biznesowych i indywidualnych w zależności od miejsca świadczenia usługi. Czynniki te będą więc wpływać na koszty jednostkowe w sposób istotny, co jednak powinno zostać odzwierciedlone w ustalonej cenie³⁷³.

Generalnie metoda regulacji zwana *yardstick competition* zaliczana do podejść regulacyjnych typu benchmarkingowego jest możliwa i efektywna tylko w przypadku występowania odpowiednio licznej i porównywalnej grupy przedsiębiorstw w zakresie realizowanych procesów. Stąd wynika także największa jej wada, która sprowadza się do potrzeby zapewnienia wysokich wymagań informacyjnych, gdzie reprezentatywne dane o wysokiej jakości informacyjnej, niezbędne do skutecznego przeprowadzenia analiz porównawczych, nie zawsze są dostępne.

2.3. Podsumowanie

Treści zawarte w niniejszym rozdziale nasuwają kilka konkluzji. Po pierwsze, sektorem gospodarki istotnym dla bezpieczeństwa publicznego, w tym szczególnie bezpieczeństwa energetycznego państw, staje się sektor przedsiębiorstw użyteczności publicznej. Sektor ten w obszarze energetyki w wielu krajach przeszedł proces całkowitej prywatyzacji, jak w Wielkiej Brytanii, czy od początku jego tworzenia stanowił własność prywatną, jak w Stanach Zjednoczonych. W niektórych jurysdykcjach, np. w Polsce, pomimo długoletniego procesu prywatyzacji sektora energetycznego, znajduje się on obecnie głównie w rękach państwa. Stąd w wielu sektorach użyteczności publicznej z przyczyn historycznych czy poprzez procesy koncentracji kapitału mamy do czynienia z rynkiem o cechach monopolu lub oligopolu, jak w przypadku polskiego sektora dystrybucji paliwa gazowego.

W wielu jurysdykcjach dochodzi również do sytuacji, gdy przedsiębiorstwa energetyczne z sektora użyteczności publicznej mają z jednej strony pozycję dominującą na rynku, a z drugiej stają się przedsiębiorstwami publicznymi notowanymi na rynku giełdowym, czego najlepszym przykładem jest sektor energetyczny w Polsce. Dochodzi więc w tym przypadku do pewnego rodzaju paradoksu, w którym z jednej strony właściciele przedsiębiorstwa (czyli głównie państwo jako akcjonariusz większościowy oraz akcjonariusze mniejszościowi) będą dążyć do jak największego wzrostu wartości przedsiębiorstwa, co może znaleźć wyraz w dywidendzie i we wzroście notowań kursu akcji, a z drugiej państwo jako właściciel będzie wymagać realizacji inwestycji zapewniających bezpieczeństwo publiczne nawet w przypadku ich niskiej rentowności lub nawet jej braku.

Państwo jako właściciel może także wpływać za pośrednictwem regulatora na kształtowanie się cen niegwarantujących całkowitego pokrycia kosztów, a tym

³⁷³ R. Baldwin, M. Cave, M. Lodge, wyd. cyt., s. 500.

samym wymaganej rentowności, ale za to gwarantujących realizację krótkoterminowych celów politycznych właścicielom tych przedsiębiorstw. Stąd w obliczu silnego interwencjonizmu państwowego niezbędna jest potrzeba zastosowania mądrej i empirycznej regulacji rynku przede wszystkim o cechach monopolu czy oligopolu, z jakimi mamy do czynienia w polskim sektorze energetyki gazowej. Odpowiedzią na tę potrzebę jest bogaty dorobek dyscypliny ekonomii regulacyjnej (*regulatory economics*) i praktyki regulacyjnej, która stawia do dyspozycji uczestników rynku, w tym przede wszystkim regulatora, bogate instrumentarium koncepcyjne, metodyczne i narzędziowe.

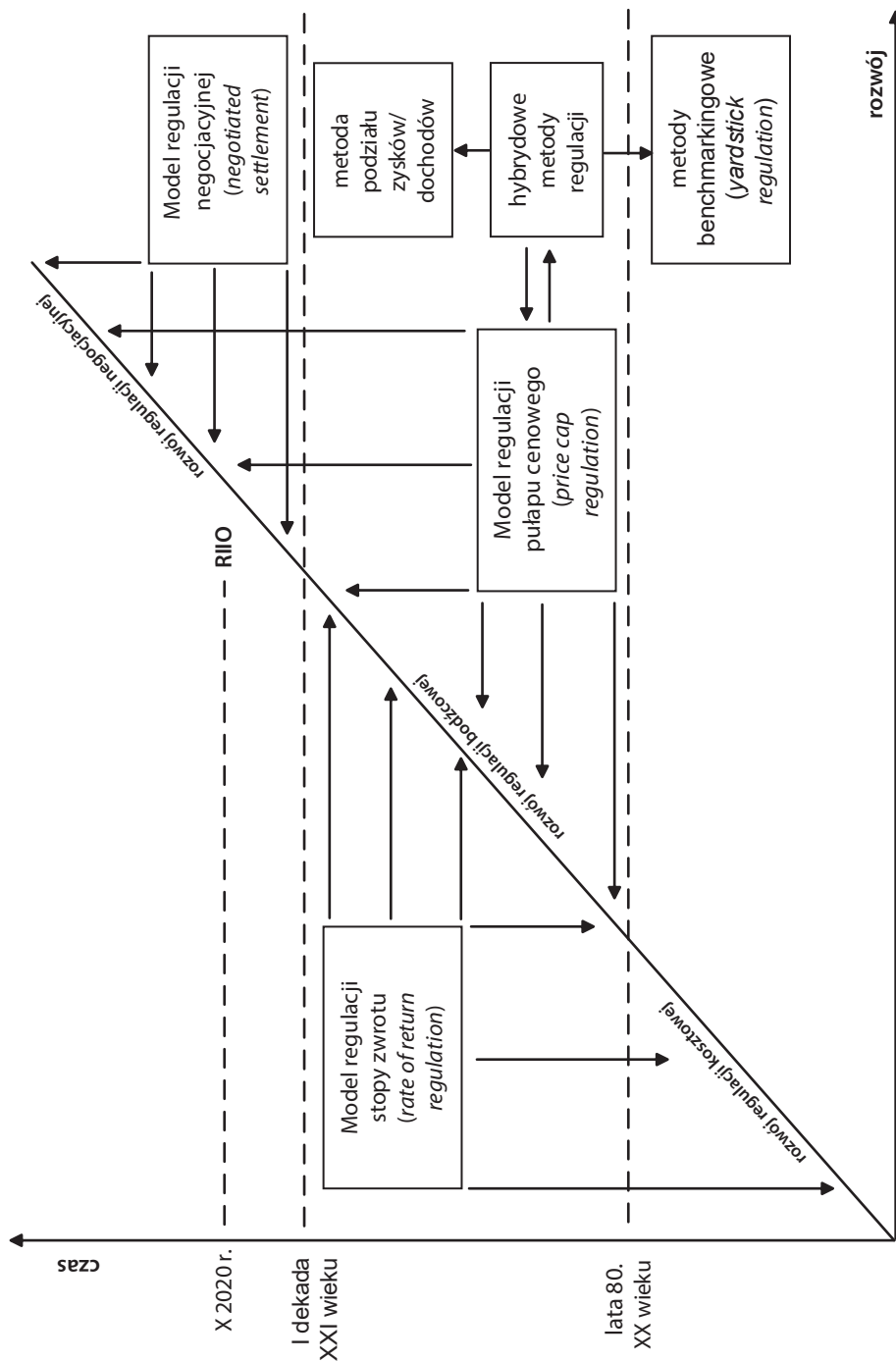
Na szczególną uwagę zasługuje dorobek amerykańskiej myśli teoretycznej w zakresie ekonomii regulacyjnej, a także dorobek brytyjskiej praktyki w zakresie stosowania różnych podejść i metod regulacji rynków. Niestety szczególnie w przypadku praktyki regulacyjnej w ramach polskiego gazownictwa widać wyraźny deficyt w stosowaniu sprawdzonych metod i narzędzi regulacyjnych implementowanych od dawna w rozwiniętych jurysdykcjach. Także w przypadku krajowego piśmiennictwa w zakresie teorii ekonomii regulacji w sektorze *utilities* poza dorobkiem publikatorskim nielicznych badaczy³⁷⁴ istnieje pokaźna luka, którą niniejsza praca stara się wypełnić.

W niniejszym rozdziale dokonano analizy różnych form regulacji cen, począwszy od tradycyjnej metody kosztowej (*cost plus regulation* lub *cost of service regulation*), zwanej także regulacją stopy zwrotu (*rate of return regulation*), poprzez formy regulacji bodźcowej (*performance-based incentive regulation*), takie jak regulacja pułapu cenowego (*price cap regulation*), kończąc na metodach hybrydowych, takich jak metoda obejmująca mechanizmy podziału zysków lub dochodów (*earning and revenue sharing regulation*) czy metoda regulacji porównawczej (*yardstick regulation* lub *yardstick competition*), która w praktyce przybrała formę tzw. regulacji typu benchmarkingowego.

Na rysunku 2.7 zaprezentowano najważniejsze etapy rozwoju modeli regulacji ekonomicznej w perspektywie historycznej, począwszy od modelu regulacji kosztowej poprzez model regulacji pułapowej i na modelu regulacji negocjacyjnej kończąc. Szczególnie ważnym etapem w rozwoju regulacji ekonomicznej, co zostało także odzwierciedlone na rysunku, była zaimplementowana na brytyjskim rynku w 1984 r. zaproponowana przez S.C. Littlechilda konstrukcja pułapu cenowego stanowiąca prosty mechanizm regulacyjny w postaci formuły RPI-X.

Kolejnym ważnym etapem w rozwoju regulacji pułapowej była implementacja w 2010 r. nowego modelu regulacji sektora energetycznego zwanego RIIO (*Revenue Using Incentives to Deliver Innovation and Output*), czyli ustalania przychodów za

³⁷⁴ Na szczególną uwagę zasługuje dorobek badawczy i publikatorski w zakresie ekonomii regulacji w energetyce (szczególnie w ciepłownictwie) A.T. Szablewskiego, a także J. Osiewalskiego w zakresie zastosowania metod statystycznych i ekonometrycznych w regulacji sektora elektroenergetycznego.



Rys. 2.7. Etapy rozwoju modeli regulacji ekonomicznej w perspektywie historycznej

Źródło: opracowanie własne.

pomocą bodźców w celu osiągnięcia innowacyjności i zamierzonej produkcji. Model ten w powszechnej opinii stanowi kolejny etap ewolucji systemu regulacji brytyjskiej i jest także najbardziej złożonym i rozbudowanym system regulacji, jaki dotąd został zaimplementowany do światowej praktyki regulacyjnej.

Jak widać na rys. 2.7, zarówno teoretycy, jak i praktycy w zakresie ekonomii regulacji sektorów użyteczności publicznej skupiali się na pierwszym etapie rozwoju tej dyscypliny prawie wyłącznie na analizie tradycyjnego modelu regulacji stopy zwrotu (*rate of return regulation*).

Spory wokół tradycyjnego podejścia do regulacji zaczęły nasilać się już w latach 60. XX w. wraz z umacnianiem się krytycznego stosunku do tego modelu. Pomimo powszechnego stosowania metody stopy zwrotu w praktyce regulacyjnej kształtowania cen, od lat 80. XX w. metoda ta ma coraz gorszą reputację w debatach akademickich i politycznych. Przyczyn tego zjawiska można upatrywać we wprowadzeniu do praktyki różnych form rozwiązań regulacyjnych opartych na zachętach przedsiębiorstwa do podnoszenia efektywności, a także w dynamicznym rozwoju regulacji negocjacyjnej – szczególnie mocno implementowanej w jurysdykcjach amerykańskiej i kanadyjskiej. Niezależnie od tego regulacja stopy zwrotu uważana jest w ujęciu historycznym za bardzo istotne podejście do regulacji cen w sektorze użyteczności publicznej i nadal jest stosowana w wielu jurysdykcjach, w szczególności przez instytucje regulacyjne w USA.

Koncepcja nieefektywności X autorstwa H. Leibensteina odegrała ważną rolę w zidentyfikowaniu podstawowej słabości regulacji stopy zwrotu i otworzyła drogę do wykształcenia się nowego trendu w regulacji ekonomicznej, w którym kluczową rolę odgrywało założenie, że regulacja powinna wyzwalać w przedsiębiorstwach oddolne bodźce proefektywnościowe i dlatego ten rodzaj regulacji zaczęto określać mianem regulacji motywacyjnej (*incentives regulation*).

W ramach implementacji regulacji bodźcowej przełomowe stało się opracowanie S.C. Littlechilda z 1983 r., w którym to opracowaniu badacz ten argumentował konieczność regulowania cen, a nie zysków, ponieważ uznawał, że stanowi to większą zachętę do podnoszenia efektywności i realizacji innowacji niż regulacja stóp zwrotu. Zaproponowana więc przez S.C. Littlechilda konstrukcja stanowiła prosty mechanizm regulacji pułapowej (*price cap regulation*) w postaci formuły $RPI-X$ i stała się od początku lat 80. XX w. standardowym elementem reform rynkowych w prywatyzowanych sektorach sieciowych w Wielkiej Brytanii i na całym świecie. Podejście to jest obecnie dominującą formą regulacji cen stosowaną w wielu sektorach użyteczności publicznej, w tym głównie w Europie i w Australii.

Z kolei model regulacyjny, który od dłuższego czasu zdominował amerykańską i kanadyjską praktykę regulacyjną sektorów sieciowych użyteczności publicznej, a który także aspiruje jako docelowy model regulacji sektora użyteczności publicznej w Wielkiej Brytanii i Australii, zwany jest w tych jurysdykcjach wynegocjowanym porozumieniem (*negotiated settlement*). Początek XXI w. przyniósł w tym zakresie pierwsze poważne publikacje ekonomistów poświęcone regulacji negocjacyjnej i analizie

nowego podejścia w konfrontacji z podejściem tradycyjnego modelu regulacji stopy zwrotu. Przełomowe w tym zakresie były publikacje Z. Wanga³⁷⁵ z 2004 r. oraz S.C. Littlechilda.

Podejście to w USA i Kanadzie ma już cechy modelu dojrzałego, uprawniony zatem staje się pogląd, że podejście oparte na bezpośrednich negocjacjach pomiędzy przedsiębiorstwami użyteczności publicznej a ich klientami, przy pośrednim lub ograniczonym udziale organu regulacyjnego, wydaje się bardziej interesującą alternatywą dla tradycyjnych form regulacji pułapowej czy regulacji stopy zwrotu – wyznaczając tym samym kolejny kierunek rozwoju narzędzi regulacyjnych w ramach ekonomii regulacji.

Także implementacja tego podejścia do krajowej praktyki regulacyjnej i tym samym zmiana doktryny regulacyjnej w polskiej energetyce, w tym szczególnie w gazownictwie i ciepłownictwie, wydaje się uzasadniona i, w związku z rozwojem dobrych praktyk regulacji negocjacyjnej amerykańskich, kanadyjskich, australijskich oraz brytyjskich sektorów sieciowych, nieunikniona w dłuższej perspektywie. Pozostaje tylko do rozwiązania kwestia metodyki samych negocjacji z zaangażowaniem lub nie przedstawiciela regulatora, a przede wszystkim zmiana otoczenia regulacyjnego poprzez wprowadzenie rozporządzenia regulacyjnego w sprawie możliwości negocjacji cen przez właściwego ministra do spraw energii, środowiska, klimatu lub aktywów państwowych lub też rozporządzenie regulatora, czyli prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Nieco bardziej skomplikowane wydaje się wprowadzenie podejścia negocjacyjnego w regulacji sektora dystrybucyjnego gazu, gdzie istotną grupą odbiorców paliwa gazowego są odbiorcy indywidualni³⁷⁶. W tym przypadku negocjacje opłat taryfowych mogą odbywać się z odbiorcami grup taryfowych od W7 wzwyż, gdzie mamy do czynienia z klientami korporacyjnymi. W przypadku odbiorców indywidualnych zakwalifikowanych do grup taryfowych od W1 do W3 negocjacje są możliwe tylko w przypadku pojawienia się reprezentacji odbiorców w formule grupy zakupowej reprezentującej np. mieszkańców danej miejscowości czy wspólnoty mieszkaniowej.

W omawianym przypadku pozostają do rozstrzygnięcia podobne kwestie proceduralne i regulacyjne jak w przypadku odbiorców korporacyjnych. Zważywszy jednak istotne upolitycznienie polskiego regulatora, a także wysoki stopień zawłaszczania sektora energetycznego w Polsce przez klasę polityczną, która praktycznie od dekady stara się zapewnić stabilny przychód regulowany dla narodowych operatorów przesyłowego, dystrybucyjnego i magazynowego paliwa gazowego w celu zapewnienia finansowania istotnych dla bezpieczeństwa energetycznego projektów budowy infrastruktury sieciowej (w tym regazyfikacyjnej) i magazynowej – implementacja

³⁷⁵ Z. Wang, wyd. cyt.

³⁷⁶ W 2021 r. krajowe zużycie gazu ziemnego przez odbiorców biznesowych wyniosło 132 TWh, a gospodarstw domowych 49 TWh.

podejścia negocjacyjnego do regulacji sektora gazowniczego w Polsce wydaje się mało prawdopodobna na tym etapie liberalizacji energetyki i przy tak wysokim poziomie interwencjonizmu ze strony państwa.

Z tych powodów wydaje się zasadny szczególnie w polskim sektorze *utilities* dalszy rozwój metod opartych na regulacji pułapu cenowego, która jest fundamentem liberalizacji sektorów sieciowych łączącym system zachęt z mechanizmami mającymi na celu obniżenie ryzyka generowania zbyt wysokich odchyleń wyników finansowych przedsiębiorstwa od poziomu kosztów uzasadnionych (czyli nadmiernych zysków lub strat) oraz ograniczającym ryzyko powstania zbyt dużej asymetrii informacyjnej pomiędzy organem regulacyjnym a przedsiębiorstwem regulowanym. Do takich metod można zaliczyć metody hybrydowe regulacji, a szczególnie metodę regulacji porównawczej (*yardstick competition*), która przybrała obecnie formę regulacji typu benchmarkingowego. Właśnie wykorzystywanie metod benchmarkingowych, a także objęcie regulacją bodźcową czynnika jakości, innowacji oraz inwestycji stają się obecnie najważniejszymi etapami procesu ewolucji regulacji typu RPI-X.

Rozdział 3

Tworzenie wartości ekonomicznej gazu w łańcuchu dostaw

3.1. Właściwości ekonomiczne gazu ziemnego – wprowadzenie do zagadnienia

W niniejszym rozdziale zaprezentowano właściwości ekonomiczne gazu oraz najważniejsze etapy łańcucha dostaw tego paliwa w ramach liberalizacji rynku gazu. Opisano także ewolucję przepisów regulacyjnych na rynku gazu ziemnego, w tym w segmencie dystrybucji gazu w Polsce. Ukazano również obecny stan rozwoju polskiego sektora gazowniczego oraz kierunki zmian gazownictwa w Polsce, w świetle dekarbonizacyjnej polityki klimatycznej Unii Europejskiej, oraz wyzwania regulacyjne dla sektora gazu z tym związane.

Gaz ziemny staje się krytycznym źródłem energii dla wielu gospodarek, w tym dla gospodarki polskiej. Używany jest w gospodarstwach domowych do celów grzewczych oraz do przygotowywania posiłków, a także stanowi źródło energii dla wielu procesów technologicznych w przemyśle i komercyjnych procesów wsparcia w biznesie (np. ogrzewania i wytwarzania chłodu w kogeneracji dla obiektów przemysłowych i biurowych), w tym przede wszystkim do wytwarzania energii elektrycznej (w branży elektroenergetycznej) i ciepła systemowego (w ciepłownictwie).

Gaz dla wielu krajów staje się strategicznym źródłem dochodów budżetowych³⁷⁷, a także ważnym orężem w ramach polityki międzynarodowej, czego przykładem jest polityka zagraniczna prowadzona od dwóch dekad przez Federację Rosyjską.

Z punktu widzenia ochrony środowiska gaz jest najmniej emisyjnym paliwem wśród innych paliw kopalnych (takich jak ropa naftowa czy węgiel)³⁷⁸ i z tego po-

³⁷⁷ Zgodnie z prognozami agencji Fitch Ratings w 2021 r. do budżetu Federacji Rosyjskiej miało wpłynąć ok. 125 mld USD ze sprzedaży ropy i gazu. Jest to około 50 mld USD więcej niż w 2020 r. Surowce mineralne i wyroby z tych surowców, przede wszystkim gaz ziemny, stały się czynnikami decydującymi o kondycji rosyjskiej gospodarki, dostarczając 65–70% wpływów eksportowych oraz 45–55% dochodów budżetowych, *Rosja: dochody z ropy i gazu wzrosną w tym roku o 50 mld USD*, Puls Biznesu 2021, 23 października, <https://www.pb.pl/rosja-dochody-z-ropy-i-gazu-wzrosna-w-tym-roku-o-50-mln-usd-1131334> (3.10.2021).

³⁷⁸ Można stwierdzić, że gaz ziemny jest najbardziej ekologicznym paliwem spośród konwencjonalnych paliw stosowanych na świecie, co wynika z następujących przesłanek: zawiera śladowe ilości siarki (olej opałowy 50–500 mg/MJ, węgiel 100–1500 mg/MJ), emituje od 1,5 do 2 razy mniej NO_x niż olej opałowy i 2,5 razy mniej niż węgiel, emituje mniej CO₂ niż inne niekonwencjonalne paliwa, zawiera śladowe ilości metali ciężkich oraz pyłów.

wodu promowany jest jako źródło pomostowe pozyskiwania energii w ramach transformacji energetycznej Unii Europejskiej, której celem jest całkowita dekarbonizacja do 2050 r. i oparcie gospodarki europejskiej w całości na odnawialnych źródłach energii.

Gaz ziemny może być transportowany na duże odległości, w tym przez granice wielu państw, a także drogą morską w postaci skroplonego gazu ziemnego (LNG)³⁷⁹. Atrybut ten decyduje w zasadzie o transgranicznym, a nawet globalnym charakterze rynku gazu³⁸⁰. Wiele krajów posiada niewystarczające zasoby własne gazu ziemnego, a także duża część ich nie posiada, dlatego rośnie ryzyko uzależnienia się poszczególnych gospodarek od importu tego paliwa³⁸¹.

W Europie obawy dotyczące uzależnienia od importu nasiliły się w wyniku sporów, takich jak spór gazowy między Rosją a Ukrainą w styczniu 2009 r., który doprowadził do zakłóceń w dostawach do 18 państw europejskich. Jednak perspektywy przyszłych dostaw gazu ziemnego są w wielu krajach coraz bardziej optymistyczne od czasu odkrycia znacznych zapasów gazu łupkowego. Złoża tego gazu zostały zidentyfikowane w USA, Chinach, Australii, Indonezji, Meksyku, a także w Polsce³⁸². Według

³⁷⁹ LNG (*Liquefied Natural Gas*) – gaz ziemny w ciekłym stanie skupienia, czyli w temperaturze poniżej -162°C (temperatura wrzenia metanu, głównego składnika LNG). Podczas skraplania objętość zmniejsza się 630 razy, dzięki czemu „gęstość energii” ciekłego gazu ziemnego wzrasta. Skraplanie gazu ziemnego wiąże się z bardzo dokładnym jego oczyszczeniem z dwutlenku węgla, azotu, mieszaniny propanu i butanu, wilgoci, helu itp. Jest to bardzo czyste paliwo o liczbie oktanowej 130. Po powtórnej zmianie na postać gazową (w ramach procesu podgrzewania za pośrednictwem urządzeń zwanych parownicami) pozostaje bardzo niewiele zanieczyszczeń, a gaz jest całkowicie pozbawiony wilgoci. LNG ze względu na niską temperaturę wymaga składowania w zbiorniku kriogenicznym.

³⁸⁰ Na świecie istnieje wiele gazociągów międzykontynentalnych, takich jak tranzytowy Gazociąg Jamał-Europa o łącznej długości 4196 km, zbudowany w celu połączenia Europy ze złożami gazu ziemnego na półwyspie Jamał w azjatyckiej części Rosji. Innym przykładem jest gazociąg Azja Środkowa-Chiny, zwany również gazociągiem Turkmenistan-Chiny. Jest to system gazociągów prowadzących z Azji Środkowej do prowincji Xinjiang w Chińskiej Republice Ludowej. Bardzo znanym gazociągiem transgranicznym jest dwunitkowy Gazociąg Północny (Nord Stream 1 i 2) do transportu gazu ziemnego z Rosji do Niemiec. Gazociąg poprowadzony jest po dnie Morza Bałtyckiego, omijając naturalne kraje tranzytowe – Polskę i republiki bałtyckie. Jego długość wynosi 1222 km, co czyni go najdłuższym gazociągiem morskim na świecie.

³⁸¹ Na przykład Polska corocznie zużywa ponad 20 mld m^3 gazu ziemnego i zużycie to rośnie, natomiast wydobycie ze złóż krajowych wynosi ok. 4–5 mld m^3 rocznie z dynamiczną tendencją spadkową.

³⁸² Najbardziej optymistyczna prognoza dotycząca zasobów gazu łupkowego w Polsce została opublikowana w 2011 r. przez agencję Energy Information Administration, która jest organem amerykańskiego Departamentu Energii. Według raportu EIA złoża w Polsce są największe w Europie i mogą wynosić 5,3 bln m^3 gazu, U.S. Energy Information Administration, *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*, Washington, DC, 2013, <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf> (9.09.2021). Z kolei w 2012 r. pojawiła się analiza przygotowana przez Państwowy Instytut Geologiczny na temat zasobów gazu łupkowego w basenie bałtycko-podlasko-lubelskim. Według

niektórych szacunków do 2035 r. 46% dostaw gazu ziemnego w USA może pochodzić z gazu łupkowego w porównaniu z ok. 1% w 2000 roku. W przypadku Europy prognozy wskazują, iż w najbardziej optymistycznym scenariuszu ograniczenie importu gazu ziemnego może sięgać poziomu 60% całkowitych potrzeb w zakresie zużycia tego paliwa³⁸³.

Gaz ziemny zawierający głównie metan zgromadzony jest w osadowych pokładach skalnych i wydobywany jest spod ziemi przez infrastrukturę technologiczną kopalń gazu ziemnego. Po wydobyciu gaz transportowany jest systemem gazociągów przesyłowych przy stosunkowo wolnych prędkościach³⁸⁴, co oznacza, że podaż nie jest w stanie zareagować natychmiastowo na zmiany popytu.

Sektor gazowy i elektroenergetyczny są postrzegane jako sektory ściśle powiązane pod względem charakterystyki popytu i podaży, dlatego kwestie regulacyjne mogą być rozwiązywane podobnie. Oba nośniki energii zazwyczaj wymagają transportu sieciami gazociągów przesyłowych wysokiego ciśnienia (lub wysokiego napięcia) i sieci gazociągów dystrybucyjnych o niższym ciśnieniu (lub niższym napięciu) przed dotarciem do odbiorców końcowych. Ponadto, ponieważ obydwie nośniki są fizycznie homogeniczne (elektrony i cząsteczki gazu), mogą być przedmiotem obrotu na rynkach hurtowych. Po stronie popytu te dwa nośniki energii mogą być względem siebie substytucyjne dla niektórych zastosowań, takich jak ogrzewanie, produkcja chłodu i przygotowywanie posiłku, ale także dla niektórych procesów przemysłowych, takich jak produkcja energii elektrycznej ze źródeł gazowych. W wielu jurysdykcjach osiągnięto również zbieżność przepisów regulacyjnych dotyczących obu sektorów, dlatego można mówić o branży energetycznej, mając na myśli cały kompleks gazowo-paliwowo-elektroenergetyczny, ciepłowniczy oraz OZE, kontrolowany przez jeden organ regulacyjny w danym kraju. Wreszcie coraz częściej przedsiębiorstwa energetyczne, działając w wymienionych sektorach w ramach danej jurysdykcji, proponują swoim odbiorcom dostawy obu nośników energii w ramach tzw. ofert dwupaliwowych.

Istnieją jednak ważne cechy odróżniające produkcję i dostawy gazu ziemnego od produkcji i dostaw energii elektrycznej. Po pierwsze, konwencjonalne wytwarzanie energii elektrycznej może być realizowane w dowolnym położeniu geograficznym,

szacunków PIG zasoby wydobywalne gazu z formacji łupkowych w pasie ciągnącym się od Pomorza po Lubelszczyznę maksymalnie mogą wynosić 1,92 bln m³, a najbardziej prawdopodobny przedział to 346–768 mld m³. Państwowy Instytut Geologiczny, *Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce (basen bałtycko-podlasko-lubelski)*, Warszawa 2012, http://www.pgi.gov.pl/pl/component/docman/doc_download/771-raport-pl.html (9.09.2021).

³⁸³ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Ramy polityczne na okres 2020–2030 dotyczące klimatu i energii, COM(2014) 15 final/2 z 28.01.2014, [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0015R\(01\)&from=PL](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0015R(01)&from=PL) (3.03.2023).

³⁸⁴ Dla przykładu w Wielkiej Brytanii i USA gaz ziemny transportowany jest systemem gazociągów przesyłowych ze średnią prędkością 25 km/h.

gaz ziemny natomiast jest zasobem naturalnym, a nie wytwarzanym produktem, takim jak energia elektryczna. Ponieważ złoża gazu ziemnego oraz gazu łupkowego są rozmieszczone nierównomiernie pod względem geograficznym i mogą znajdować się tylko w konkretnych regionach i państwach, kraje nieposiadające własnych złóż gazu ziemnego są uzależnione od importu tego paliwa w celu zaspokojenia części lub całości lokalnego popytu. Po drugie, w przeciwieństwie do energii elektrycznej, możliwe jest przesyłanie gazu z punktu A do punktu B za pośrednictwem sieci gazociągów, a tym samym określenie fizycznej ścieżki, po której gaz będzie dostarczany do odbiorców końcowych, co także determinuje wysokość opłat transportowych pomiędzy stronami. Po trzecie, w przypadku sieci gazowych nie występuje problem, który jest charakterystyczny dla sieci elektroenergetycznych, gdzie awaria jednego odcinka sieci przesyłowej może mieć bezpośrednie konsekwencje dla innych części. Z kolei w przypadku sieci gazowej powstałe w wyniku awarii różnice w ciśnieniu mogą być lepiej sterowalne niż wahania napięcia w sieci elektrycznej, także szybciej i skuteczniej można odizolować i wyłączyć określone segmenty gazociągów, pozostawiając drugą część sieci w pełnej sprawności operacyjnej.

Sprawia to, że eksploatacja gazociągów jest bardziej przewidywalna niż eksploatacja sieci energii elektrycznej, co oznacza, że kwestie zarządzania systemem gazowniczym, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa i niezawodności systemu, oraz kwestie zarządzania krótkoterminowymi wahaniami popytu i dostaw na określonych odcinkach gazociągów, mają inny charakter dla sieci gazowych niż dla sieci elektroenergetycznych. Po czwarte, w przypadku gazu możliwe jest magazynowanie tego paliwa (w podziemnych magazynach gazu czy w gazociągach), co oznacza, że kwestie krótkoterminowego bilansowania i związane z tym problemy równoważenia popytu mają mniejsze znaczenie w odniesieniu do gazu niż w odniesieniu do energii elektrycznej, która przy obecnym rozwoju technologii nie może być magazynowana na skalę przemysłową. Z kolei zdolność do magazynowania gazu rodzi pewien problem, który nie pojawia się w przypadku energii elektrycznej i związany jest z kosztem alternatywnym gazu w czasie, gdy gaz magazynowany obecnie może być potencjalnie sprzedawany w przyszłości po innej cenie. Po piąte, w przypadku gazu możliwy jest transport tego paliwa na duże odległości bez ponoszenia istotnych strat, w przypadku LNG np. możliwy jest dostęp międzynarodowych dostawców gazu do praktycznie wszystkich rynków za pośrednictwem drogi morskiej. Po szóste, w przeciwieństwie do energii elektrycznej ceny gazu w wielu jurysdykcjach (z wyjątkiem USA i Wielkiej Brytanii) powiązane są z cenami paliw substytucyjnych, takich jak ropa naftowa i produkty ropopochodne.

Można stwierdzić, że z powodu powszechnego wykorzystywania gazu ziemnego przez gospodarstwa domowe, a także wykorzystywania tego paliwa do celów grzewczych w obiektach komunalnych, biurowych i przemysłowych, zapotrzebowanie na gaz poza przemysłem jest w wielu krajach sezonowe, a popyt w zimie, czyli w sezonie grzewczym, może być nawet pięciokrotnie większy niż w lecie. Fluktuacje popytu na gaz zależą również od pory dnia, przy czym popyt jest zazwyczaj większy rano

i wieczorem, a mniejszy w ciągu dnia i w porze nocnej. W niektórych jurysdykcjach okresy dużego popytu są zarządzane za pomocą tzw. umów przerywanych, które są zazwyczaj oferowane po niższej cenie niż umowy standardowe.

Zdaniem A. i P. Barczyńskich zalety gazu ziemnego wynikają z następujących przesłanek:

a) gaz ziemny jest paliwem o nieporównywalnie mniejszej zawartości zanieczyszczeń niż inne paliwa konwencjonalne,

b) zagrożenia środowiska związane z użytkowaniem gazu są stosunkowo niewielkie w porównaniu z tymi, które występują w łańcuchach paliwowych innych nośników energii pierwotnej (postęp w dziedzinach technologii wierceń, materiałów izolacyjnych, konstrukcji gazociągów i monitoringu skażeń),

c) użytkowanie paliw gazowych w gospodarstwach domowych, gospodarce komunalnej i przemyśle powoduje niższe emisje substancji szkodliwych dla środowiska (SO_2 , NO_x , CO_2 , pyły) niż użytkowanie innych paliw konwencjonalnych,

d) przy prawidłowej eksploatacji sieci gazowej, właściwej konserwacji urządzeń i sprawnej wentylacji pomieszczeń, w których są instalowane, gaz ziemny jest paliwem bezpiecznym,

e) gaz ziemny dobrze miesza się z powietrzem potrzebnym do spalania, co ułatwia optymalizację sterowania procesem i zapewnia niemal całkowite spalanie (wysoka sprawność energetyczna procesu).

Stosowanie gazu ziemnego prowadzi do poprawy stanu środowiska poprzez ograniczenie emisji substancji szkodliwych i dotyczy gospodarki komunalnej, przemysłu, rolnictwa i energetyki³⁸⁵.

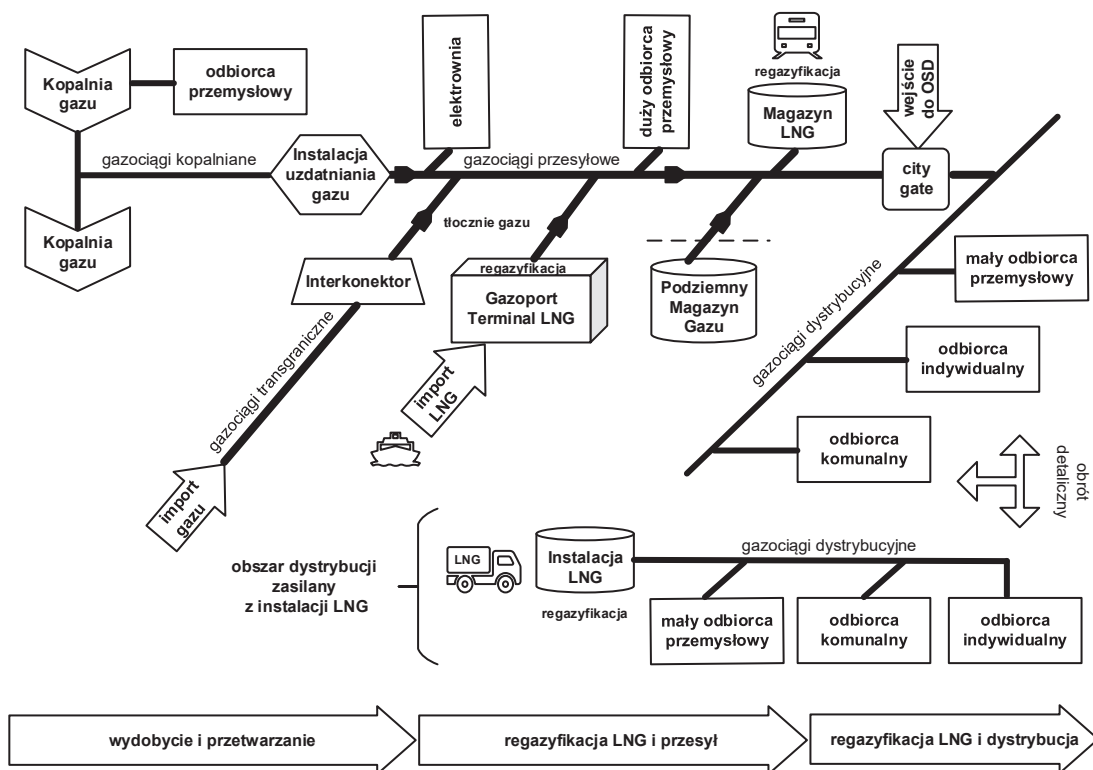
3.2. Tworzenie wartości ekonomicznej gazu w ramach łańcucha dostaw

Konwencjonalny łańcuch dostaw gazu obejmuje takie etapy, jak: poszukiwanie, wydobycie i przetwarzanie gazu, magazynowanie i przesył gazu za pośrednictwem gazociągów wysokiego ciśnienia, w tym gazociągów transgranicznych, dystrybucja gazu za pośrednictwem gazociągów niższych ciśnień³⁸⁶ do użytkowników końcowych. Ważnym elementem łańcucha dostaw gazu jest magazynowanie. Etap ten można zaliczyć do przesyłu, ponieważ z magazynów podziemnych gazu, tak jak i z terminali regazyfikacyjnych LNG, korzystają głównie operatorzy systemu przesyłowego.

Oszacowano, że łączne koszty łańcucha dostaw gazu na poziomie hurtowym wynoszą 69%, a koszty generowane przez sieć dystrybucyjną i przesyłową wraz

³⁸⁵ A. Barczyński, P. Barczyński, *System transportu gazu ziemnego w Polsce i Niemczech*, „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” 2018, nr 3 (233), s. 6.

³⁸⁶ W tym przypadku chodzi o gazociągi podwyższonego średniego ciśnienia, średniego ciśnienia i niskiego ciśnienia.



Rys. 3.1. Proces tworzenia technologicznej i ekonomicznej wartości gazu w ramach łańcucha dostaw³⁸⁷

Źródło: opracowanie własne.

z magazynowaniem i regazyfikacją gazu wynoszą ok. 31% średniego rachunku za gaz dla gospodarstw domowych przed opodatkowaniem w 14 głównych europejskich stolicach. W USA średnia cena poszukiwania, wydobycia konwencjonalnego i oczyszczenia gazu stanowiła ok. 36% ceny końcowej dla odbiorcy detalicznego, a pozostałe 66% dotyczyło kosztów sieci i podatków³⁸⁸.

³⁸⁷ Na rysunku 3.1 przedstawiono obszar dystrybucyjny, który nie jest bezpośrednio połączony z krajowym systemem gazowniczym, a który zasilany jest przez autonomiczną instalację do regazyfikacji LNG, najczęściej dostarczanego do stacji LNG w ramach transportu drogowego z częstotliwością uzależnioną od wielkości zbiorników LNG oraz wolumenu odbioru paliwa gazowego przez klienta. Właścicielem i zarazem operatorem takiej instalacji jest zazwyczaj spółka dystrybucyjna gazu. City gate stanowi tzw. wejście do systemu operatora dystrybucji gazu OSD. Jest to zwykle stacja redukcyjno-pomiarowa gazu I°. Obszar dystrybucji jest zazwyczaj obsługiwany przez spółkę obrotu gazem działającą na danym terenie – na rysunku obrót detaliczny.

³⁸⁸ ACER, *Annual report on the result of monitoring the internal electricity and natural gas markets in 2011*, November 2012, [w:] C. Decker, wyd. cyt., s. 270.

Na rysunku 3.1 zaprezentowano system gazowy (*gas network*), w ramach którego zachodzi proces tworzenia wartości technologicznej i ekonomicznej paliwa gazowego.

W nawiązaniu do rys. 3.1 dalej zaprezentowano charakterystykę poszczególnych etapów procesu tworzenia wartości gazu.

Poszukiwanie, wydobycie i przetwarzanie gazu ziemnego. Konwencjonalny proces dostaw gazu ziemnego rozpoczyna się od działań poszukiwawczych w celu odkrycia złóż gazu. Holdingi energetyczne zazwyczaj posiadają w ramach swojej grupy kapitałowej wyspecjalizowane przedsiębiorstwa zajmujące się poszukiwaniem złóż w różnych częściach świata. Działalność poszukiwawcza polega obecnie na wykonywaniu zdjęć (często satelitarnych) w formacie 3D, analizie danych i następnie dokonywaniu odwiertów poszukiwawczych. Po odkryciu pola gazu ziemnego rozpoczyna się proces wydobycia, który polega na wierceniu studni w poszczególnych warstwach geologicznych i wycofywaniu gazu na powierzchnię. Gaz jest następnie przetwarzany w celu oddzielenia metanu od innych gazów (np. azotu). Gaz może podlegać także procesowi skraplania w celu uzyskania postaci ciekłej (LNG), która następnie transportowana jest w zbiornikach kriogenicznych transportem morskim, rzeczonym i lądowym (kołowym i kolejowym).

Ogólnie istnieją konwencjonalne i niekonwencjonalne źródła gazu. Konwencjonalne źródła gazu ziemnego nagromadzone są w skałach porowatych przykrytych warstwą skał nieprzepuszczalnych, są to dobrze zdefiniowane zbiorniki w strukturach geologicznych, a wydobycie tego rodzaju gazu wiąże się z wierceniem odwiertów pionowych. Z kolei złoża niekonwencjonalne występują w skałach nieprzepuszczalnych (w mniej porowatych formacjach skalnych) i mogą być rozmieszczone na znacznie większym obszarze niż konwencjonalne złoża gazu. Wyróżnia się trzy główne rodzaje niekonwencjonalnych źródeł gazu³⁸⁹:

- gaz łupkowy (*shale gas*), który występuje w czarnych łupkach bogatych w materię organiczną; są to skały droбноziarniste, ilasto-mułowcowe, które 460–420 mln lat temu osadziły się na dnie morza;
- gaz zamknięty (*tight gas*) – gaz uwięziony w izolowanych porach skalnych, np. w piaskowcach lub skałach węglanowych o bardzo niskiej przepuszczalności;
- metan z pokładów węgla (*coal bed methane*), który występuje w postaci cząsteczek gazu zaabsorbowanych przez węgiel. Gdy pod wpływem eksploatacji górniczej obniża się ciśnienie w górotworze, metan uwalnia się do wyrobisk górniczych i powoduje zagrożenie wybuchem.

Konwencjonalne i niekonwencjonalne źródła gazu ziemnego różnią się istotnie wskaźnikami odzyskiwania gazu, przy czym szacuje się, że poziom odzysku źródeł konwencjonalnych wynosi ponad 80% objętości złoża, a w przypadku złóż niekonwencjonalnych 15–30% pojemności złoża.

³⁸⁹ Co kryje się pod terminem niekonwencjonalne złoża gazu? <https://infolupki.pgi.gov.pl/pl/co-kryje-sie-pod-terminem-niekonwencjonalne-zloza-gazu> (3.05.2021).

Historycznie konwencjonalne źródła gazu ziemnego zdominowały światową produkcję tego paliwa. Największe rezerwy gazu konwencjonalnego znajdują się w Rosji, ale istnieją również duże rezerwy gazu na Bliskim Wschodzie (w Katarze, Arabii Saudyjskiej, Iranie), w Ameryce Północnej i w Afryce (w Algierii i Nigerii). Wiele krajów nie ma wystarczającej ilości zasobów krajowych gazu, więc aby sprostać wymaganiom popytu wewnętrznego, muszą gaz ziemny importować. Szczególnie w Europie Zachodniej takie kraje, jak Niemcy, Francja, Włochy, Austria, Polska i Węgry są dużymi importerami gazu ziemnego za pośrednictwem gazociągów transgranicznych, szczególnie z Rosji. Japonia i Korea Południowa, nie mając wystarczających złóż krajowych, dostawy gazu ziemnego muszą realizować poprzez import LNG.

Opieranie się w znacznym stopniu na imporcie gazu ziemnego w celu zaspokojenia lokalnego popytu może implikować poważne problemy polityczne związane z uzależnieniem się od zagranicznych dostawców gazu oraz poważne ryzyko związane z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw niezależnie od formy transportowanego paliwa gazowego³⁹⁰. Na przykład długotrwałe spory polityczne między Rosją a Ukrainą wpłynęły na decyzję o budowie Gazociągu Północnego, a szczególnie jego drugiej nitki – gazociągu Nordstream 2, który umożliwi dostawy gazu po dnie Morza Bałtyckiego do Niemiec i dalej do krajów Europy Zachodniej, eliminując tym samym Ukrainę i Polskę z udziału w tranzycie lądowym gazu i tym samym pozbawiając te kraje istotnych dochodów z opłat tranzytowych.

W ostatniej dekadzie w wielu jurysdykcjach skupiono się na niekonwencjonalnych źródłach gazu w świetle znaczącego odkrycia światowych rezerw takich źródeł. Według niektórych szacunków 45% rezerw gazu ziemnego stanowią złoża niekonwencjonalne, natomiast Międzynarodowa Agencja Energetyczna (The International Energy Agency – IEA)³⁹¹ prognozuje, że do 2035 r. gaz niekonwencjonalny będzie obejmował ok. 32% światowych dostaw. Rezerwy gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych w największej skali znajdują się w Chinach, Argentynie, Algierii, USA, Meksyku, Australii, RPA i Rosji. Proces ekstrakcji gazu łupkowego znany jako poziome szczelinowanie hydrauliczne obejmuje wtłaczanie mieszanki piasku, wody i środków chemicznych pod ziemię w formacje skalne, co powoduje pęknięcia pozwalające na uwolnienie się gazu. Takie metody wydobycia gazu są znacznie droższe niż konwen-

³⁹⁰ Chodzi o to, że w przypadku wycieku lub uchodzenia gazu – niezależnie od tego, czy gaz jest transportowany gazociągami lądowymi lub podmorskimi, czy w zbiornikach kriogenicznych drogą lądową, czy metanowcami drogą morską – ryzyko katastrofy ekologicznej i infrastrukturalnej, a także zagrożenie dla życia ludzi są zawsze bardzo duże.

³⁹¹ IAE, utworzona w listopadzie 1974 r. w następstwie pierwszego światowego kryzysu naftowego, jest organizacją powołaną w ramach OECD w celu wdrożenia międzynarodowego programu energetycznego. Głównymi zadaniami IAE są: utrzymanie i poprawa systemów reagowania na wypadek przerw w dostawach ropy naftowej i gazu, promocja racjonalnych polityk energetycznych w kontekście globalnym, promocja współpracy międzynarodowej w zakresie technologii energetycznych, pomoc w integracji polityk energetycznych i ochrony środowiska. IEA prowadzi również przeglądy gotowości reagowania kryzysowego w 30 państwach członkowskich oraz przygotowuje liczne analizy i publikacje z dziedziny energii.

cyjonalne wydobycie, a także stwarzają ryzyko degradacji środowiska, co budzi poważne obawy społeczne w niektórych jurysdykcjach. Występują także rozwiązania technologiczne, które umożliwiają po wydobyciu i oczyszczeniu gazu jego transport bezpośrednio gazociągami kopalnianymi do odbiorcy przemysłowego³⁹².

Przesył gazu ziemnego. W ramach systemu przesyłowego gaz transportowany jest z lub do interkonektorów gazowych pomiędzy krajami³⁹³, z terminali LNG do krajowego systemu przesyłowego³⁹⁴, z lub do podziemnych magazynów gazu³⁹⁵, z połączeń z gazociągami transkontynentalnymi³⁹⁶, do operatorów systemu dystrybucyjnego gazu³⁹⁷, a także bezpośrednio do odbiorców przemysłowych. W ramach omawianego systemu transport gazu odbywa się gazociągami wysokiego ciśnienia na dużych odległościach³⁹⁸. W niektórych krajach gazociągi przesyłowe są własnością jednego operatora, tak jak w przypadku Polski³⁹⁹, lub częścią systemu przesyłowego gazowego

³⁹² Przykładem systemu gazociągów kopalnianych w Polsce jest gazociąg wysokiego ciśnienia Kościan-Żukowice/Polkowice. Gazociąg ten umożliwia transport gazu ze złóż gazu ziemnego zaazotowanego z Kopalni Gazu Ziemnego w rejonie miejscowości Kościan, która jest własnością holdingu PGNiG, do bloków gazowo-parowych i kotłów gazowych zlokalizowanych w rejonie Głogowa (Żukowice) oraz Polkowic, które są własnością holdingu KGHM i należą do systemu ciepłowniczego elektrociepłowni Lubin, Polkowice, Głogów i Legnica na Dolnym Śląsku.

³⁹³ Interkonektor gazowy stanowi infrastrukturę techniczną na przejściu granicznym w ramach transgranicznego gazociągu wysokiego ciśnienia należącego do operatorów systemu przesyłowego, który zapewnia połączenie systemów gazowniczych pomiędzy danymi krajami. Przykładem takiej infrastruktury jest gazowe połączenie graniczne Niemiec i Polski w miejscowościach Mallnow i Lasów oraz połączenie Polski z Czechami w Cieszynie.

³⁹⁴ Przykładem takiego systemu w Polsce jest połączenie Terminala LNG w Świnoujściu z gazociągami Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System (OSP), który po dokonaniu regazyfikacji LNG rozprowadza następnie gaz ziemny w ramach krajowego systemu gazociągów (przesyłowych i dystrybucyjnych).

³⁹⁵ Przykładem takiej infrastruktury w Polsce jest Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu (KPMG) w Kosakowie należący do Operatora Systemu Magazynowego Gas Storage Poland, GK PGNiG. Podziemny magazyn powinien dysponować odpowiednią mocą zatłaczania i oddawania paliwa gazowego do krajowej sieci przesyłowej na dobę, co ma istotne znaczenie w przypadku ewentualnych sytuacji kryzysowych, np. wystąpienia nagłych niedoborów gazu w krajowej sieci przesyłowej wskutek przerwania dostaw, np. w ramach importu gazu.

³⁹⁶ Przykładem takiego połączenia jest wirtualny punkt GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO pomiędzy polskim a ukraińskim operatorem przesyłowym, który od 2020 r. zastąpił dwa dotychczasowe połączenia międzysystemowe w miejscowościach Drozdowicze i Hermanowice i który zapewnia przesył gazu w kierunku Polski lub w kierunku Ukrainy. W tym przypadku OGP Gaz-System jako operator polskiego systemu przesyłowego oraz polskiego odcinka gazociągów tranzytowych Jamał-Europa Zachodnia oferuje przepustowość połączeń międzysystemowych dla różnych odbiorców krajowych i zagranicznych.

³⁹⁷ W Polsce przykładem takich funkcjonujących połączeń międzyoperatorskich są połączenia pomiędzy operatorem przesyłowym Gaz-System a operatorem dystrybucyjnym Polska Spółka Gazownictwa.

³⁹⁸ Gazociągi wysokiego ciśnienia transportują gaz pod ciśnieniem powyżej 1,6 MPa.

³⁹⁹ W Polsce zgodnie z przepisami prawa energetycznego jedynym operatorem systemu przesyłowego gazu ziemnego jest OGP Gaz-System, który jest także właścicielem interkonektorów transgranicznych oraz Terminala LNG w Świnoujściu.

i elektroenergetycznego obsługiwanego przez jednego operatora, tak jak w przypadku Danii i Wielkiej Brytanii⁴⁰⁰. Z kolei w RFN gazociągi przesyłowe stanowią własność wielu operatorów o rozproszonej lokalizacji⁴⁰¹.

Przedsiębiorstwo energetyczne będące zwykle właścicielem sieci przesyłowej gazu świadczy usługi operatorskie systemu, czyli usługi transportowe, przez udostępnienie przepustowości systemu⁴⁰², usługi przesyłania oraz bilansowania paliwa gazowego na podstawie koncesji na przesyłanie paliw gazowych wydanej przez regulatora rynku. Korzystanie z systemu przesyłowego przez udostępnioną przepustowość fizycznych punktów wejścia i fizycznych punktów wyjścia realizowane jest na podstawie umowy przesyłowej z operatorem. W związku z tym przedsiębiorstwa wydobywające gaz ziemny, operatorzy systemów magazynowania gazu i systemów regazyfikacyjnych gazu, inni operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, a przede wszystkim sprzedawcy gazu (*shippers*) włączają każdego dnia za pośrednictwem operatora do sieci przesyłowej ustalone ilości paliwa gazowego w wyznaczonych punktach wejścia do systemu przesyłowego. Natomiast w punktach wyjścia z systemu przesyłowego gaz transportowany jest do operatorów systemu dystrybucyjnego oraz klientów przemysłowych, a także do magazynów gazu w celu zabezpieczenia rezerw np. przed sezonem zimowym. W przypadku, kiedy punktem wyjścia z systemu przesyłowego jest interkonektor, gaz transportowany jest do systemu przesyłowego innego kraju.

Podsumowując: operator przesyłowy odpowiedzialny jest za zatłoczenie gazu do systemu przesyłowego, jego bezpieczny transport w ramach eksploatowanej sieci oraz przekazywanie w fizycznym punkcie wyjścia z systemu paliwa gazowego spełniającego wymagania dotyczące parametrów jakościowych oraz pod ustalonym ciśnieniem pod warunkiem nieprzekroczenia przez użytkownika systemu przepustowości (mocy umownej) w punkcie wyjścia.

Ważnym elementem zarządzania strumieniem gazu w ramach systemu przesyłowego jest ciśnienie w gazociągu, które wynosi powyżej 1,6 do 10 Mpa i podlega częstym spadkom, ponieważ gaz transportowany jest na duże odległości oraz w wyniku tarcia wokół stalowego wnętrza gazociągu, ale także w wyniku wycofywania

⁴⁰⁰ W Danii przedsiębiorstwo Energinet jest krajowym operatorem systemu przesyłowego gazu ziemnego, a także właścicielem i krajowym operatorem przesyłowego systemu elektroenergetycznego dla sieci 400 kV, a także sieci 132 kV i 150 kV, jest współwłaścicielem połączeń elektroenergetycznych ze Szwecją, Norwegią i Niemcami. Z kolei w Wielkiej Brytanii operatorem systemu przesyłowego gazu jest firma National Grid plc, która jest także właścicielem i operatorem sieci przesyłowych energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii, oraz w północno-wschodnich Stanach Zjednoczonych, gdzie oprócz eksploatacji sieci produkuje i dostarcza energię elektryczną i gaz klientom w Nowym Jorku, Massachusetts i Rhode Island.

⁴⁰¹ W Niemczech operatorami sieci przesyłowych są przedsiębiorstwa Gascade (dawniej Win-gas Transport), Gasunie Deutschland oraz Ontras (dawniej VNG Gastransport).

⁴⁰² Przydział przepustowości lub inaczej przydział mocy umownej jest maksymalną ilością energii zawartej w paliwie gazowym, wyrażoną w jednostkach energii (kWh), którą można odebrać w okresie jednej godziny.

gazu w różnych punktach systemu. Aby podnieść ciśnienie gazu, operatorzy systemów przesyłowych używają stacji sprężarek zwanych tłoczniami gazu w różnych punktach systemu, aby zwiększyć ciśnienie i zapewnić, że gaz przepływa na określonym poziomie ciśnienia⁴⁰³. W USA tłocznie gazu znajdują się w odstępach od 64 do 160 km wzdłuż gazociągu, podczas gdy w Wielkiej Brytanii znajdują się w odległości od 64 do 96 km wzdłuż krajowej sieci przesyłowej. Zastosowanie stacji sprężarek pozwala wygenerować operatorowi strumień gazu o zwiększonym ciśnieniu i transportowanie zwiększonego wolumenu gazu w okresach wysokiego zapotrzebowania⁴⁰⁴. Ponadto w wielu przypadkach trasy gazociągów przesyłowych przebiegają równolegle względem siebie (*looping*), a także przecinają się, tworząc węzły technologiczne, które mogą służyć do magazynowania gazu w określonych odcinkach gazociągów systemu, z których gaz może być uwalniany przez operatora w okresach szczytowego zapotrzebowania.

Odbiorcy przemysłowi gazu odpowiedzialni są za planowanie transportu gazu z wyprzedzeniem w ramach tzw. nominacji. Nominacje obejmują rezerwację czasu, ciśnienia i lokalizacji, w których gaz będzie wtłaczany i wycofywany z sieci przesyłowej⁴⁰⁵. Innymi słowy jest to zgłoszenie zapotrzebowania na paliwo gazowe przez odbiorcę do sprzedawcy, określające ilość paliwa gazowego w kWh w liczbach naturalnych, która zostanie odebrana przez odbiorcę w danym punkcie systemu (zdawczo-odbiorczym) w określonym czasie⁴⁰⁶. Nominacja jest więc konieczną operacją w celu zbilansowania się wolumenu gazu zatłoczonego w imieniu dostawcy przez operatora w punkcie wejścia do systemu przesyłowego w danym okresie z wolumenem gazu wycofanego z systemu przesyłowego przez jego odbiorcę w określonym punkcie wyjścia⁴⁰⁷.

⁴⁰³ Na przykład, jeżeli gaz transportowany jest w celu zasilenia turbiny gazowej w elektrowni, operator systemu przesyłowego musi zagwarantować odpowiednio wysokie ciśnienie technologiczne, aby nie doszło do cofnięcia się strumienia gazu z turbiny.

⁴⁰⁴ Przykładem zastosowania tłoczni gazu w ramach polskiego systemu gazowniczego jest uruchomienie w 2016 r. Tłoczni Jeleniów II o wydajności 160 tys. m³/h. Tłocznia ta pozwala na zwiększenie odbioru gazu w interkonektorze w Lasowie, a tym samym pozwala na zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł gazu i poprawę bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz przez zwiększenie możliwości przesyłowych od strony Niemiec. Tłocznia ta pozwala na osiągnięcie ciśnienia przesyłanego gazu do 8,4 MPa.

⁴⁰⁵ Zgodnie z polskimi zapisami Instrukcji Ruchu Sieci Przesyłowej, w celu realizacji usługi przesyłania gazu, klient przemysłowy zwany Zamawiającym Usługę Przesyłową składa do Operatora Systemu Przesyłowego nominacje dobowe, w których określa planowane do przesłania ilości paliwa gazowego w poszczególnych godzinach doby gazowej dla punktów wejścia i punktów wyjścia, dla których ma przydzieloną zdolność przesyłową.

⁴⁰⁶ Dla przykładu nominacja roczna stosowana jest dla każdego miesiąca gazowego w danym roku gazowym, z kolei nominacja dobowa stosowana jest dla każdej doby gazowej, w której odbiorca określa ilość paliwa gazowego dla każdej godziny doby gazowej podlegającą zatwierdzeniu przez operatora systemu.

⁴⁰⁷ Nominacje mogą zostać zmienione w trybie renominacji. Zatwierdzona przez operatora renominacja uzyskuje status zatwierdzonej nominacji.

W niektórych jurysdykcjach, takich jak Australia, przypisanie mocy umownej realizowane jest metodami administracyjnymi na zasadzie „kto pierwszy, ten lepszy” (*first-come-first-served*) lub na zasadzie proporcjonalności (*pro-rata allocation*). Jednak w innych jurysdykcjach podejście administracyjne zostało zastąpione bardziej rynkowymi mechanizmami opartymi na aukcjach. W USA operatorzy przesyłowi w ramach tzw. *open season* oferują dostępne zdolności przepustowe gazociągów dla shipperów w ramach elektronicznego systemu aukcyjnego umieszczonego na dedykowanej platformie. Aukcje mocy umownej w ramach systemu przesyłowego są również stosowane w Wielkiej Brytanii, a także w innych krajach europejskich, takich jak Niemcy, Francja, Holandia i Polska. Od 2015 r. system aukcji zdolności przesyłowych stosowany jest w interkonektorach w całej europejskiej sieci przesyłowej gazu⁴⁰⁸. Ponadto uzyskany przydział zdolności przepustowej w przypadku jego planowanego niewykorzystania może być również odsprzedany innym stronom na rynku wtórnym, zwanym rynkiem uwalniania mocy umownej (*capacity release market*) poprzez dedykowaną platformę elektroniczną.

Zrealizowane ilości mocy umownej przez poszczególnych zamawiających usługę przesyłową na punktach wejścia i wyjścia w ramach systemu przesyłowego, dla którego dany *shipper* posiada przydzieloną zdolność przepustową, określa się mianem alokacji, która stanowi podstawę określenia ewentualnego niezbilansowania systemu. Innymi słowy bilansowanie jest zapewnieniem w punktach wejścia ilości odpowiadających zapotrzebowaniu w punktach wyjścia systemu. Operator określa dobową ilość niezbilansowania, dla każdej doby gazowej, jako różnicę pomiędzy ilością paliwa gazowego, którą zamawiający przesył przekazał w punktach wejścia i odebrał w punktach wyjścia w danej dobie gazowej w ramach danego obszaru bilansowania, która następnie stanowi podstawę rozliczenia różnicy bilansowej pomiędzy stronami po zakończeniu okresu rozliczeniowego (najczęściej po zakończeniu miesiąca).

Dystrybucja gazu. Dystrybucja gazu ziemnego obejmuje głównie transport gazu z punktów stanowiących połączenie gazociągów w ramach systemu dystrybucyjnego i gazociągów przesyłowych do odbiorców końcowych zlokalizowanych na danym terenie, takich jak mniejsi, lokalni operatorzy systemu dystrybucyjnego, odbiorcy przemysłowi, odbiorcy z sektora komunalnego, gospodarstwa domowe. Pod względem fizycznym rurociągi dystrybucyjne mają znacznie mniejszą średnicę niż rurociągi przesyłowe, wykonane są przeważnie z tworzyw sztucznych, pracują pod znacznie mniejszym ciśnieniem roboczym i obsługują nieporównywalnie większą liczbę odbiorców końcowych w punktach zwanych wyjściami z systemu dystrybucyjnego, opomiarowanych za pośrednictwem układu pomiarowego składającego się głównie z gazomierza, a także coraz częściej z modułu do zdalnej transmisji danych o zużyciu gazu⁴⁰⁹.

⁴⁰⁸ Na przykład decyzją ACER 10/2019 alokacja przepustowości na granicy Polska-Niemcy w punktach GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS oraz Mallnow przez 3 lata począwszy od 2020 r. odbywa się poprzez Platformę RBP.

⁴⁰⁹ W odróżnieniu od gazociągów przesyłowych gazociągi dystrybucyjne oprócz stali przede wszystkim wykonane są z polipropylenu, zazwyczaj mają średnicę poniżej DN 200 oraz transportują gaz poniżej ciśnienia 1,6 MPa.

Typowa sieć dystrybucyjna składa się z wielu tysięcy kilometrów gazociągów różnych ciśnień (wraz z przyłączeniami do konkretnych odbiorców), połączonych ze sobą tzw. zespołami zaworowo-upustowymi, pozwalającymi sterować strumieniem gazu na danym obszarze, a także z urządzeń pomiarowych oraz stacji gazowych regulujących ciśnienie gazu zgodnie wymogami technicznymi i wymaganiami odbiorców.

Istnieje znaczna różnica w liczbie regulowanych operatorów dystrybucyjnych gazu działających w różnych jurysdykcjach. Stosunkowo niewielka liczba operatorów sieci dystrybucyjnych jest widoczna w Wielkiej Brytanii i Australii. Natomiast w niektórych krajach europejskich, takich jak Austria, Belgia, Niemcy, Włochy i Polska, duża liczba małych operatorów dystrybucyjnych może obsługiwać lokalnych odbiorców i mieć stosunkowo niewielką liczbę przyłączy. Szacuje się, że np. w Niemczech istnieje 695 operatorów dystrybucyjnych gazu, natomiast ok. 95% z nich to operatorzy posiadający mniej niż 100 tys. przyłączonych odbiorców. Podobnie jest w USA, gdzie lokalnych operatorów dystrybucyjnych jest ok. 1200, a większość z nich jest regulowana przez regulatorów stanowych. W Polsce z kolei rynek dystrybucji paliwa gazowego jest historycznie mocno skonsolidowany, gdyż ok. 97% odbiorców obsługiwanych jest przez jednego Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) – Polską Spółkę Gazownictwa, będącą największą spółką zależną państwowego holdingu multienergetycznego PGNiG, a zarazem od 2013 r. największym przedsiębiorstwem tego typu w Europie. Pozostała część rynku obsługiwana jest przez ok. 50 tzw. małych OSD.

Magazynowanie gazu. Ważnym atrybutem łańcucha dostaw gazu jest potencjał do jego magazynowania, co może także łagodzić krótkoterminowe fluktuacje cen gazu przez umożliwienie uczestnikom rynku, takim jak operatorzy dystrybucyjni i przesyłowi, sprzedawcy gazu, a przede wszystkim przedsiębiorstwa energetyczne korzystające z gazu do celów technologicznych, zarządzanie dostępnością gazu w ciągu doby, uwzględnienie sezonowych wahań popytu oraz zapewnienie wystarczającego wolumenu gazu dostępnego w okresach bardzo dużego popytu, np. w bardzo mroźne dni sezonu grzewczego. Tradycyjnie magazyny gazu mają postać podziemnych zbiorników w kawernach solnych, odcinkach rurociągów wyłączonych z eksploatacji, a także w zbiornikach kriogenicznych LNG, z których gaz (w przypadku LNG po procesie regazyfikacji) jest stopniowo uwalniany w okresach dużego popytu. W niektórych jurysdykcjach podziemne magazyny gazu podlegają wymogom otwartego dostępu (*open access requirements*), co oznacza, że infrastruktura magazynowa musi być dostępna zainteresowanym stronom na określonych warunkach i na niedyskryminacyjnych zasadach. Dla przykładu w Polsce wszystkie siedem podziemnych magazynów gazu należy do Operatora Systemu Magazynowego (OSM), którym jest przedsiębiorstwo Gas Storage Poland należące do państwowej grupy kapitałowej PGNiG. Stosunek mocy magazynowych w Polsce do zapotrzebowania na paliwo gazowe wynosi ok. 1 do 5, podczas gdy dla porównania w Niemczech wynosi 1 do 4, a na Ukrainie 1 do 1. Jeżeli więc średnie zużycie dobowe gazu w Polsce w sezonie

grzewczym wynosi średnio⁴¹⁰ 70 mln m³, oznacza to, że przy obecnej, łącznej pojemności podziemnych magazynów gazu wynoszącej ok. 3 mld m³ paliwa gazowego, zapas wystarcza średnio na 40 dni.

Sprzedaż detaliczna gazu. Ostatnim etapem łańcucha dostaw gazu ziemnego jest sprzedaż detaliczna gazu użytkownikom końcowym. Rynek detaliczny gazu rozumiany jest jako rynek sprzedaży do odbiorców końcowych, niezależnie od ilości nabywanego paliwa, w tym do dużych i małych przedsiębiorstw przemysłowych, jednostek komunalnych oraz gospodarstw domowych. Obecnie w Polsce liczba odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 12 największych OSD wynosił prawie 7 mln odbiorców (licząc liczbę układów pomiarowych)⁴¹¹. Należy jednak pamiętać, że gaz dostarczany jest także bezpośrednio przez sieć przesyłową, a także bezpośrednio z kopalni gazu za pośrednictwem gazociągów kopalnianych. Niektóre jurysdykcje, w tym Wielka Brytania, USA i Australia oraz kraje europejskie, wprowadziły politykę umożliwiającą pełną konkurencję w zakresie dostaw gazu, która umożliwia wszystkim odbiorcom, w tym detalicznym, swobodny wybór i zmianę sprzedawcy gazu. Dla przykładu rynek detaliczny gazu ziemnego w Polsce (zarówno wysokometanowego, jak i zaazotowanego) jest moim zdaniem mało konkurencyjny, gdyż prawie 86% sprzedaży do odbiorców końcowych znajduje się w rękach jednego przedsiębiorstwa (spółki Skarbu Państwa) – PGNiG. Praktycznie od 2017 r. udział spółki obrotu PGNiG stale rośnie, co spowodowane jest przez istotny spadek przywozu gazu z zagranicy bezpośrednio przez odbiorców końcowych na własne potrzeby na skutek zmian regulacji prawnych dotyczących zapasów obowiązkowych gazu, a także za sprawą przejęcia części odbiorców przez PGNiG w ramach uruchomienia sprzedaży rezerwowej po zaprzestaniu działalności przez kilka komercyjnych spółek obrotu gazem w latach 2018–2020.

Konkludując: wieloetapowe tworzenie wartości ekonomicznej gazu jest procesem skomplikowanym technologicznie i wymagającym zastosowania przez właściciela każdego z etapów wielostopniowego rachunku kosztów, a przez to ustalenie ceny końcowej dla poszczególnych segmentów odbiorców wymaga podejścia empirycznego przy uwzględnieniu wielu zmiennych. Oprócz opisanych etapów bardzo ważnym mechanizmem kształtowania się wartości ekonomicznej gazu i jego ceny dla odbiorców jest rynek hurtowy, gdzie sprzedaż i zakup paliw gazowych odbywa się przede wszystkim na rynku giełdowym prowadzonym przez lokalne giełdy towarowe, w tym giełdy energii. W wielu jurysdykcjach proces ten przebiega podobnie, dlatego zakres tematyczny dotyczący rynku hurtowego i obrotu giełdowego gazem został zaprezentowany na przykładzie polskiego rynku gazu w kontekście jego liberalizacji.

⁴¹⁰ Największy dotąd odnotowany dobowy wolumen paliwa gazowego dostarczonego do odbiorców w Polsce wynosił 81 mln m³ i wystąpił w nocy z 18 na 19 stycznia 2021 r.

⁴¹¹ Urząd Regulacji Energetyki, *Charakterystyka rynku paliw gazowych*, <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/charakterystyka-rynku/9662,2020.html> (1.12.2021).

3.3. Proces liberalizacji rynku gazu na przykładzie Polski

3.3.1. Uwagi wstępne

Ogłoszony przez Komisję Europejską w 2019 r. dokument „Europejski Zielony Ład” (European Green Deal)⁴¹² zapowiada przeprowadzenie jakościowej zmiany w funkcjonowaniu wszystkich zasadniczych segmentów gospodarek państw europejskich. Jednym z nich jest sektor energetyczny, z którego docelowo mają być wyeliminowane paliwa kopalne. Dążenie Komisji do pełnej dekarbonizacji dotyczy także gazu ziemnego, który nie tak dawno uznawany był przez Unię Europejską za przyjazne środowisku „błękitne paliwo”.

Naczelnym celem tej nowej strategii ma być zbudowanie neutralnych dla klimatu gospodarek zeroemisyjnych. Ta polityczna wizja ma przez kolejne trzy dekady określać charakter rozwoju gospodarczego i w dużym stopniu życia społecznego (m.in. wpływając na model konsumpcji jednostek i całych społeczeństw) państw należących do Unii Europejskiej. W przekonaniu autorów Europejskiego Zielonego Ładu jego pełne wdrożenie w zaproponowanym kształcie doprowadzi do głębokiej przebudowy dotychczasowego modelu gospodarczego i jednocześnie wytyczy właściwy kierunek zmian w skali globalnej. Zrealizowanie planów obecnej Komisji Europejskiej nie będzie zadaniem łatwym i możliwym do osiągnięcia w krótkim okresie. Świadczy o tym m.in. przyjęta w dokumencie perspektywa 2050 r., której zasadniczym przesłaniem jest uzyskanie neutralnego dla klimatu modelu unijnych gospodarek.

Polska, chcąc sprostać bardzo wymagającej polityce ochrony klimatu UE, stoi więc przed koniecznością wypracowania odpowiedniej do swoich możliwości strategii transformacji gospodarki narodowej. Wybór „ścieżki transformacji” powinien uwzględniać obiektywne czynniki decydujące o stanie gospodarki energetycznej danego państwa w punkcie wyjścia. W przypadku Polski takim czynnikiem jest bardzo wysoki, sięgający 75% udział węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Kolejnym charakterystycznym elementem specyfiki polskiego sektora energetycznego jest dominacja energetyki wielkoskalowej, skoncentrowanej głównie w południowych i centralnych regionach kraju⁴¹³. Można więc postawić tezę, że nowa strategia klimatyczna Unii Europejskiej determinuje pilną potrzebę przygotowania się polskiej gospodarki na nowe wyzwania związane z założeniami polityki klimatycznej,

⁴¹² European Commission, Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, *The European Green Deal*, COM(2019) 640 final.

⁴¹³ K. Moskwik, R. Nowakowski, A. Pinkas, M. Sienkiewicz, P. Sroka, A. Węgrzyn, *Gaz ziemny w procesie transformacji energetycznej w Polsce*, Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych, Wrocław 2020, s. 21.

której głównym efektem będzie całkowita dekarbonizacja sektora energetycznego UE w perspektywie 2050 r.

Transformacja Unii Europejskiej w stronę neutralności klimatycznej powinna zakładać także ważną rolę dla gazu ziemnego jako tzw. paliwa przejściowego, niskoemisyjnego i co do tego panuje pełna zgodność opinii ekspertów rynku energii oraz opinii wyrażonych w rządowych strategiach i planach transformacji gospodarczej Polski, w tym transformacji polskiej energetyki w kierunku zeroemisyjności przy zachowaniu bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Należy jednak mieć świadomość, że obecna koniunktura dla paliwa gazowego za 15–20 lat może ustąpić miejsca głębokiej recesji na rynku w związku z trendem dekarbonizacyjnym w ramach unijnej polityki klimatycznej. Stąd decyzje inwestycyjne podejmowane w celu budowy infrastruktury gazowej powinny uwzględniać ryzyko dekoniunktury sektora gazowego do 2050 r. Trzeba też pamiętać, że w branży gazowej infrastruktura techniczna projektowana jest i budowana w perspektywie nawet 10 lat, a następnie amortyzowana w perspektywie 20–30 lat, co w konsekwencji oznacza, że dziś planowane inwestycje gazownicze mogą istotnie pogorszyć swoją rentowność w przypadku, gdy w latach 2035–2050 rynek gazowy znacznie się istotnie kurczy, a realizowane projekty będą jeszcze w fazie eksploatacyjnej.

Inwestycje gazowe są potrzebne w najbliższych latach jako rozwiązanie przejściowe, ale problem jest w tym, że brakuje obecnie w Polsce strategii definiującej, czy i jak te inwestycje będą się wpisywać w realizację długoterminowej transformacji polskiej gospodarki zmierzającej w kierunku neutralności klimatycznej do 2050 r.

Moim zdaniem nie ma obecnie alternatywy dla dynamicznego rozwoju rynku gazu i infrastruktury gazowej. Polska gospodarka nie ma innego wyjścia i jest to kierunek słuszny – nawet przy założeniu, że trend dekarbonizacyjny w ramach polityki klimatycznej UE utrzyma się, paliwo gazowe będzie paliwem przejściowym i będzie w perspektywie najbliższych 30 lat stopniowo zastępowało węgiel. Z tego powodu szczególnego znaczenia nabiera pytanie: co należy zrobić dla zwiększenia rentowności zainwestowanych dzisiaj środków w gaz ziemny i jego infrastrukturę, przy założeniu, że do czasu, gdy trend dekarbonizacyjny około 2040 r. w europejskiej energetyce istotnie ograniczy polski rynek gazu, a tym samym zmniejszy rentowność realizowanych inwestycji w gazownictwie czy projektów znajdujących się w zaawansowanej fazie eksploatacji.

W tym miejscu należy przywołać jedną z głównych tez tej pracy, zakładającą, że do najważniejszych stymulatorów, które należy wzmocnić w celu podniesienia rentowności inwestycji w sektorze gazu jest zapewnienie odpowiedniego środowiska regulacyjnego. Najpierw należy się skoncentrować na propozycji wprowadzenia taryfy wieloletniej dla operatorów gazowniczych, czyli operatora przesyłu, dystrybucji magazynowania gazu ziemnego (OSP, OSD i OSM), czyli firm realizujących kluczowe dla bezpieczeństwa energetycznego Polski i kluczowe dla transformacji energetycznej programy inwestycyjne – tym bardziej, że Polska jest jedynym z krajów unijnych nieposiadającym taryf wieloletnich w gazownictwie.

Uważam, że w obliczu nasilenia się trendu dekarbonizacyjnego na rynku energetycznym w Unii Europejskiej, szczególnie po 24 lutego 2022 r. oraz podważania roli paliwa gazowego jako tzw. paliwa przejściowego, w perspektywie przewidywanej dekonunktury na rynku gazu w latach 2035–2040 związanej z dekarbonizacją, ale przede wszystkim w obliczu światowej destabilizacji gospodarczej spowodowanej wojną na Ukrainie i pandemią COVID-19, tym bardziej powyższe podejście oraz empiryczne narzędzie zapewniające wieloletnią stabilizację regulacyjną są jak najbardziej pożądane i oczekiwane na polskim rynku gazu ziemnego.

W dalszej części rozdziału przedstawiono obecny stan regulacji polskiego sektora gazowniczego w kontekście konsekwencji, jakie wynikają z nowej, unijnej polityki klimatycznej, a do jakich należą m.in. wyzwania regulacyjne w zakresie taryf dla sektora gazu.

3.3.2. Implementacja unbundlingu i zasady TPA

Oceniając obecny stan liberalizacji rynku gazu w Polsce, należy spojrzeć z perspektywy ostatnich 20 lat na zachodzące na tym rynku zmiany, a przede wszystkim na turbulentne zmiany w jego otoczeniu regulacyjnym. Inicjatorką tych zmian była w wielu przypadkach Komisja Europejska i inspirowany przez nią proces legislacji na szczeblu UE. Warto zwrócić uwagę, że UE w odniesieniu do sektora gazu ziemnego tradycyjnie w pierwszej kolejności kładła nacisk na wdrażanie przepisów tworzących warunki do powstania jednolitego rynku gazu ziemnego. W tym kierunku zmierzała już dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 98/30/WE z 22 czerwca 1998 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego⁴¹⁴, która stanowiła część tzw. pierwszego pakietu liberalizacyjnego. Wspomniany akt zapoczątkował proces wyodrębnienia przesyłu i dystrybucji od konkurencyjnych form działalności w zakresie wytwarzania i dostaw przez rozdzielenie (*unbundling*), które miało zapewnić, aby przesył i dystrybucja były wykonywane przez niezależne podmioty⁴¹⁵. Celem takiego rozwiązania jest zapewnienie wszystkim użytkownikom systemów gazownicznych niedyskryminacyjnego dostępu do infrastruktury gazowej, co w założeniu powinno zapewnić rozwój konkurencji pomiędzy sprzedawcami paliw gazowych. Początkowo jednak ustawodawca unijny oczekiwał od państw członkowskich zapewnienia, że wspomniane rozdzielenie będzie dotyczyć jedynie rozdziału księgowego (art. 12 i 13 dyrektywy 98/30/WE). Do tego doszło wprowadzenie zasady dostępu stron trzecich (*Third Party Access – TPA*) przez zapewnienie negocjowanego (art. 15 dyrektywy 98/30/WE) lub reglamentowanego (art. 16 dyrektywy 98/30/WE) dostępu do sieci. Jednak w literaturze przedmiotu B. Nowak dyrektywę 98/30/WE ocenia jako mniej skuteczną niż oczekiwano⁴¹⁶.

⁴¹⁴ Dz.U. UE z 1998 r., L 204/1, s. 1.

⁴¹⁵ B. Nowak, *Wewnętrzny rynek energii w Unii Europejskiej. Studium porównawcze na podstawie sektorów energii elektrycznej i gazu a sprawa (kwestia) polska*, C. H. Beck, Warszawa 2009, s. 124.

⁴¹⁶ Tamże, s. 90.

Zdecydowano więc przyjąć tzw. drugi pakiet liberalizacyjny, w skład którego wchodziły Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 98/30/WE⁴¹⁷ oraz Rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego⁴¹⁸. Dyrektywa 2003/55/WE wprowadziła do europejskiego porządku prawnego obowiązek księgowego oraz funkcjonalnego wydzielenia operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego gazu (odpowiednio OSP oraz OSD). Zgodnie z art. 9 Dyrektywy 2003/55/WE w przypadku, gdy operator systemu przesyłowego stanowi część przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, powinien on zostać niezależny w swej formie prawnej, organizacyjnej i podejmowania decyzji od innych działań, które nie są związane z przesyłem. Analogiczne rozwiązania zostały wprowadzone w art. 13 Dyrektywy w stosunku do OSD. W przypadku zarówno OSP, jak i OSD dyrektywa nie wprowadzała wprost obowiązku wyodrębnienia własności aktywów systemu z pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa.

Pomimo takich zapisów polski ustawodawca za pośrednictwem art. 9d Ustawy Prawo energetyczne⁴¹⁹ (znowelizowanej ustawą z 2005 r.⁴²⁰) przyjął bardziej radykalny model, w którego konsekwencji doszło do wydzielenia majątku przesyłowego ze struktur GK PGNiG i tym samym do powstania w 2006 r. Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA. Gaz-System jest podmiotem w 100% zależnym od Skarbu Państwa i ma zapewniony na mocy prawa energetycznego monopol na usługi transportu gazu gazociągami przesyłowymi na terenie Polski, co jest rozwiązaniem odmiennym od rozwiązań zastosowanych w innych krajach UE, gdzie OSP nadal funkcjonują w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, a ustawodawca dopuścił także do funkcjonowania na rynku kilka OSP (np. w Wielkiej Brytanii).

Zastrzec należy, że pomimo implementacji powyższych regulacji zachowane zostały pewne odrębności w funkcjonowaniu gazociągu tranzytowego Jamał-Europa, gdzie Gaz-System nie uzyskał pełni praw i obowiązków operatorskich. Tak radykalne rozwiązania nie zostały wdrożone w odniesieniu do pozostałych działalności operatorskich na rynku gazu – działalności dystrybucyjnej i magazynowej. W czerwcu 2007 r. doszło w ramach procesu unbundlingu do funkcjonalnego, organizacyjnego i prawnego wydzielenia segmentu usług dystrybucji gazu w ramach struktur PGNiG. Powstało sześć regionalnych spółek gazownictwa, które zostały następnie skonsolidowane 1 lipca 2013 r. w operatora systemu dystrybucji gazu – Polską Spółkę Gazownictwa w 100% zależną od PGNiG.

Przepisy drugiego pakietu liberalizacyjnego nie odnosiły się natomiast w żaden sposób do konieczności wydzielenia działalności w zakresie magazynowania oraz

⁴¹⁷ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/55/WE, s. 57.

⁴¹⁸ Rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, s. 1.

⁴¹⁹ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2020 r. nr 54, poz. 348).

⁴²⁰ Ustawa z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz.U. z 2005 r. nr 62, poz. 552).

skraplania gazu. W konsekwencji w 2008 r. dokonano jedynie wydzielenia organizacyjnego ze struktur PGNiG operatora systemu magazynowego paliw gazowych (OSM).

Kolejnym istotnym krokiem w kierunku liberalizacji rynku gazu ziemnego w UE było przyjęcie Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE⁴²¹ oraz Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005⁴²², zwanych łącznie trzecim pakietem liberalizacyjnym⁴²³. W Dyrektywie 2009/73/WE w sposób szczegółowy uregulowano zagadnienia związane z unbundlingiem OSP, OSD i OSM, a także zastrzono wymogi dotyczące niezależności tych operatorów, polegające m.in. na zakazie wykonywania jakichkolwiek funkcji zarządczych w przedsiębiorstwach zajmujących się obrotem paliwami gazowymi przez osoby zarządzające operatorami gazowymi.

Uzupełnieniem wspomnianych aktów było rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki⁴²⁴, zastąpione później przez Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki⁴²⁵.

Przyjęcie tych aktów stanowi rozwinięcie obowiązku nałożonego przepisami drugiego pakietu liberalizacyjnego, mianowicie wyznaczenia przez każde z państw członkowskich organów regulacyjnych w pełni niezależnych od interesów przemysłu energetycznego. Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER), będąca wyspecjalizowanym, niezależnym organem unijnym wyposażonym w kompetencje władcze, ma za zadanie podejmować działania na poziomie ponadnarodowym w celu diagnozowania oraz usuwania barier w transgranicznej wymianie energii⁴²⁶. Innym istotnym aktem mającym wpływ na funkcjonowanie rynku gazu ziemnego jest Rozporządzenie Parlamentu

⁴²¹ Dz.U. UE z 2009 r., L 211, z późn. zm., s. 94.

⁴²² Dz.U. UE z 2009 r., L 211, s. 36.

⁴²³ W Polsce przepisy prawa europejskiego w ramach II i III pakietu energetycznego zostały wdrożone w szczególności w ramach trzech kluczowych nowelizacji Ustawy – Prawo energetyczne, tj. nowelizacji z dnia 4 marca 2005 r., z dnia 8 stycznia 2010 r. (Dz.U. 2010 nr 21 poz. 104), a także z dnia 26 lipca 2013 r. (Dz.U. z 2013 r., poz. 984). Ponadto wiele innych wymogów implementowanych zostało poprzez przepisy Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. z 2010 r. nr 133, poz. 891) oraz Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. z 2013 r., poz. 820).

⁴²⁴ Dz.U. UE z 2009 r., L 211/1, z późn. zm., s. 1.

⁴²⁵ Dz.U. UE z 2019 r. L 158, z późn. zm., s. 22.

⁴²⁶ P. Lissoń, *Rynek energetyczny*, [w:] D. Kornobis-Romanowska (red.), *Prawo rynku wewnętrznego. System prawa Unii Europejskiej*, t. 7, C.H. Beck, Warszawa 2020, s. 600.

Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii⁴²⁷. Wreszcie wspomnieć trzeba o licznych kodeksach sieciowych przyjmowanych przez Komisję Europejską, które także oddziałują na funkcjonowanie przedsiębiorstw gazowniczych.

Przepisy trzeciego pakietu liberalizacyjnego zostały wdrożone w Polsce w ramach tzw. małego trójpaku energetycznego⁴²⁸. W odniesieniu do kwestii niezależności operatorskiej w ramach małego trójpaku w art. 9d Ustawy Prawo energetyczne doprecyzowano głównie przepisy w zakresie unbundlingu prawnego i niezależności OSM. Polski OSM zyskał więc osobowość prawną i rozpoczął działalność operatorską 1 czerwca 2012 r. jako Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (później Gas Storage Poland Sp. z o.o.).

Implementacja wymienionych regulacji unijnych do polskiego porządku prawnego doprowadziła do sytuacji, w której prawnie rozdzielone zostały segmenty poszczególnych działalności regulowanych na gruncie prawa energetycznego, przy czym segment działalności przesyłowej został całkowicie wyodrębniony z GK PGNiG. Jednocześnie na gruncie krajowym przyjęto rozwiązanie, że w poszczególnych sektorach gazu ziemnego zachowany został znaczny udział Skarbu Państwa.

Jak już wspomniano, w segmencie przesyłu gazu jedynym dopuszczonym ustawowo operatorem jest Gaz-System, którego 100% akcji posiada Skarb Państwa. Gaz-System oprócz transportu gazu sieciami gazociągów przesyłowych kontrolował także kluczowego w Polsce operatora systemu regazyfikacji LNG, jakim była spółka zależna Polskie LNG (PLNG). Spółce tej w maju 2016 r. prezes Urzędu Regulacji Energetyki udzielił koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację LNG w instalacjach skroplonego gazu ziemnego. PLNG jako spółka zależna Gaz-System była do marca 2021 r. właścicielem i operatorem terminalu LNG w Świnoujściu⁴²⁹.

W kontekście rozważań dotyczących liberalizacji rynku warto zauważyć, że całość mocy regazyfikacyjnych terminala na poziomie 5 mld m³ rocznie została w 2016 r. zamówiona przez PGNiG, a także całość realizowanych dostaw LNG do Polski poprzez terminal pochodzi z kontraktów, w których stroną jest PGNiG. W konsekwencji, pomimo formalnego zastosowania zasady TPA przez PGNiG, dostęp do terminala dla innych sprzedawców gazu, w tym gazu LNG, został istotnie ograniczony. Dochodzi więc do sytuacji, w której inni sprzedawcy gazu LNG, sprowadzając skroplone paliwo gazowe do Polski, muszą nabywać ten gaz od PGNiG lub korzystać z terminali w Kłajpedzie (Litwa) czy w Zeebrugge (Belgia). Taki stan regulacyjny i kontraktowy ogranicza rozwój rynku LNG w Polsce, gdzie PGNiG pełni rolę dominującą, niemniej jednak zauważyć trzeba, że dodatkowe ilości gazu ziemnego sprowadzanego na krajowy rynek

⁴²⁷ Dz.U. UE z 2011 r. L 326, s. 1.

⁴²⁸ Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r.

⁴²⁹ 31 marca 2021 r. spółki Polskie LNG i OGP GAZ-SYSTEM dokonały połączenia na podstawie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych. Dotychczasowe przedsięwzięcia i działalność spółki Polskie LNG są obecnie kontynuowane przez następcę prawnego – Gaz-System.

za pośrednictwem terminala w sposób istotny zwiększają bezpieczeństwo energetyczne kraju, a potencjalnie także mogą zwiększać płynność hurtowego rynku gazu ziemnego.

Podobna sytuacja występuje na polskim rynku usług magazynowych gazu ziemnego. Jedynym operatorem magazynowym gazu ziemnego jest obecnie spółka zależna PGNiG – OSM Gas Storage Poland Sp. z o.o. Maksymalne zdolności instalacji magazynowych w sezonie 2021/2022 tego operatora wynosiły 3,2 mld m³ pojemności czynnej, przy czym warto zauważyć, że oprócz PGNiG z usług magazynowania paliwa gazowego korzysta obecnie 13 podmiotów zamawiających usługi magazynowania (dalej: ZUM). Możliwy jest więc wniosek, że w chwili obecnej istnieje dostęp do magazynów na terytorium Polski dla konkurencyjnych sprzedawców gazu ziemnego (mimo że większość pojemności zarezerwowana jest przez PGNiG)⁴³⁰.

W przypadku segmentu dystrybucji gazu ziemnego nastąpiła niespotykana dotychczas na skalę europejską kapitałowa i infrastrukturalna konsolidacja segmentu. Segment dystrybucji gazu w Polsce kojarzy się głównie z Grupą Kapitałową PGNiG. Spółki dystrybucyjne działały w ramach struktury rozproszonej od 2003 r. do połowy 2013 r. Do 30 czerwca 2013 r. dystrybucją gazu w Polsce zajmowało się sześć regionalnych spółek dystrybucyjnych: Dolnośląska Spółka Gazownictwa z siedzibą we Wrocławiu, Wielkopolska Spółka Gazownictwa z siedzibą w Poznaniu, Pomorska Spółka Gazownictwa z siedzibą w Gdańsku, Mazowiecka Spółka Gazownictwa z siedzibą w Warszawie, Karpacka Spółka Gazownictwa z siedzibą w Tarnowie oraz Górnośląska Spółka Gazownictwa z siedzibą w Zabrze. Od 1 lipca 2013 r. dystrybucja paliwa gazowego realizowana jest przez powstałą z konsolidacji sześciu spółek dystrybucyjnych Polską Spółkę Gazownictwa Sp z o. o. z siedzibą w Tarnowie (PSG).

W 2012 r. zarząd PGNiG w porozumieniu z ówczesnym ministrem Skarbu Państwa podjął decyzję o rozpoczęciu procesu konsolidacji sektora dystrybucji gazu w Polsce w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG SA. Celem konsolidacji spółek dystrybucyjnych było przygotowanie GK PGNiG do procesu liberalizacji rynku gazu. Pojawienie się nowych graczy na rynku i wprowadzenie reguł konkurencji stało się dla PGNiG – dotychczasowego monopolisty na polskim rynku dystrybucji gazu – dużym ryzykiem. Dlatego GK PGNiG w latach 2012–2014 podjęła działania mające na celu m.in. uporządkowanie i dostosowanie struktur dystrybucyjnych do nowych wyzwań rynkowych.

Na decyzję o konsolidacji dystrybucji wpłynęły również przykłady rynkowe, które potwierdziły możliwość przeprowadzenia integracji w tym sektorze. Konsolidacja działalności dystrybucyjnej była w tamtym okresie powszechnym trendem obserwowanym na polskim rynku energii elektrycznej. Cztery kluczowe polskie grupy elektroenergetyczne – PGE, Tauron, ENERGA i ENEA – dokonały integracji w obszarze działalności dystrybucyjnej. Z kolei przykłady konsolidacji w ramach obszaru dystrybucji gazu na rynku europejskim można było odnaleźć w Wielkiej Brytanii, Francji i w Niemczech.

⁴³⁰ Informacje pochodzą ze strony internetowej OSM Gas Storage Poland, <https://ipi.gasstorage-poland.pl/pl/strona-glowna> (20.03.2022).

W wyniku konsolidacji powstał największy w Unii Europejskiej OSD gazu ziemnego – tj. Polska Spółka Gazownictwa (PSG). PSG w ramach działalności operatorskiej zarządza 97% gazociągów dystrybucyjnych w Polsce i obsługuje prawie 7 mln odbiorców.

Warto zadać pytanie, czy opisana konsolidacja i obecna struktura rynku usług dystrybucji gazu przyczyniły się w jakimkolwiek zakresie do przyspieszenia liberalizacji rynku gazu w Polsce. Tak duża konsolidacja kapitału oraz infrastruktury w ramach dominującego na rynku gazu ziemnego PGNiG istotnie utrudnia wejście na rynek innych inwestorów zamierzających budować sieci gazowe, a występująca bariera kapitałowa, gdzie właśnie kapitał niezbędny jest do realizacji inwestycji sieciowych związanych z budową gazociągów, jeszcze bardziej utrudnia tworzenie nowych operatorów. Warto zauważyć jednak, że pomimo tak silnej konsolidacji segmentu usług dystrybucyjnych w Polsce działa oprócz PSG 54 innych OSD, o znacznie jednak mniejszej skali działania (tylko 4 obsługują ponad 100 tys. odbiorców).

Decyzja o konsolidacji branży była podjęta na poziomie rządowym i holdingowym m.in. z myślą o zwiększeniu skali i efektywności prowadzonych inwestycji. Skonsolidowana (w ramach PGNiG i tym samym Skarbu Państwa) branża teoretycznie może realizować duże programy inwestycyjne, dynamizujące rozwój gospodarczy kraju, a także neutralizować nadal występujące w Polsce ubóstwo energetyczne. Zważywszy, że nadal 40% polskich gmin nie jest zgazyfikowanych (szczególnie w centralnej i północno-wschodniej Polsce), operator dystrybucyjny o silnych fundamentach kapitałowych może podołać zadaniu gazyfikacji znacznej części kraju w stosunkowo krótkim terminie. Jednocześnie LNG istotnie zmieniło paradygmat w zakresie przyspieszenia i zmniejszenia nakładów w zakresie inwestycji gazyfikacyjnych jednostek samorządowych lub odbiorców przemysłowych. Gazyfikacja wyspowa z wykorzystaniem technologii LNG skraca wielomiesięczny proces projektowania i budowy gazociągów tradycyjną metodą liniową oraz ogranicza nakłady inwestycyjne w zasadzie do niezbędnej infrastruktury stacji regazyfikacji LNG⁴³¹, więc proces inwestycyjny można zrealizować w ciągu 24 miesięcy przy nieporównywalnie mniejszych nakładach niż w przypadku realizacji inwestycji metodą liniową (czyli budując gazociągi na trasie wielu kilometrów, przechodząc tym samym przez grunty będące własnością wielu podmiotów lub grunty o nieuregulowanym statusie prawnym). W przypadku gazyfikacji wyspowej pojawia się jednak problem z dostępnością samego LNG, ponieważ w zasadzie wszystkie moce terminala w Świnoujściu zostały zarezerwowane i tym samym zmonopolizowane przez PGNiG, pozostali sprzedawcy muszą kupować gaz skroplony poza granicami Polski⁴³², co istotnie utrudnia wejście na rynek nowych inwestorów i tym samym istotnie hamuje liberalizację rynku gazu.

Można więc postawić tezę, że konsolidacja segmentu dystrybucji gazu miała przede wszystkim korzyści dla holdingu PGNiG w obszarze zwiększenia efektywności kosztowej i inwestycyjnej (czyli w zakresie OPEX i CAPEX). Zważywszy skalę działania,

⁴³¹ Do takiej niezbędnej infrastruktury stacji LNG można zaliczyć: zbiorniki kriogeniczne dla zgromadzonego LNG, parownice, stacje SRP i przyłącza do odbiorców.

⁴³² Czyli w najbliższych gazoportach w Kłajpedzie na Litwie lub w Zeebrugge w Holandii.

PSG umożliwiła także wdrożenie w całym kraju jednolitych zasad świadczenia usług dystrybucyjnych, co poprzez skalę unifikacji procesów obsługi odbiorców i podniesienie ich jakości pozytywnie wpłynęło na rozwój rynku gazu ziemnego, natomiast konsolidacja sektora dystrybucji gazu w Polsce w skali makro nie wpłynęła pozytywnie na przyspieszenie i pogłębienie procesu liberalizacji rynku gazu w Polsce.

3.3.3. Wprowadzenie mechanizmu obligo giełdowego oraz detaryfikacja rynku

Nie ulega wątpliwości, że największe znaczenie dla kształtu rynku gazu ziemnego w Polsce ma wprowadzenie tzw. obligo giełdowego, to znaczy obowiązku sprzedaży określonej ilości gazu za pośrednictwem giełdy towarowej. Postulat wprowadzenia tego mechanizmu został zgłoszony po raz pierwszy przez Prezesa URE jeszcze w 2011 r. w opracowanej przez Urząd mapie drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego w Polsce. W związku z tym 1 września 2013 r. weszła w życie w ramach tzw. małego trójpaka energetycznego nowelizacja prawa energetycznego⁴³³. Nowe przepisy miały m.in. decydujące znaczenie dla rozwoju konkurencji na rynku gazu, dając Prezesowi URE możliwość uwolnienia cen surowca dla odbiorców przemysłowych. Równocześnie mały trójpak nałożył na PGNiG obligo giełdowe, czyli obowiązek sprzedaży części surowca na Towarowej Giełdzie Energii SA (TGE). W praktyce oznaczało to deregulację segmentu sprzedawców dostarczających paliwo gazowe do największych odbiorców. Chodzi o ceny surowca dla firm, które zużyły nie mniej niż 25 mln m³ gazu w poprzednim roku kalendarzowym. W konsekwencji PGNiG, czyli podmiot dominujący na polskim rynku w 2013 r., miał obowiązek sprzedać za pośrednictwem TGE nie mniej niż 30% gazu (wysokometanowego) wprowadzonego do sieci przesyłowej. Mechanizm obligo giełdowego ustalał obowiązek skierowania do sprzedaży poprzez giełdę wolumenu gazu do poziomu nie mniejszego niż 40% w 2014 r. i nie mniejszego niż 55% w 2015 r.⁴³⁴ W listopadzie 2022 r. rząd zgłosił jednak propozycje regulacji ograniczającej obligo do poziomu 30% do końca 2023 r.⁴³⁵

⁴³³ Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r.

⁴³⁴ Opracowano na podstawie materiałów zamieszczonych na portalu CIRE.pl, *Od jutra gazowe obligo giełdowe*, 2013, 10 września, <https://www.cire.pl/item,81222,1,0,0,0,0,0,od-jutra-gazowe-obligo-gieldowe.html>.

⁴³⁵ Chodzi o projekt rozporządzenia MKiŚ z 10 listopada 2022 r., który zakłada zmniejszenie poziomu obligo giełdowego z 55 do 30% do końca 2023 r. W uzasadnieniu powołano się na „bezpředensową sytuację na rynku gazu, wywołaną wojną i manipulacjami Gazpromu”. Jej efektem są duże wahania ceny, co zagraża płynności uczestników rynku. Zdaniem rządu obniżenie obligo spowoduje zwiększenie bezpieczeństwa na rynku gazu dzięki wzmocnieniu kontroli państwa nad prowadzonym obrotem. Największym beneficjentem tej regulacji będzie spółka PGNiG Obrót Detaliczny. Inni dotychczasowi sprzedawcy gazu, tacy jak spółki obrotu Tauronu i PGE, wycofali się ze sprzedaży gazu i wypowiedzieli klientom umowy. L. Kadej, *Obligo giełdowe na gaz będzie ścięte do 30 proc.*, 2022, <https://wysokienapiecie.pl/78494-obligo-gieldowe-na-gaz> (13.11.2022).

Prezentowane regulacje dawały Prezesowi URE realne podstawy do stopniowego zwalniania przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku zatwierdzania taryf. Nowe przepisy pozwoliły istotnie wzmocnić konkurencję względem PGNiG. Według danych regulatora w 2013 r. 119 podmiotów posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi, ale tylko 35 przedsiębiorstw energetycznych aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Na koniec 2019 r. 186 podmiotów posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi, natomiast w obrocie gazem ziemnym aktywnie uczestniczyło 99 przedsiębiorstw⁴³⁶. Jak widać, w ciągu sześciu lat liczba uczestniczących aktywnie w obrocie paliwami gazowymi się potroiła, co w tym przypadku pozytywnie świadczy o trendzie liberalizacyjnym na polskim rynku gazu.

Oprócz implementacji mechanizmu obliża giełdowego istotnym krokiem w stronę liberalizacji rynku gazu jest ograniczanie administracyjnego nadzoru nad cenami paliw gazowych przez regulatora. 1 stycznia 2017 r. weszły w życie przepisy znowelizowanej Ustawy Prawo energetyczne znoszące z mocy prawa nadzór Prezesa URE nad taryfami na sprzedaż gazu do odbiorców hurtowych, sprzedaż gazu LNG i CNG oraz na sprzedaż gazu do odbiorców końcowych dokonujących zakupu tego paliwa w punkcie wirtualnym lub w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych. Od 1 października 2017 r. zniesiony został także obowiązek przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf na sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego i azotanowanego odbiorcom końcowym niebędącym gospodarstwami domowymi. Nadzór Prezesa URE nad taryfami dla gazu sieciowego sprzedawanego do gospodarstw domowych został pierwotnie utrzymany do końca 2023 r.⁴³⁷ Rząd polski zdecydował jednak o przedłużeniu do 2027 r. taryfowania gazu dla gospodarstw domowych i odbiorców wrażliwych⁴³⁸.

Konkludując – utrzymanie obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia przez regulatora oraz istotne obniżenie obliża giełdowego dla gazu zahamuje czasowo i ograniczy dalszą liberalizację rynku gazu w Polsce, a PGNiG Obrót Detaliczny umocni swoją pozycję *quasi-monopolisty* na rynku sprzedaży gazu dla odbiorców detalicznych i wrażliwych.

Niemniej jednak wejście w życie przywołanych aktów prawnych z pewnością w sposób istotny rozwinęło rynek obrotu gazem ziemnym, w tym także rynek giełdowy. Pozwoliło bowiem konkurencyjnym sprzedawcom zaopatrywać się w paliwo gazowe na rynku giełdowym, a następnie swobodnie konkurować ceną niezatwierdzaną przez Prezesa URE. Należy więc ocenić, że w sposób istotny poprawiły one płynność oraz konkurencyjność krajowego rynku, stopniowo zwiększając udział alternatywnych sprzedawców na krajowym rynku gazu ziemnego.

⁴³⁶ *Rynek energii elektrycznej i gazu w Polsce. Stan na 31 marca 2020 r.*, Towarzystwo Obrotu Energią, Warszawa 2020, s. 28.

⁴³⁷ Informacje pochodzą z portalu URE: Urząd Regulacji Energetyki, *Liberalizacja rynku gazu*, <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/liberalizacja-ryнку-ga> (13.12.2020).

⁴³⁸ B. Sawicki, *Taryfa na gaz na dłużej. Liberalizacja rynku przełożona*, 2022, <https://energia.rp.pl/gaz/art35890861-taryfa-na-gaz-na-dluzej-liberalizacja-ryнку-przełożona> (18.03.2022).

Nie ulega przy tym wątpliwości, że o poziomie rozwoju i liberalizacji rynku gazu decyduje także poziom rozwoju mechanizmów giełdowych funkcjonujących na tym rynku. Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku hurtowym odbywają się przede wszystkim na giełdzie towarowej prowadzonej przez Towarową Giełdę Energii. Uczestnikami rynku giełdowego są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz najwięksi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po zawarciu stosownej umowy z TGE, stając się członkami giełdy, lub też za pośrednictwem domów maklerskich albo innych podmiotów mających status członka giełdy ze swojej własnej grupy kapitałowej, mogących zawierać transakcje na rzecz innych podmiotów należących do tej samej grupy kapitałowej.

Obrót giełdowy odbywa się przez zawieranie umów sprzedaży (transakcji) pomiędzy członkami giełdy. W 2019 r. TGE prowadziła następujące rynki sprzedaży paliw gazowych: rynek dnia bieżącego, rynek dnia następnego oraz rynek terminowy towarowy. Sprzedaż gazu ziemnego była również realizowana w systemie aukcji. Przedmiotem obrotu na rynku terminowym towarowym gazu (RTTg) jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (tygodniowy, miesięczny, kwartalny, sezonowy i roczny). Przedmiotem obrotu na rynku dnia następnego gazu (RDNg) jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach dnia dostawy. Jest to instrument typu *base*, a jeden kontrakt odpowiada dostawie 1 MWh gazu w każdej godzinie dnia dostawy. Obrót jest prowadzony przez jeden dzień poprzedzający datę dostawy, w systemie fixingu oraz notowań ciągłych. Ponadto przedmiotem obrotu na rynku dnia następnego gazu są instrumenty weekendowe z okresem dostawy od godziny 6:00 w sobotę do godziny 6:00 w poniedziałek (weekend gazowy) w jednakowej ilości 1 MWh dla każdej godziny terminu wykonania kontraktu. Notowania instrumentu weekendowego odbywają się na dwa dni poprzedzające okres dostawy. Obrót na rynku dnia bieżącego (RDBg) prowadzony jest w systemie notowań ciągłych. W 2019 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE w całym okresie notowania danego rodzaju kontraktu dostarczono 136,4 TWh gazu ziemnego po średniej cenie 95,77 zł/MWh⁴³⁹.

3.3.4. Wpływ regulacji w zakresie bezpieczeństwa energetycznego na rozwój konkurencyjności gazu

Badając zagadnienia związane z liberalizacją krajowego rynku gazu ziemnego, należy zwrócić szczególną uwagę na obowiązujące w Polsce przepisy w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, które z jednej strony z pewnością przyczyniają się do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego Polski, z drugiej jednak postrzegane są przez część uczestników rynku jako mechanizmy blokujące rozwój w pełni konkurencyjnego rynku gazu ziemnego.

⁴³⁹ Urząd Regulacji Energetyki [dalej: URE], Sprawozdania, *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w roku 2019*, https://bip.ure.gov.pl/bip/o-urzedzie/zadania-prezesa-ure/sprawozdania/800_Sprawozdania.html, s. 186–188.

Na wstępie warto zdefiniować pojęcie bezpieczeństwa energetycznego. Punktem wyjścia powinno być w tym przypadku normatywne rozumienie tego sformułowania. Ustawodawca zdefiniował je wprost w przepisie prawa energetycznego jako „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”⁴⁴⁰. Analogiczna definicja terminu „bezpieczeństwo energetyczne” pojawiała się także w dokumentach strategicznych, np. Polityce Energetycznej Polski do 2025 r. Definicja zaczerpnięta z prawa energetycznego obowiązuje także na gruncie PEP2040⁴⁴¹.

W literaturze przedmiotu można natrafić na stwierdzenia, że definicja bezpieczeństwa energetycznego jest indywidualnie interpretowana przez każde państwo w związku z jego pozycją na rynku energetycznym. Można poszukiwać także rozumienia, czym jest bezpieczeństwo energetyczne na poziomie unijnym. W kontekście polskiego prawa na bezpieczeństwo energetyczne państwa składają się bezpieczeństwo dostaw paliw i energii oraz bezpieczeństwo operacyjne sieci, które także są definiowane w Ustawie Prawo Energetyczne. Literatura prawnicza koncentruje się zatem na tym, że bezpieczeństwo energetyczne jest elementem m.in. terminów „zdrowie publiczne” oraz „bezpieczeństwo i porządek publiczny”, gdyż zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego może skutkować zagrożeniem życia i zdrowia ludzkiego oraz zagrożeniami o charakterze ekonomicznym i gospodarczym. Ponadto bezpieczeństwo energetyczne wpisuje się w szerszy kontekst bezpieczeństwa państwa, przez co jest ono jednym z jej nadrzędnych celów⁴⁴².

Z kolei od 1 września 2022 r. prawną definicję ma także pojęcie bezpieczeństwa gazowego państwa. Jego wprowadzenie nastąpiło w drodze Ustawy z dnia 5 sierpnia 2022 r. o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu⁴⁴³, która zmieniła ustawę z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym⁴⁴⁴ (dalej: ustawa o zapasach). Zgodnie z nową definicją zawartą w przepisie tej ustawy „bezpieczeństwo gazowe państwa” należy rozumieć jako „stan umożliwiający bieżące i perspektywiczne pokrycie zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki”⁴⁴⁵.

Szczególnie istotną rolę w systemie bezpieczeństwa energetycznego Polski odgrywa właśnie ustawa o zapasach. W świetle przepisów tej ustawy można wyróżnić

⁴⁴⁰ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997, art. 3 pkt 16.

⁴⁴¹ Projekt „Polityki energetycznej Polski 2040”, Ministerstwo Klimatu, Warszawa 2020.

⁴⁴² M. Swora, Z. Muras (red.), *Prawo energetyczne. Tom I. Komentarz do art. 1–11s*, wyd. II, Wolters Kluwer, Warszawa 2016.

⁴⁴³ Dz.U. z 2022 r., poz. 1723.

⁴⁴⁴ Dz.U. z 2007 nr 52 poz. 343; t.j. Dz.U. z 2022 r. poz. 1537.

⁴⁴⁵ Ustawa z dnia 16 lutego 2007, art. 2 ust. 1 pkt 1a.

dwa podstawowe mechanizmy zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju: utrzymanie zapasów obowiązkowych paliw gazowych oraz wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego w razie wystąpienia sytuacji kryzysowej.

Niemal od samego początku obowiązywania ustawy o zapasach wielokrotnie podnoszono, że obowiązek utworzenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego może w praktyce skutecznie blokować rozwój rynku gazu ziemnego poprzez tworzenie nadmiernych barier wejścia sprzedawców na krajowy rynek gazu ziemnego. Z tego względu niemal od samego początku jej obowiązywania ustawa o zapasach stała się przedmiotem zainteresowania Komisji Europejskiej, która już 28 listopada 2007 r. wszczęła formalne postępowanie w sprawie naruszenia przez tę ustawę prawa Unii Europejskiej (tj. obowiązującej wówczas Dyrektywy 2003/55/WE – naruszenie nr 2006/4918). Komisja Europejska zakwestionowała obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych wyłącznie na terytorium Polski, wskazując, że takie rozwiązanie powoduje dyskryminację niektórych przedsiębiorstw i nie jest zgodne z celem, jakim jest osiągnięcie konkurencyjnego rynku gazu ziemnego, ze względu na to, iż stanowi podstawę innego traktowania importerów mających dostęp do instalacji magazynowych w Polsce niż importerów mających dostęp do instalacji magazynowych w innych państwach członkowskich. W opinii Komisji tak skonstruowane przepisy miały negatywny wpływ na funkcjonowanie rynku gazu i powodowały, że zasada TPA nie mogła być w Polsce w pełni realizowana.

W konsekwencji postępowania Komisji Europejskiej zdecydowano się ostatecznie na złagodzenie przepisów ustawy o zapasach poprzez umożliwienie importerom utrzymywania zapasów obowiązkowych w innych państwach członkowskich Unii Europejskiej, pod warunkiem zawarcia przez sprzedawców umów z operatorami systemów przesyłowych lub dystrybucyjnych, w ramach których zapewnione zostanie, że zapasy utrzymywane w tych krajach zostaną dostarczone do krajowego systemu przesyłowego najdalej w ciągu 40 dni. Po analizie znowelizowanych przepisów ustawy o zapasach nasuwa się wniosek, że mimo formalnego umożliwienia utrzymywania zapasów obowiązkowych poza terytorium kraju, konieczność spełnienia wymogów związanych z dostarczeniem tego paliwa do kraju sprawiła, że w praktyce nie było zainteresowania skorzystaniem z takiej możliwości.

Niemniej jednak w ramach ustawy o zapasach wprowadzone zostały przepisy, które umożliwiły stopniowy wzrost konkurencji na rynku gazu ziemnego. Po pierwsze, ustawa ta przewidywała wyjątek w obowiązku utworzenia zapasów obowiązkowych dla przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem gazem ziemnym, jeżeli liczba ich odbiorców nie jest większa niż 100 tys. i przywóz gazu ziemnego nie przekracza w ciągu roku 50 mln m³ (w 2011 r. limit podniesiono do 100 mln m³ gazu). Po drugie, obowiązek utworzenia zapasów obowiązkowych nie dotyczył odbiorców końcowych sprowadzających gaz na własny użytek. W rezultacie dynamicznie zaczął rozwijać się rynek „małych” importerów i sprzedawców gazu ziemnego (tj. importerów nieprzekraczających limitów ustawowych) mających możliwość sprowadzania gazu po niższych kosztach (tj. bez kosztu utworzenia zapasu), a dodatkowo istotni

odbiorcy przemysłowi zaczęli we własnym zakresie nabywać paliwa gazowe poza granicami kraju, co pozwoliło im na obniżenie kosztu zakupu m.in. o koszty związane z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych (a także na skorzystanie z niejednokrotnie korzystniejszych ofert cenowych na rynkach zachodnich).

Opublikowane przez Prezesa URE oraz Ministerstwo Klimatu i Środowiska dane wskazują na znaczny wzrost udzielonych koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą – z 23 ważnych koncesji OGZ na koniec 2007 r. aż do 70 ważnych koncesji OGZ na koniec 2016 r. Jednocześnie gwałtownie wzrosła liczba „krajowych” koncesji na obrót paliwami gazowymi – z 84 koncesji OPG na koniec 2016 r. do 185 na koniec 2020 r.⁴⁴⁶

Analizując dynamiczny rozwój konkurencji na rynku gazu ziemnego, należy mieć świadomość, że jakkolwiek w znacznej mierze dotyczyła ona małych sprzedawców gazu ziemnego, to jednak w skali makro znacznie została ograniczona dominująca pozycja głównego sprzedawcy (PGNiG) na krajowym rynku gazu ziemnego. Dodatkowo dominację GK PGNiG zmniejszyły także bezpośrednie zakupy odbiorców na rynkach konkurencyjnych, a także oczywiście opisane powyżej zmiany w zakresie obliwa giełdowego. W rezultacie sprzedaż gazu ziemnego do odbiorców końcowych przez podmioty z GK PGNiG spadła do poziomu 73,69% w 2016 r.⁴⁴⁷

W konsekwencji opisanego stanu ciężar utrzymywania zapasów obowiązkowych spoczywał wyłącznie na GK PGNiG, która zaopatrywała w gaz coraz mniejszą część krajowych odbiorców. Sytuacja taka zmniejszała także bezpieczeństwo energetyczne kraju – coraz większa część gazu ziemnego importowanego przez „małych” sprzedawców paliw gazowych nie była zabezpieczona zapasami obowiązkowymi.

W rezultacie ustawodawca zdecydował o konieczności istotnej zmiany ustawy o zapasach, która wprowadzona została w ramach nowelizacji z 22 lipca 2016 r.⁴⁴⁸, uzupełnionej nowelizacją z 7 lipca 2017 r.⁴⁴⁹ W ramach tych zmian wprowadzono następujące rozwiązania:

1. Obowiązkiem utrzymywania zapasów obowiązkowych objęto nie tylko przedsiębiorstwa przywożące paliwa gazowe w celu dalszej odsprzedaży, a więc podmioty zajmujące się handlem paliwami gazowymi, ale wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą lub podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego. W rezultacie obowiązkiem utrzymywania zapasów obowiązkowych objęci zostali także odbiorcy końcowi, nabywający paliwa gazowe poza granicami Polski i wprowadzający te paliwa we własnym zakresie do polskiego systemu gazowego (a więc odbiorcy sprowadzający paliwa gazowe z zagranicy na własne potrzeby).

⁴⁴⁶ Dane ze sprawozdań z działalności Prezesa URE w latach 2007–2019, URE, Sprawozdania, 2007–2019; Minister Klimatu i Środowiska, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2020 r.*, Warszawa 2021 r., s. 23.

⁴⁴⁷ URE, Sprawozdania, 2016.

⁴⁴⁸ Ustawa z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2016 r., poz. 1165).

⁴⁴⁹ Ustawa z dnia 7 lipca 2017.

2. Usunięto zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży, jeżeli liczba ich odbiorców nie jest większa niż 100 tys. i przywóz gazu ziemnego nie przekracza w ciągu roku kalendarzowego 100 mln m³. Tak więc wszystkie podmioty zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą lub dokonujące przywozu gazu ziemnego, w tym tzw. mali sprzedawcy, zostały zobowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

3. Podmiot zobowiązany do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego nie musi samodzielnie tworzyć zapasów, ale może zlecić ich utworzenie i utrzymywanie innym przedsiębiorstwom energetycznym na podstawie umowy zatwierdzonej przez Prezesa URE (tzw. usługa biletowa).

W rezultacie wprowadzonych zmian zlikwidowane zostały przepisy umożliwiające sprowadzanie gazu ziemnego z pominięciem obowiązku utworzenia zapasu obowiązkowego, a więc „mali” importerzy i sprzedawcy paliw gazowych utracili swoją przewagę konkurencyjną. Jednocześnie stracił na atrakcyjności i opłacalności zakup paliw gazowych poza terytorium Polski przez odbiorców końcowych, którzy musieli by tworzyć zapasy obowiązkowe.

Skutki prowadzanych zmian były widoczne w kolejnych latach, liczba aktywnych koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą zaczęła spadać – do 58 aktywnych koncesji OGZ na koniec 2017 r., 55 na koniec 2018 r., 53 na koniec 2019 r. i 54 na koniec 2020 r. Nieco spadła także liczba koncesji na obrót paliwami gazowymi – do 185 na koniec 2020 r.⁴⁵⁰

Jakkolwiek przyczyn spadku liczby importerów oraz sprzedawców na krajowym rynku gazu ziemnego można upatrywać też w ogólnoświatowych zawirowaniach na rynkach energii, z pewnością przyczyniła się do tego także opisana nowelizacja ustawy o zapasach.

W tym miejscu należy dodać, że do opisanej nowelizacji ustawy o zapasach zastrzeżenia zgłasza Komisja Europejska, która wszczęła postępowanie w sprawie naruszenia prawa Unii Europejskiej, kierując do rządu polskiego uzasadnioną opinię 27 listopada 2019 r. Główne zastrzeżenia Komisji Europejskiej budzi wprowadzona także tą nowelizacją konieczność zarezerwowania na zasadach ciągłych całości mocy przesyłowych niezbędnych do dostarczenia zapasów obowiązkowych utrzymywanych w innych państwach członkowskich do krajowego systemu przesyłowego. W ocenie Komisji rozwiązanie takie w praktyce uniemożliwia utworzenie zapasu poza granicami Polski (w latach 2018 i 2019 tylko jeden podmiot zlecił na zasadach usługi biletowej utrzymywanie zapasu poza granicami kraju⁴⁵¹). Nie można więc wykluczyć, że w przyszłości konieczna będzie kolejna przebudowa systemu zapasów obowiązkowych.

⁴⁵⁰ URE, Sprawozdania, 2017–2019; Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2020...*, s. 23.

⁴⁵¹ URE, Sprawozdania, 2018–2019.

wych, która najpewniej także wpłynie na stopień liberalizacji krajowego rynku gazu ziemnego.

Wśród zgłaszanych postulatów przebudowy mechanizmów związanych z bezpieczeństwem energetycznym zgłasza się propozycję ograniczenia obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych do gazu ziemnego dostarczanego do odbiorców chronionych lub propozycję zmiany modelu utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego i oparcia go na państwowym systemie rezerw gazu ziemnego, w którym państwo poprzez np. Agencję Rezerw Materiałowych (lub inny wskazany podmiot) będzie fizycznie utrzymywać, w całości lub w części, zapasy gazu w zamian za opłatę celową wnoszoną przez spółki obrotu objęte przedmiotowym obowiązkiem (analogiczne rozwiązanie funkcjonuje w sektorze paliw płynnych)⁴⁵².

Kolejnym istotnym aktem prawnym, do którego część uczestników rynku zgłaszała w przeszłości zastrzeżenia w kontekście jego wpływu na możliwość budowy konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce, jest rozporządzenie dywersyfikacyjne. Przez wiele lat obowiązywało w Polsce rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy⁴⁵³, którego nieprecyzyjne zapisy budziły wiele wątpliwości, rozstrzyganych m.in. na szczeblu Sądu Najwyższego. Zgodnie bowiem z tym rozporządzeniem każdy podmiot importujący gaz ziemny na terytorium Polski zobowiązany był do dywersyfikacji dostaw, tak aby nie sprowadzać paliw gazowych wyłącznie z jednego kierunku. Takie rozwiązanie podyktowane było intencją prawodawcy zmierzającą do zdywersyfikowania kierunków dostaw, które w czasie tworzenia tego aktu prawnego były *de facto* zmonopolizowane przez kierunek wschodni. Niemniej jednak wraz z wejściem Polski do Unii Europejskiej i rozwojem rynku gazu ziemnego przepisy rozporządzenia zaczęły budzić wątpliwości. Początkowo nie było bowiem jasne, czy obowiązek dywersyfikacji dotyczy także gazu sprowadzanego z krajów Unii Europejskiej, a także czy dostawy spoza Unii Europejskiej można dywersyfikować dostawami z Unii Europejskiej. Prezes URE w tym przypadku zastosował wykładnię przepisów na zasadzie analogii do prawa podatkowego, uznając, że pojęcie importu odnosi się tylko do gazu sprowadzanego z krajów niebędących członkami UE. W konsekwencji np. w sytuacji, gdy przedsiębiorstwo energetyczne będzie sprowadzało 50% gazu z Rosji i 50% z Niemiec – Prezes URE uznawał, że zaimportowało ono 100% paliwa gazowego z jednego kraju pochodzenia i istnieje podstawa prawna do nałożenia kary pieniężnej. Nie ulega wątpliwości, że tak skonstruowana wykładnia, wbrew celom prawodawcy, w sposób faktyczny ograniczała możliwości dywersyfikacyjne – rozporządzenie stosowało się bowiem nie tylko do gazu rosyjskiego, ale także do gazu z innych kierunków (np. z USA czy Kataru), a więc utrudniało realny rozwój konkurencyjnych kierunków zaopatrzenia w gaz ziemny.

⁴⁵² Proponowane postulaty zostały wysunięte przez Towarzystwo Obrotu Energią w raporcie *Rynek energii elektrycznej i gazu w Polsce. Stan na 31 marca 2020 r.*, Warszawa 2020, s. 34.

⁴⁵³ Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy (Dz.U. z 2000 r., nr 95, poz. 1042).

Wykładnia Prezesa URE została zakwestionowana wyrokiem Sądu Najwyższego z 21 kwietnia 2016 r.⁴⁵⁴, a 24 kwietnia 2017 r. Rada Ministrów wydała nowe rozporządzenie dywersyfikacyjne, pozwalające na uwzględnienie przy obliczaniu poziomu dywersyfikacji także gazu sprowadzanego z innych państw UE oraz wydobywanego na terytorium Polski⁴⁵⁵.

Należy więc ocenić, że przepisy rozporządzenia dywersyfikacyjnego nie stanowią istotnej przeszkody w rozwoju konkurencyjnego rynku gazu ziemnego, aczkolwiek mogą być pewnym utrudnieniem dla przedsiębiorstw zamierzających sprowadzać gaz na terytorium Polski wyłącznie z jednego kierunku zlokalizowanego poza Unią Europejską. Zgodnie bowiem z rozporządzeniem obowiązującym wszystkich bez wyjątku importerów gazu w latach 2017–2022 maksymalny udział paliwa gazowego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości paliwa gazowego importowanego w danym roku, nie może być większy niż 70%.

3.3.5. Zmiany dostawców na rynku gazu

Zgodnie z raportem UOKiK, w którym oceniono kraje UE pod względem deregulacji i konkurencji na rynkach detalicznej sprzedaży gazu ziemnego w 2010 r., Polska oraz Finlandia, Łotwa, Litwa i Bułgaria zostały zaliczone do grupy państw, w których nie ma konkurencji na rynkach gazu. Do oceny tych rynków wykorzystano m.in. współczynnik zmiany dostawcy (tj. odsetek odbiorców, którzy w danym roku zmienili dostawcę gazu), wynoszący w 2010 r. zero – mimo tego, że od 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy gazu w Polsce uzyskali prawo do swobodnego wyboru i zmiany sprzedawcy. Z kolei udział w rynku największego dostawcy w 2010 r. wyniósł 98%. Po ponad 10 latach rozwoju rynku gazu w Polsce – od początku prowadzenia monitoringu przez URE, tj. od 2011 r. do 31 grudnia 2020 r., sprzedawcę paliw gazowych zmieniło 24 713 odbiorców⁴⁵⁶.

Zdecydowaną przewagę w segmencie zmieniających dostawcę paliwa gazowego stanowili klienci grupy taryfowej W1-4 (tj. 95%), czyli klienci indywidualni oraz mali przedsiębiorcy. Zdaniem URE istotnym czynnikiem wspierającym wzrost liczby zmian sprzedawcy na rynku gazu jest fakt posiadania przez OSD jak największej ilości podpisanych ze sprzedawcami umów o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego (umów ramowych). Umowy te, zawierane między operatorem a sprzedawcą, warunkują prowadzenie przez sprzedawcę paliwa gazowego działalności na terenie

⁴⁵⁴ Sygn. akt III SK 28/15, LEX nr 2087821.

⁴⁵⁵ Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy (Dz.U. z 2017 r., poz. 902).

⁴⁵⁶ Z prowadzonego przez Prezesa URE monitoringu zmiany sprzedawcy wynika, że w 2020 r. 24,7 tys. odbiorców zmieniło sprzedawcę paliw gazowych. Panujący w kraju stan epidemiologiczny wpłynął na ograniczenie zmian sprzedawców przez odbiorców końcowych o ok. 50%. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2020...*, s. 25.

danego OSD. Umowa ta określa warunki funkcjonowania sprzedawcy na terenie operatora oraz jego współpracy z tym operatorem. Z końcem 2019 r. 149 sprzedawców miało zawarte ważne umowy z OSD, w tym 81 sprzedawców posiadało również umowy z PSG⁴⁵⁷.

Jeżeli chodzi o udział w rynku podmiotu dominującego, należy stwierdzić, że sprzedaż gazu do odbiorców końcowych nadal jest zdominowana przez podmioty z GK PGNiG. Udział tych podmiotów wynosił 91%. Zaobserwowany wzrost udziału GK PGNiG w sprzedaży paliwa gazowego do odbiorców końcowych utrzymujący się od 2017 r. wynikał z istotnego spadku przywozu gazu z zagranicy bezpośrednio przez odbiorców końcowych na własne potrzeby na skutek zmian regulacji prawnych dotyczących zapasów obowiązkowych, a także za sprawą przejęcia części odbiorców przez PGNiG Obrót Detaliczny w ramach uruchomienia sprzedaży rezerwowej po upadku kilku spółek obrotu w 2019 r. Pozostałych 9% sprzedaży gazu do odbiorców realizowanych było przez 110 alternatywnych spółek obrotu dokonujących sprzedaży do odbiorców końcowych w kraju⁴⁵⁸.

3.3.6. Konkluzja

Podsumowując przemiany na krajowym rynku gazu ziemnego, należy sformułować wniosek, że nadal jest on w dużym stopniu zdominowany przez państwową GK PGNiG. Stąd zdaniem autora można mówić o braku realizacji głównych celów procesu liberalizacji polskiego rynku gazu, który dokonuje się od ponad dwóch dekad, a który utrzymał monopol państwa na tym rynku. Bo czy rzeczywiście można mówić o zliberalizowanym rynku gazu w Polsce, skoro 100% tranzytu, przesyłu, magazynowania oraz regazyfikacji paliwa gazowego w ramach Gazoportu znajduje się pod kontrolą państwa, ok. 97% usług dystrybucji paliwa gazowego jest świadczonych przez spółkę Skarbu Państwa, a 86% handlu detalicznego w Polsce odbywa się za pośrednictwem spółki Skarbu Państwa? Świadczy to niestety o tak prowadzonym procesie liberalizacji, aby utrzymać monopol własności państwa poprzez państwowe holdingi energetyczne na tym rynku i pełną kontrolę regulatora.

O prawdziwości powyższej tezy może świadczyć także opinia wyrażona przez polskiego regulatora skierowana 6 czerwca 2022 r. do Premiera rządu RP, Ministra Klimatu i Środowiska, Ministra Aktywów Państwowych oraz Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wskazująca „ekstraordynaryjną” sytuację na rynku energii i tym samym ostrzegająca przed dotąd niespotykanym i drastycznym wzrostem cen energii w 2023 r. Zdaniem Prezesa URE taryfy dla energii elektrycznej dla gospodarstw domowych mogą w 2023 roku wzrosnąć o co najmniej 180%. W związku z tym rząd powinien podjąć kroki, by chronić obywateli przed „nieakceptowalnym” poziomem

⁴⁵⁷ URE, Sprawozdania, 2019, s. 220.

⁴⁵⁸ Tamże, s. 191; Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2020...*, s. 25.

cen wynikającym z „nieracjonalnych” marż producentów energii. Jako działanie zaradcze regulator proponuje opodatkowanie rosnących zysków z produkcji energii elektrycznej i przekierowanie tych środków na działania osłonowe dla odbiorców.

Z pisma Prezesa URE wynika, że wzrost cen energii jest nieproporcjonalny do kosztów ponoszonych przez producentów energii wynikających z rosnącej ceny węgla kamiennego oraz ceny uprawnień do emisji CO₂, zwłaszcza że ceny emisji kształtują się „na wysokim, ale stabilnym poziomie 90 EUR za tonę”. Stąd Prezes URE wskazuje niepokojące tendencje pojawiające się na hurtowym rynku energii w Polsce, gdzie pomimo planowanego istotnego wzrostu cen węgla kamiennego, poziom cen wynikający z kontraktów zawieranych na rynku generuje bardzo wysokie marże pierwszego pokrycia u wytwórców energii elektrycznej z trzech największych energetycznych grup kapitałowych z udziałem właścicielskim Skarbu Państwa (tj. PGE, Tauronu i Enei). Zdaniem regulatora prognozowane przez tych wytwórców marże w 2023 r. mogą być kilkakrotnie wyższe niż marże racjonalne, wynikające z danych historycznych przedsiębiorstw. Wynika to stąd, że kontrolowane przez państwo spółki, które mają bardzo duży udział rynkowy w obrocie energią elektryczną, jednocześnie same kształtują ceny na rynku energii. W konsekwencji taryfy dla energii elektrycznej i ciepła dla odbiorców końcowych wzrosną w perspektywie najbliższych 12 miesięcy w sposób bezprecedensowy, a jednocześnie sektory górnictwa i energetyki będą wykazywały niespotykane dotychczas dodatnie wyniki z działalności – niestety generowane kosztem odbiorców końcowych⁴⁵⁹.

To wszystko świadczy o niepowodzeniu procesu liberalizacji rynku energii w Polsce, w tym rynku gazu ziemnego, który w konsekwencji doprowadził do niespotykanej w UE koncentracji kapitału w sektorze energetycznym w rękach państwa, utrzymując tym samym monopol państwa w sektorach wytwórczym i transportu energii oraz w obrocie hurtowym i detalicznym energii. Przedsiębiorstwa energetyczne wykorzystują swoją dominującą pozycję na rynku energii czerpiąc spektakularnie wysokie zyski z rekordowo wysokich i nieuzasadnionych ekonomicznie marż.

W przypadku opisanej struktury rynku i słabego poziomu jego liberalizacji regulacja prokonkurencyjna w Polskiej energetyce przy wykorzystaniu długoterminowych narzędzi empirycznych nabiera szczególnego znaczenia. Przyjmując, że asymetria informacyjna nie pozwala regulatorowi na skuteczną identyfikację potencjalnych obszarów optymalizacji kosztowej przedsiębiorstwa, a nawet przyjmując, że samo przedsiębiorstwo energetyczne nie jest w stanie (lub nie chce) samodzielnie takich obszarów zidentyfikować, można powiedzieć, że empiryczny model regulacyjny gwarantujący w terminie np. 5 lat utrzymanie określonego poziomu stawek taryfowych dla operatora systemu gazowniczego przyczyni się do zagwarantowania nie tylko

⁴⁵⁹ K. Kojzar, M. Pankowska, M. Wandas, *Ceny prądu o 180 proc. w górę w 2023 roku. Niepublikowane dotąd prognozy dla rządu [ujawniamy]*, OKO.press, 2022, 18 lipca, <https://oko.press/ceny-pradu-o-180-proc-w-gore-w-2023-r-niepublikowane-dotad-prognozy-dla-rzadu-ujawniamy> (18.07.2022 r.).

utrzymania stabilnego otoczenia regulacyjnego dla wszystkich interesariuszy, ale także przyniesie korzyści samemu przedsiębiorstwu, które chcąc osiągnąć wyższe zyski, będzie zmuszone do sięgnięcia głębiej w poszukiwaniu potencjalnych obszarów optymalizacji kosztowej procesów. Także wyposażenie przez regulatora proponowanego modelu w systemie kar i zachęt dla przedsiębiorstwa, np. w obszarze działań innowacyjnych, proekologicznych czy w zakresie jakości obsługi odbiorców, będzie implikowało dążenie do zapewnienia większej konkurencyjności cenowej oraz jakościowej ze strony przedsiębiorstw energetycznych.

Niemniej jednak z pewnością można znaleźć także symptomy świadczące o próbach liberalizacji sektora gazu przez wdrożenie mechanizmów zwiększających płynność tego rynku, w tym kontekście w szczególności należy wymienić obligo giełdowe oraz częściową detaryfikację cen gazu ziemnego. Na rynku pojawili się dzięki temu konkurencyjni sprzedawcy gazu, którzy przejęli część segmentu sprzedaży do odbiorców.

Z pewnością brak większych postępów w zakresie liberalizacji dostaw gazu ziemnego, szczególnie w początkowym okresie wdrażania III Pakietu energetycznego, spowodowany był niewystarczającą infrastrukturą gazową – z jednej strony bowiem utrudniało to dostawcom dostęp do krajowego rynku gazu, z drugiej strony uwaga władz rządowych oraz operatorów skupiona była w znacznej mierze na projektach inwestycyjnych (budowie terminala LNG w Świnoujściu, interkonektorów, rozbudowie pojemności magazynowych). Jakkolwiek istotne projekty infrastrukturalne nadal są w toku (m.in. rozbudowa terminala LNG w Świnoujściu), z pewnością sytuacja w tym względzie istotnie się poprawiła. W konsekwencji można oczekiwać, że lepsza sytuacja w zakresie infrastruktury, przy jednoczesnym zakończeniu długoterminowych kontraktów na dostawy gazu z Federacji Rosyjskiej, mogą dać nowy impuls do budowy konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce.

3.4. Kierunki transformacji sektora gazowniczego w Unii Europejskiej i w Polsce

3.4.1. Geneza i założenia „Europejskiego Zielonego Ładu”

W 2015 r. w Paryżu podczas Międzynarodowego Panelu ds. Zmian Klimatu (COP-21) w ramach ONZ rządy uczestniczących państw zobowiązały się do gwałtownej redukcji emisji CO₂ i wprowadzenia gospodarki zeroemisyjnej do 2050 r. Komisja Europejska przedstawiła cztery główne drogi prowadzące do niskoemisyjnego, zrównoważonego, konkurencyjnego oraz bezpiecznego systemu energetycznego w 2050 r.⁴⁶⁰

⁴⁶⁰ G. Mete, *Transitions and the future of gas in the EU. Subsidise or decarbonise*, Palgrave MacMillan, London 2020, cyt. za: S. Nagy, *Dekarbonizacja gospodarki i jej możliwy wpływ na rozwój sektora gazowniczego do roku 2050*, „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” 2020, nr 3 (257), s. 4.

Wymagania UE zakładają obniżenie emisji z energetyki węglowej przez zastąpienie jej energetyką opartą na OZE (głównie wiatrową i fotowoltaiczną), czemu ma towarzyszyć likwidacja wydobycia węgla energetycznego.

W dokumentach {Czysta planeta dla wszystkich} z listopada 2018 roku⁴⁶¹ oraz „Europejski Zielony Ład” (*The European Green Deal* – EGD) z grudnia 2019 r.⁴⁶², Komisja Europejska wskazała siedem głównych kierunków działania, zmierzających do ograniczenia emisji CO₂ oraz osiągnięcia neutralności klimatycznej Unii Europejskiej w 2050 r. Niektóre z nich wpływają bezpośrednio na kierunki transformacji sektora gazownictwa⁴⁶³.

Działanie 1. Maksymalizacja korzyści płynących z efektywności energetycznej, w tym budynków bezemisyjnych

Dokumenty zakładają m.in., że ogrzewanie budynków oparte ma być przede wszystkim na odnawialnych źródłach energii, ale znaczący udział w tych działaniach będzie musiał mieć gaz ziemny (sieciowy i LNG), gaz z dodatkiem wodoru lub biometanu produkowanego z odnawialnych źródeł energii elektrycznej i biogazu. Przewiduje się też wprowadzenie do ogrzewania nowej klasy ogniw paliwowych wykorzystujących metan „odnawialny” i nowych systemów mikrokogeneracyjnych.

Działanie 2. Maksymalizacja wykorzystania OZE i energii elektrycznej w celu całkowitej dekarbonizacji dostaw energii w Europie

Zakłada się, że udział energii elektrycznej w końcowym zapotrzebowaniu energii wzrośnie do 53%, przy wzroście produkcji energii elektrycznej o 50% w 2050 r. W ramach tego działania zakłada się, że ponad 80% energii elektrycznej ma pochodzić z OZE, a 15% energii – z energetyki nuklearnej. Nadmiarowa ilość energii elektrycznej będzie wykorzystana w technologii *Power to X*. Planowane jest docelowe wdrożenie wychwytywania CO₂ wraz z geologiczną sekwestracją/utylizacją (CCUS/CCS), które daje „bilansową” możliwość uzyskania paliw zeroemisyjnych. Działanie to może dotyczyć zwłaszcza gazownictwa ziemnego, ponieważ będzie wymagało budowy odpowiedniej krajowej strategii transportowej i magazynowej na lata 2031–2050, powiązane będzie z programem modernizacji infrastruktury gazowniczej przyjaznej wodorowi i połączone z inwestycjami w OZE.

⁴⁶¹ Komisja Europejska, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu EkonomicznoSpołecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego „Czysta planeta dla wszystkich – Europejska długoterminowa wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki”, Bruksela, 21.11.2018, COM(2018) 773 final.

⁴⁶² European Commission, Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. *The European Green Deal*, Brussels, 11.12.2019, COM(2019) 640 final.

⁴⁶³ S. Nagy, *Przemysł gazowniczy w kontekście osiągnięcia „neutralności klimatycznej” w 2050 roku*, „Przegląd Gazowniczy” 2020, nr 1 (65), s. 28, 29; tenże, *Dekarbonizacja gospodarki...*, s. 11.

Działanie 3. Przyjęcie czystej, bezpiecznej i opartej na sieci mobilności (bezemisyjny i bezpieczny transport)

Okolo 20% emisji CO₂ na świecie powodowane jest przez sektor transportu, dlatego gaz może być istotnym elementem zmniejszającym emisyjność CO₂ m.in. przez zmianę zasilania transportu drogowego na LNG i CNG. Gaz ziemny skroplony (LNG) z udziałem biometanu ma być także alternatywą dla długodystansowego transportu morskiego.

Działanie 4. Konkurencyjny przemysł unijny i gospodarka o obiegu zamkniętym jako kluczowy czynnik umożliwiający ograniczenie emisji gazów cieplarnianych

Gospodarka o obiegu zamkniętym nawiązuje do koncepcji wielokrotnego wykorzystania towarów i materiałów w produkcji np. szkła, stali i tworzyw sztucznych. Działania UE zakładają zmniejszenie ilości wprowadzanych materiałów dzięki recyklingowi, co ma poprawić konkurencyjność i przyczynić się do tworzenia nowych miejsc pracy. Ma to także pomóc w zmniejszeniu emisji CO₂.

Działanie 5. Rozwój odpowiedniej infrastruktury sieciowej i wzajemnych połączeń

Rozwój odpowiedniej infrastruktury przesyłowej i zwiększenie współpracy transgranicznej i regionalnej pozwolą czerpać korzyści z modernizacji i transformacji gospodarki europejskiej. Wspierane będą budowa transeuropejskich sieci transportowych i energetycznych do przesyłu i dystrybucji energii oraz budowa inteligentnych sieci dystrybucji energii elektrycznej i energii w rurociągach wodorowych lub wodorowo-metanowych. W tym kontekście trzeba wspomnieć o programie samowystarczalności gazowej dla UE. Program ten oparty jest na założeniu produkcji gazów odnawialnych. Potencjał UE w zakresie wytwarzania biometanu jest ograniczony, natomiast potencjał techniczny w produkcji wodoru i syntetycznego metanu w oparciu o odnawialną energię elektryczną jest wystarczający. Na podstawie analiz rozwoju infrastruktury gazowej do 2050 r. opracowano trzy scenariusze eksploracyjne, z których każdy koncentruje się na silnym zużyciu końcowym jednego z trzech rozważanych nośników energii: elektryczności, metanu, wodoru. We wszystkich scenariuszach ogólne dostawy gazu dla UE do 2030 r. mają się zmniejszyć o 20–30% ze względu na lepszą efektywność końcowego wykorzystania energii. Analizy te zakładają drastyczne ograniczenie gazu ziemnego w 2050 r. Infrastruktura gazowa w 2030 r. ma być oparta na gazie ziemnym, a udział zarówno produkcji biometanu, jak i wodoru ma być marginalny. Tak zwany niemiecki projekt dekarbonizacyjny zakłada, że udział OZE w niemieckiej energetyce ma być stopniowo zwiększany do 80% w 2050 r. W związku z tym sieci energetyczne będą modernizowane. Wymagana będzie dodatkowa pojemność magazynowania energii (głównie magazynowania gazu) w celu zrekompen-

sowania wahań energii i sterowania mocą. Z kolei francuski projekt dekarbonizacji gospodarki zakłada wytworzenie 43 mld m³ gazu odnawialnego w 2050 r. Gaz odnawialny ma pochodzić z biogazowni uzdatniających biogaz, który ma być wtłaczany do sieci gazowniczej. Ma być także tworzony program „biomasowy” (oparty na gazyfikacji). Wodór z instalacji P2G ma być konwertowany do metanu i zatłaczany do sieci. Koszt produkowanego gazu odnawialnego jest co najmniej czterokrotnie większy od kosztu gazu w cenach z 2019 r.

Działanie 6. Czerpanie korzyści z biogospodarki i tworzenie niezbędnych pochłaniaczy dwutlenku węgla

To działanie nie dotyczy bezpośrednio przemysłu gazowniczego.

Działanie 7. Wylimitowanie pozostałych emisji CO₂ dzięki jego wychwytywaniu i składowaniu

Działanie to dotyczy wychwytywania, transportu i składowania CO₂ z pozostałych emisji (CCS) oraz ewentualnie zagospodarowania (utylicacji) CO₂). Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (CCS) jest metodą obniżenia emisyjności sektora energetycznego i sektorów energochłonnych. Wdrożenie CCS jest jednak nadal konieczne (po 2030 r.), szczególnie w sektorach energochłonnych oraz do zeroemisyjnej produkcji wodoru z gazu ziemnego. W kontekście polskiej energetyki należy wspomnieć o koncepcji wdrożenia CCS w Japonii po 2030 r. w związku z kontynuacją wykorzystywania elektrowni węglowych. Technologia ta umożliwi znaczne obniżenie emisyjności CO₂ – nawet o 90% jego obecnej emisji. CCS będzie również wymagane w przypadku wychwytywania i składowania CO₂ emitowanego z elektrowni i zakładów przemysłowych wykorzystujących biomasę w celu uzyskania ujemnych emisji.

Prezentowana koncepcja polityki ochrony klimatu Unii Europejskiej wyrażana w Europejskim Zielonym Ładzie ewoluowała m.in. ze wspólnej polityki energetycznej Unii Europejskiej kształtowanej jeszcze w latach 90. ubiegłego wieku. Koncentrowała się ona początkowo na poprawie efektywności energetycznej i zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw importowanych surowców energetycznych.

Aktywność Unii, szczególnie w pierwszej dekadzie XXI w., skupiła się także na przeprowadzeniu zmian w funkcjonowaniu rynków gazu i energii. Jej polityka w owym okresie prowadziła do upowszechnienia modelu rynku zliberalizowanego i otwartego w skali całej Wspólnoty (trzeci pakiet energetyczny z 2009 r.). Stałym dążeniem Unii Europejskiej było także zintegrowanie, często odseparowanych od siebie, rynków energii państw członkowskich, w oparciu o nową łączącą je infrastrukturę i wspólne zasady funkcjonowania. Wraz z przyjęciem w 2008 r. pakietu klimatyczno-energetycznego „3 × 20” do agendy politycznej Unii Europejskiej wprowadzono wyraźny akcent klimatyczny związany ściśle z obszarem energetyki. Jednocześnie ujawnił się silny nurt zmierzający do zwiększania aspiracji całej Wspólnoty w zakresie

ochrony klimatu i redukcji gazów cieplarnianych. Podniesienie poprzeczki w tym zakresie nastąpiło w opracowanym w 2014 r. przez Komisję Europejską, a następnie przyjętym przez Radę Europejską dokumencie Ramy polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030, w którym przyjęto następujące cele polityki na okres 2021–2030: ograniczenie o co najmniej 40% emisji gazów cieplarnianych (w stosunku do poziomu z 1990 r.), zwiększenie do co najmniej 32% udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii, zwiększenie o co najmniej 32,5% efektywności energetycznej⁴⁶⁴.

Osiągnięcie w 2030 r. wskazanych celów nie jest jednak spełnieniem strategicznych zamierzeń UE. Stopniowo wyzwanie związane z ochroną klimatu i redukcją emisji gazów cieplarnianych stało się głównym zagadnieniem politycznym absorbującym uwagę w Unii Europejskiej. Rozwiązanie tego problemu uznane zostało w 2019 r. przez nową przewodniczącą Komisji Europejskiej za naczelny priorytet dla Europy i całego świata. 28 listopada 2019 r. Parlament Europejski przyjął rezolucję, w której ogłosił „kryzys klimatyczny” i jednocześnie wezwał Komisję Europejską do przedstawienia strategii osiągnięcia neutralności klimatycznej⁴⁶⁵ najpóźniej do 2050 r.⁴⁶⁶ W odpowiedzi na to wezwanie Komisja Europejska 11 grudnia 2019 r. przedstawiła całościową koncepcję ochrony klimatu w UE w ramach dokumentu „Europejski Zielony Ład”, który nadal pozostaje główną strategią wyznaczającą kierunki i charakter działań wobec sektora energetycznego, którego transformacja poprzez dekarbonizację ma doprowadzić do osiągnięcia stanu neutralności klimatycznej Unii Europejskiej.

Uznanie przez UE konieczności walki o ochronę klimatu za naczelny priorytet, któremu mają być podporządkowane także cele jej polityki w pozostałych obszarach, jest niewątpliwie zwycięstwem postindustrialnych i progresywnych wartości obecnych w życiu politycznym Europy Zachodniej od co najmniej końca lat 60. XX w. Jednym z ich głównych propagatorów jest wewnętrznie zróżnicowany nurt polityczny, jakim jest ekologizm. Jego podstawową, konstytuującą cechą jest ekocentryzm będący w opozycji do tradycyjnego paradygmatu ideowego, jakim jest antropocentryzm. W centrum zainteresowania ekologizmu znajduje się więc środowisko naturalne – świat przyrody, które jest wartością naczelną i zarazem pierwotną. Z tego punktu widzenia człowiek jest elementem generującym zagrożenia dla naturalnych ekosyste-

⁴⁶⁴ Komisja Europejska, Ramy polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030, https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_pl (1.07.2022).

⁴⁶⁵ Neutralność klimatyczna definiowana jest niejednoznacznie w różnych krajach, jednak ogólnie oznacza maksymalne ograniczenie emisji CO₂ w przemyśle, transporcie i energetyce oraz zrównoważenie tych emisji, których ograniczyć się nie udało poprzez zwiększanie jego pochłaniania, np. dzięki sadzeniu drzew lub poprzez wychwyty i utylizację/składowanie CO₂. Neutralność emisji CO₂ lub zerowy ślad węglowy netto odnosi się do wygenerowania zerowej emisji netto CO₂ przez zrównoważenie emisji dwutlenku węgla dzięki jego usunięciu (wychwytowi) chemicznemu lub biologicznemu, lub przez całkowite wyeliminowanie emisji. Źródło: S. Nagy, *Dekarbonizacja gospodarki...*, s. 4.

⁴⁶⁶ *Parlament Europejski ogłasza kryzys klimatyczny*, 2020, 28 listopada, www.europarl.europa.eu/news/pl/press-room/20191121IPR67110/parlament-europejski-oglasza-kryzys-klimatyczny.

mów. Jego aktywność, motywowana przede wszystkim dążeniem do zaspokojenia indywidualnej konsumpcji, prowadzi do nadmiernej i niekontrolowanej eksploatacji nieodnawialnych zasobów naturalnych oraz do degradacji środowiska naturalnego. Obecnie za największe zagrożenie dla środowiska naturalnego oraz jego biologicznego zróżnicowania uznane zostały postępujące w skali globalnej zmiany klimatyczne w postaci zjawiska globalnego ocieplenia. Powszechnie uznano, że przyczyną niekorzystnych zmian klimatycznych jest szeroko rozumiana działalność człowieka generująca emisję gazów cieplarnianych. U podstaw realizowanej przez UE polityki ochrony klimatu leży więc przekonanie o antropogenicznych przyczynach narastającego globalnego ocieplenia⁴⁶⁷.

Głównym celem „Europejskiego Zielonego Ładu” jest osiągnięcie przez państwa należące do UE stanu neutralności klimatycznej do 2050 r. Neutralność klimatyczna oznacza eliminację emisji gazów cieplarnianych, będących efektem działalności człowieka. Osiągnięcie tego celu będzie się wiązało z koniecznością przeprowadzenia głębokiej transformacji w obszarze gospodarczym i w życiu społecznym. Transformacja dotyczyć ma następujących sektorów gospodarczych: rolnictwa i przemysłu spożywczego, przemysłu stalowego, przemysłu chemicznego, przemysłu cementowego i budownictwa, przemysłu tekstylnego, energetyki i transportu.

Przemiana gospodarcza polegać ma przede wszystkim na zbudowaniu tzw. gospodarki zeroemisyjnej, cyfrowej (zdigitalizowanej) i jednocześnie funkcjonującej w obiegu zamkniętym. UE będzie zmierzać do maksymalnego wykorzystania raz już użytych materiałów w celu ograniczenia zużycia zasobów naturalnych. Służyć temu ma także wsparcie dla nowych modeli biznesowych zakładających maksymalne ograniczenie wykorzystania zasobów naturalnych przy jednoczesnym, jak największym, ponownym wykorzystaniu raz użytych materiałów i produktów. W takim paradygmacie kopalne i wysokoemisyjne źródła energii w postaci węgla mają zostać według założeń „Europejskiego Zielonego Ładu” całkowicie wyeliminowane z europejskiej energetyki.

Produkcja i zużycie energii w sektorach gospodarki odpowiadają za 75% emisji gazów cieplarnianych w UE i zostały tym samym uznane przez Komisję Europejską za główne źródła emisji CO₂ w państwach unijnych. Transformacja energetyki w ogólnym założeniu, przedstawionym w „Europejskim Zielonym Ładzie”, polegać ma zatem na radykalnym obniżeniu jej emisyjności oraz poprawie efektywności, a także cyfryzacji i pełnej integracji europejskiego rynku energii. Realizacja tego zamierzenia ma być osiągnięta w konsekwencji oparcia sektora energii przede wszystkim na odnawialnych źródłach energii (OZE). W procesie zmian strukturalnych w energetyce dokument szczególnie ważną rolę nadaje technologii produkcji energii wykorzystującej energię wiatru na morzu (*off shore*). Jej dynamiczny rozwój ma być skorelowany z dy-

⁴⁶⁷ E. Kwizdiński, *Ekologizm jako idea polityczna na przykładzie Niemiec i Francji*, „Ogrody Nauki i Sztuki” 2015, nr 5.

namiczną eliminacją paliwa węglowego i obniżaniem emisyjności sektora gazu ziemnego. W dokumencie nie określono jednak procentowego udziału OZE w przyszłym, docelowym miksie energetycznym Unii Europejskiej.

Warto zauważyć, że od publikacji EGD z końcem 2019 r. na szczeblu europejskim dokonywane są kolejne zmiany, tym razem jednak nastawione nie tyle na wdrażanie kolejnych wymogów w zakresie liberalizacji rynku, ile na zdynamizowanie wdrażania nowej polityki klimatycznej UE i uniezależnienie się od paliw kopalnych importowanych z Federacji Rosyjskiej.

Widocznym symptomem powyższego podejścia było wskazanie przez KE na konieczność podniesienia redukcji emisji CO₂ w Unii Europejskiej o 55% do 2030 r. w stosunku do poziomu z roku 1990 r.⁴⁶⁸ Postulat ten zoperacjonalizowano w ramach pakietu „Fit for 55”, który stanowi uzupełnienie nowej polityki klimatycznej UE. Pakiet został zaproponowany 14 lipca 2021 r. przez Komisję Europejską i wraz z „Europejskim Zielonym Ładem” stał się elementem europejskiego porządku prawnego. Implementacja pakietu oznacza istotne podniesienie poziomu planowanej redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. w porównaniu z celem wskazanym w Porozumieniu paryskim (40% redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE do 2030 r.), stanowiącym formalną podstawę do aktualizacji co pięć lat wielkości wkładu każdej ze stron w realizację celów klimatycznych w taki sposób, aby wyrażały najwyższy możliwy poziom ambicji.

W ramach pakietu proponuje się reformę obecnego systemu handlu emisjami (*The EU Emissions Trading Scheme*). Mają zostać wprowadzone tzw. mini-ETS stanowiący rozszerzenie systemu handlu uprawnieniami do emisji dla transportu i ciepłownictwa, cło węglowe na granicy UE (*Carbon Border Adjustment Mechanism*), które ma wzmocnić konkurencyjność unijnej gospodarki, wyższe cele OZE w UE oraz bardziej surowe normy emisyjne dla sektora transportu lądowego.

Biorąc pod uwagę postulat podniesienia poziomu redukcji emisji gazów cieplarnianych, można przyjąć, że odnawialne źródła energii staną się dominującym segmentem energetyki w skali całej Unii Europejskiej – kosztem paliw kopalnych, a w pierwszej kolejności węgla.

Dotychczas jednym z najważniejszych aktów „Europejskiego Zielonego Ładu” oprócz pakietu „Fit for 55” jest tzw. mechanizm na rzecz sprawiedliwej transformacji (*just transition mechanism*), który tworzy ramy finansowe wsparcia państw członkowskich w ich transformacji energetycznej. Mechanizm na rzecz sprawiedliwej transformacji skierowany jest do państw członkowskich, które cechują się największą liczbą

⁴⁶⁸ 14 września 2020 r. w wygłoszonym w Parlamencie Europejskim orędziu szefowa Komisji Europejskiej poinformowała o propozycji zwiększenia celu redukcji emisji w UE do 2030 r. z 40% do co najmniej 55% w odniesieniu do poziomu z 1990 r., Komisja Europejska, *Orędzie o stanie Unii za 2022 r., wygłoszone przez przewodniczącą Ursulę von der Leyen*, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/speech_22_5493.

regionów i sektorów narażonych na negatywne skutki transformacji energetycznej ze względu na zależność od paliw kopalnych. Ważnym instrumentem w ramach mechanizmu jest Fundusz na rzecz sprawiedliwej transformacji (*Just Transition Fund*) skierowany na udzielanie dotacji regionom państw unijnych, które najsilniej odczują skutki transformacji energetycznej.

Kolejnym aktem EGD jest Rozporządzenie w sprawie taksonomii z 12 lipca 2020 r.⁴⁶⁹ Ustanawia ono podstawę taksonomii UE poprzez określenie czterech nadrzędnych warunków, jakie musi spełniać działalność gospodarcza, aby zakwalifikować ją jako zrównoważoną środowiskowo i społecznie. Rozporządzenie taksonomiczne ustanawia sześć celów środowiskowych: łagodzenie zmian klimatu, adaptację do zmian klimatu, zrównoważone użytkowanie i ochronę zasobów wodnych i morskich, przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym, zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrolę, ochronę i przywracanie różnorodności biologicznej i ekosystemów⁴⁷⁰. Taksonomia klimatyczna ma za zadanie identyfikować obszary, w których inwestycje mogą wywrzeć największy wpływ na działania przyczyniające się do zrównoważonego rozwoju UE. Innymi słowy, ma ułatwiać identyfikację projektów nisko- i zeroemisyjnych, które mogą uzyskać potencjalne wsparcie finansowe w ramach funduszy pomocowych UE.

Wynikiem działań nowego systemu taksonomii będą nowe standardy i etykiety dla „zielonych” produktów finansowych, nowe metodologie dla unijnych wskaźników porównawczych oraz nowe zalecenia dotyczące ujawnienia informacji korporacyjnych na temat klimatu.

W celu informowania opinii publicznej o pracach nad taksonomią UE, w lipcu 2018 r. Komisja Europejska powołała grupę ekspertów technicznych ds. zrównoważonego finansowania (*Technical Expert Group* – TEG). Grupie powierzono opracowanie zaleceń dotyczących technicznych kryteriów selekcji działalności gospodarczej, które mogą wyraźnie przyczynić się do łagodzenia zmiany klimatu i przystosowania się do niej, nie wyrządzając jednocześnie znacznej szkody czterem pozostałym celom środowiskowym (zrównoważonemu użytkowaniu i ochronie zasobów wodnych i morskich, przejściu na gospodarkę o obiegu zamkniętym, kontroli zapobiegania zanieczyszczeniom oraz ochronie i odbudowie różnorodności biologicznej i ekosystemów). TEG opublikował raport końcowy na temat taksonomii UE w marcu 2020 r. Raport jest analizą techniczną, która nie kieruje się zasadą dostępności regionalnej danej nisko- lub zeroemisyjnej technologii energetycznej, lecz zawiera obszerne wskazówki dotyczące wdrażania i ujawniania przez korporacje, w tym instytucje finansowe, informacji w zakresie taksonomii UE. Co najważniejsze dla europejskiego rynku gazu ziemnego,

⁴⁶⁹ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 (Dz.U. UE z 2020 r., L 198/13).

⁴⁷⁰ European Commission, *EU taxonomy for sustainable activities. What the EU is doing to create an EU-wide classification system for sustainable activities*, https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/banking-and-finance/sustainable-finance/eu-taxonomy-sustainable-activities_en (10.07.2022).

w raporcie TEG takie działania gospodarcze, jak: wytwarzanie energii z paliw gazowych, budowa infrastruktury gazowej i gazociągów przesyłowych, rozbudowa sieci gazowej bez podłączenia instalacji biometanowych oraz magazynowanie gazu ziemnego uznano za projekty powodujące znaczną emisję CO₂, a tym samym niekwalifikujące się do wsparcia finansowego w ramach środków pomocowych UE⁴⁷¹.

Przełomowym wydarzeniem dla dalszych losów strategii taksonomii oraz rozwoju rynku gazu i przyszłości inwestycji infrastrukturalnych realizowanych na tym rynku jest decyzja Parlamentu Europejskiego z 6 lipca 2022 r. o niezgłoszeniu sprzeciwu wobec aktu delegowanego Komisji Europejskiej mającego na celu włączenie, pod pewnymi warunkami, określonych działań w zakresie energii jądrowej i gazu ziemnego do wykazu zrównoważonych środowiskowo działań gospodarczych ujętych w unijnej taksonomii klimatycznej. W tym przypadku KE stanęła na stanowisku, że prywatne inwestycje w segmencie gazu ziemnego i energii jądrowej mogą odegrać ważną rolę w transformacji ekologicznej UE, dlatego zaproponowałyby niektóre rodzaje tej działalności zaklasyfikować jako działalność przejściową, która przyczynia się do łagodzenia skutków zmiany klimatu. Muszą one jednak spełniać konkretne warunki oraz wymogi w zakresie transparentności⁴⁷².

Kolejne kierunki zmian postulowane przez KE w ramach „Europejskiego Zielonego Ładu” są m.in. konsekwencją agresji militarnej Federacji Rosyjskiej na Ukrainę 24 lutego 2022 r.⁴⁷³ KE zaprezentowała 18 maja 2022 r. strategię o nazwie REPowerEU, która stanowi m.in. plan działań mający na celu uniezależnienie krajów UE od rosyjskich paliw kopalnych. Plan zakłada podjęcie intensywnych działań na rzecz ograniczenia zużycia energii i przekształcenia procesów przemysłowych, tak aby możliwe było zastąpienie gazu, ropy naftowej i węgla odnawialną energią elektryczną i wodorem ze źródeł innych niż kopalne.

REPowerEU opiera się na założeniach pakietu „Fit for 55”, nie zmienia zatem kluczowych założeń dotyczących osiągnięcia co najmniej 55-procentowej redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. i neutralności klimatycznej do 2050 r. W strategii proponuje się jednak zwiększenie celów w zakresie energii odnawialnej – udział odnawialnych

⁴⁷¹ EU Technical Expert Group on Sustainable Finance, *Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance*, 2020, https://finance.ec.europa.eu/system/files/2020-03/200309-sustainable-finance-teg-final-report-taxonomy_en.pdf.

⁴⁷² J. Wiech, *Parlament zadecydował: atom i gaz zostają w taksonomii*, <https://energetyka24.com/atom/analizy-i-komentarze/parlament-zadecydowal-atom-i-gaz-zostaja-w-taksonomii-komentarz> (6.07.2022).

⁴⁷³ „Niesprowokowana i nieuzasadniona agresja militarna Rosji przeciwko Ukrainie spowodowała poważne zakłócenia w światowym systemie energetycznym. Spowodowała trudności wynikające z wysokich cen energii i zwiększyła obawy związane z bezpieczeństwem energetycznym, wysuwając na pierwszy plan nadmierne uzależnienie UE od importu gazu, ropy i węgla z Rosji. Wysokie kwoty płacone przez Europę za rosyjskie paliwa kopalne – prawie 100 mld euro rocznie – pomagają Rosji w prowadzeniu wojny z Ukrainą”, *KE przedstawiła szczegóły planu REPowerEU*, Teraz Środowisko, 2022, 19 maja, <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/REPowerEU-komisja-europejska-oze-wodor-pompy-ciepla-11916.html> (19.05.2022).

źródeł energii w końcowym zużyciu energii w 2030 r. wzrosnąć powinien z 40 do 45%. W porównaniu z obecnie obowiązującym celem na poziomie 1,07 TW, ma to spowodować zwiększenie całkowitej mocy wytwórczej do 2030 r. do poziomu 1,24 TW.

W ramach REPowerEU Komisja wyznaczyła także cel w zakresie energetyki słonecznej, który zakłada wygenerowanie do 2025 r. 320 GW nowych mocy z instalacji fotowoltaicznych (czyli ponad dwa razy więcej niż obecnie), a do 2030 r. prawie 600 GW. W tym celu opublikowano również 18 maja 2022 r. wyczekiwaną przez branżę OZE Strategię energetyki słonecznej⁴⁷⁴. W strategii tej wskazano cztery inicjatywy w perspektywie krótkoterminowej, które mają pomóc w rozwoju sektora PV w UE: promowanie szybkiego i masowego wdrażania fotowoltaiki w ramach europejskiej inicjatywy Solar Rooftops, skracanie i upraszczanie procedur wydawania pozwoleń na budowę instalacji PV (KE zapowiedziała w tym kierunku przyjęcie wniosku ustawodawczego wraz z rekomendacjami i wytycznymi w tym zakresie), zapewnienie wykwalifikowanej kadry, która pomoże w produkcji i wdrożeniu fotowoltaiki w całej UE (w związku z tym ocenione zostanie znaczenie strategii „Pakt na rzecz umiejętności”, będącej częścią REPowerEU, dla sektora PV), uruchomienie Europejskiego Sojuszu Przemysłu PV (European Solar PV Industry Alliance), którego celem będzie ułatwienie rozwoju łańcucha dostaw w sektorze produkcji energii fotowoltaicznej. KE zakłada, że dzięki tym działaniom dodatkowe moce pochodzące z sektora PV będą w stanie zastąpić zużycie 9 mld m³ gazu ziemnego rocznie do 2027 r.

W komunikacie „EU Save Energy” KE zaproponowała środki mające na celu zachęcenie do stosowania pomp ciepła, takie jak surowsze wymagania w zakresie efektywności energetycznej budynków, zmiany w przepisach, które powinny doprowadzić do zaprzestania stosowania kotłów energetycznych na paliwa kopalne najpóźniej do 2029 r.⁴⁷⁵ Wśród założeń do tego dokumentu znalazła się ponadto propozycja zwiększenia z poziomu 9 do 13% celu określonego w Dyrektywie w zakresie efektywności energetycznej⁴⁷⁶.

REPowerEU dotyczy ponadto branży wodorowej. Zgodnie z jej założeniami, odnawiany wodór będzie miał zasadnicze znaczenie dla zastąpienia gazu, węgla i ropy w gałęziach przemysłu i w transporcie, w których trudno jest obniżyć emisyjność. Aby dodatkowo zastąpić import rosyjskich surowców energetycznych, KE ustanowiła cel 10 mln t wewnętrznej produkcji wodoru ze źródeł odnawialnych i 10 mln t wodoru z importu do 2030 r. KE opublikowała także akty delegowane dotyczące definicji

⁴⁷⁴ European Commission, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, EU Solar Energy Strategy, COM/2022/221 final.

⁴⁷⁵ European Commission, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, EU „Save Energy”, COM/2022/240 final.

⁴⁷⁶ Wniosek KE dotyczący przekształcenia Dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej z lipca 2021 r., która zawiera cel w zakresie efektywności energetycznej na poziomie 9% w porównaniu z poziomem odniesienia z 2020 r.

i produkcji zielonego wodoru, aby zagwarantować, że produkcja będzie prowadzić do dekarbonizacji netto⁴⁷⁷.

KE wskazuje, że realizacja celów zawartych w strategii REPowerEU, która ma z jednej strony zdynamizować redukcję emisyjności, a z drugiej ma za zadanie uniezależnienie się od importu rosyjskich surowców energetycznych wymaga dodatkowych inwestycji w wysokości 210 mld EUR do roku 2027 r. (obecnie import surowców z Rosji kosztuje kraje Unii prawie 100 mld EUR rocznie). Inwestycje te muszą być realizowane przez sektor prywatny i publiczny, a także na poziomie krajowym, transgranicznym i unijnym. Dodatkowo, jak wynika z założeń KE, 96% inwestycji w ramach strategii REPowerEU do 2030 r. będzie dotyczyło infrastruktury niezwiązanej z paliwami kopalnymi, a większość przewidywanych inwestycji dotyczyć będzie OZE, efektywności energetycznej i zwiększenia dostępności mieszkańców UE do infrastruktury energetycznej.

W kontekście strategii REPowerEU warto także wspomnieć o tzw. deklaracji wersalskiej, czyli dokumencie stanowiącym podsumowanie nadzwyczajnego szczytu Rady Europejskiej w Wersalu 10 i 11 marca 2022 r., która to deklaracja stanowi potwierdzenie przyspieszenia procesu transformacji energetycznej w UE. Dokument ten podkreśla, że dzięki zwiększeniu produkcji energii odnawialnej UE ma się uniezależnić od importu paliw kopalnych, przede wszystkim z Rosji, do 2027 r., a dzięki temu od potencjalnych szantaży energetycznych w przyszłości. Deklaracja wersalska zwraca także uwagę na konieczność łączenia długoterminowych celów z działaniami krótkoterminowymi, czyli zapewnieniem odpowiedniego wypełnienia magazynów gazu, monitorowaniem sytuacji na rynku energii elektrycznej, koordynacją inwestycji infrastrukturalnych (w tym LNG) oraz poprawą połączeń z państwami trzecimi sąsiadującymi z UE.

Z końcem lipca 2022 r. państwa członkowskie UE osiągnęły porozumienie zakładające dobrowolne ograniczenie popytu na gaz ziemny na poziomie 15% w trakcie zimy 2022/2023 w związku z obawami, że Rosja może całkowicie odciąć dostawy paliwa gazowego do UE⁴⁷⁸. Porozumienie przewiduje również możliwość uruchomienia tzw. stanu ostrzegawczego dotyczącego bezpieczeństwa dostaw w razie kryzysu. W takim wypadku zmniejszenie zapotrzebowania na gaz stałoby się obowiązkowe. Wypracowane przez właściwych ds. klimatu, środowiska i energetyki ministrów państwa UE rozporządzenie w sprawie skoordynowanych środków zmniejszających zapotrzebowanie na gaz odnosi się do art. 122 ust. 1 Traktatu o funkcjonowaniu UE. Według tego dokumentu Rada Europejska może postanowić, na wniosek KE, o środkach stosowanych do sytuacji gospodarczej, w szczególności w przypadku wystąpienia poważnych trudności w zaopatrzeniu w niektóre produkty, a zwłaszcza w obszarze energii.

⁴⁷⁷ K. Iwicki, A. Wawrzynowicz, M. Krzanowski, *Gazy zdekarbonizowane – przyspieszenie transformacji gazownictwa*, „Przegląd Gazowniczy” 2022, czerwiec, s. 63.

⁴⁷⁸ Na koniec lipca 2022 r. Gazprom nie dostarczał paliwa gazowego do Polski, Bułgarii i Finlandii oraz wstrzymał częściowo dostawy gazu do Danii, Holandii oraz Niemiec, ograniczając tym samym do 20% wykorzystanie maksymalnej przepustowości technicznej gazociągu NS1, która wynosi 55 mld m³ w skali rocznej.

Analiza zaprezentowanych dokumentów przedstawionych przez Komisję Europejską pozwala także lepiej zrozumieć, w jakim kierunku będzie zmierzać europejski sektor gazu w perspektywie krótko-, średnio- i długoterminowej⁴⁷⁹.

W perspektywie krótkoterminowej, czyli do 2027 r., priorytetem pozostanie bezpieczeństwo energetyczne oraz przygotowanie państw członkowskich na potencjalną eskalację kryzysu energetycznego. Dla sektora gazu krytycznym okresem miała być zima 2022/2023, gdy dokona się weryfikacja skuteczności decyzji podjętych po wybuchu kryzysu energetycznego w latach 2020–2021⁴⁸⁰. W tym przypadku działania zaradcze UE opierają się na dwóch filarach – nowych unijnych regulacjach w zakresie magazynowania gazu oraz zapoczątkowaniu procesu dywersyfikacji dostaw gazu do Unii Europejskiej. 23 marca 2022 r. Komisja Europejska zaproponowała projekt rozporządzenia dotyczący europejskiej polityki magazynowania gazu⁴⁸¹ i zmian w dwóch obowiązujących rozporządzeniach – o bezpieczeństwie dostaw gazu i o dostępie do sieci przesyłowych gazu ziemnego. W myśl porozumienia podziemne magazyny gazu w państwach członkowskich miały zostać napełnione przynajmniej w 80% przed zimą 2022/2023 oraz w 90% przed kolejnymi zimami. KE oczekiwała napełnienia do końca 2022 r. podziemnych magazynów gazu łącznie na poziomie 85%. Rozporządzenie precyzuje środki, jakie mogą przyjąć państwa członkowskie w celu osiągnięcia zobowiązań magazynowych, takie jak wspólne zakupy gazu, zachęty finansowe, instrumenty zobowiązujące dostawców gazu do przechowywania minimalnych ilości gazu w magazynach oraz instrumenty wymagające od posiadaczy zdolności magazynowych wykorzystania lub uwolnienia niewykorzystanych zarezerwowanych zdolności. Rada i Parlament Europejski osiągnęły porozumienie także w zakresie obowiązkowej certyfikacji wszystkich operatorów systemu magazynowania. Od momentu wejścia w życie rozporządzenia państwa członkowskie będą miały 150 dni na certyfikację dużych instalacji oraz 18 miesięcy na certyfikację pozostałych. Operatorzy systemów magazynowania gazu (OSM), którzy nie uzyskają certyfikacji, będą musieli zrzec się własności magazynowych lub kontroli nad nimi. Z kolei obowiązki napełnienia magazynów będą obowiązywać do 31 grudnia 2025 r., natomiast obowiązki dotyczące certyfikacji OSM będą obowiązywać również po tej dacie.

⁴⁷⁹ Prezentowany fragment opracowano na podstawie analizy M. Olczak, *Jak kryzys energetyczny wpłynie na kierunki rozwoju gazownictwa?*, „Przegląd Gazowniczy” 2022, czerwiec, s. 12–15.

⁴⁸⁰ W tym przypadku można mówić o kryzysie globalnym, ponieważ załamanie dotyczy nie tylko rynku ropy naftowej, jak w latach 70. XX w., ale także rynku gazu, węgla i energii elektrycznej. Jednak to europejski rynek energii ucierpiał najbardziej, zważywszy drastyczny wzrost ceny gazu na poziomie prawie 400% w latach 2020–2021, International Gas Union, Snam, Rystad Energy, *Global gas report 2022*, <https://www.igu.org/resources/global-gas-report-2022/> (31.01.2023).

⁴⁸¹ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady, zmieniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2017/1938 dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego oraz rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego, COM(2022) 135 final, 2022/0090(COD).

W perspektywie średnioterminowej, czyli w latach 2027–2030 kluczowe znaczenie będzie miała dalsza dywersyfikacja dostaw gazu do krajów wspólnoty, redukcja popytu na gaz, zwiększenie unijnej produkcji biogazu/biometanu i wodoru oraz rozbudowa infrastruktury interkonektorów w celu neutralizacji wąskich gardeł w połączeniach transgranicznych⁴⁸². Ważną rolę w procesie dywersyfikacji może odegrać unijna platforma energetyczna na rzecz dobrowolnych wspólnych zakupów gazu, LNG i wodoru, utworzona w marcu 2022 r. Platforma ma za zadanie wspierać wspólne zakupy gazu przez agregowanie i strukturyzowanie popytu na gaz, zoptymalizowane i transparentne wykorzystanie istniejącej infrastruktury importowej, magazynowej i transportowej, wypracowanie długoterminowych ram współpracy z zaufanymi partnerami, np. przez ustanowienie mechanizmu *you collect/we buy* pozwalającego na uzyskanie dodatkowych wolumenów gazu⁴⁸³. Kolejnym krokiem byłoby ustanowienie dobrowolnego, operacyjnego mechanizmu wspólnych zakupów, który umożliwiłby negocjowanie i zawieranie umów w imieniu uczestniczących państw członkowskich. Platforma ma działać także za pośrednictwem regionalnych grup zadaniowych oraz grupy doradczej, mającej dostarczać informacje w zakresie specjalistycznej wiedzy dotyczącej np. handlu LNG, finansowania, zabezpieczenia i innych elementów w całym łańcuchu wartości LNG. Oprócz wynegocjowania dodatkowych dostaw gazu oraz redukcji popytu ważne będzie uzupełnienie luk infrastrukturalnych w poszczególnych regionach. Dla zapewnienia potrzeb regionu Morza Bałtyckiego istotne znaczenie będzie miała budowa pływającego terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej o zdolności regazyfikacyjnej przekraczającej 6 mld m³ LNG rocznie, który ma zostać ukończony w 2026 r.

Komisja Europejska, m.in. przez strategię REPowerEU, będzie mocno promować do 2030 r. przyspieszenie produkcji gazów zdekarbonizowanych, czyli zielonego wodoru i biometanu, które mają zastąpić paliwa kopalne, w tym gaz ziemny w trudnych do zdekarbonizowania sektorach przemysłu (np. w produkcji stali) oraz w transporcie.

Z kolei w perspektywie długoterminowej, czyli w latach 2030–2050 rola gazu ziemnego w systemie energetycznym może się istotnie zmienić, na co będzie miała największy wpływ stabilizacja cen gazu. Jeżeli w tej perspektywie nie uda się rozwiązać problemu z magazynowaniem energii elektrycznej, a inwestycje w nowe elektrownie atomowe będą się opóźniać, gaz może zyskać istotną rolę w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego oraz w zapewnianiu bezpieczeństwa energetycznego w postaci sezonowego magazynowania (*seasonal storage*). Natomiast utrzymywanie się wysokich cen gazu będzie oznaczać szybszą transformację energetyki w kierunku rozwoju unijnego rynku gazów (w tym wodoru i biometanu), a nie gazu ziemnego, jak do tej pory. Oznaczać to będzie m.in. terytorialnie rozproszone wytwarzanie oraz wtłaczanie biometanu do istniejących sieci gazowniczych z koniecznością

⁴⁸² Takim przykładem wąskiego gardła jest obecnie brak odpowiedniej przepustowości połączenia pomiędzy Hiszpanią i Francją, uniemożliwiający dostarczenie większych ilości gazu skroplonego, mimo możliwości technicznej ze strony hiszpańskich operatorów terminali LNG.

⁴⁸³ W tym przypadku chodzi o wolumen 46 mld m³ gazu.

odwrócenia dotychczasowego kierunku przepływu gazu, czyli z systemu dystrybucyjnego do systemu przesyłowego, a także konieczność modernizacji dotychczasowej infrastruktury gazociągów lub nawet budowy nowej, przeznaczonej wyłącznie do transportu wodoru.

Konkludując zaprezentowane założenia Europejskiego Zielonego Ładu oraz uszczegóławiających i operacjonalizujących go dokumentów, takich jak pakiet Fit for 55, mechanizm na rzecz sprawiedliwej transformacji, strategia europejskiej taksonomii klimatycznej, a w szczególności strategia REPowerEU i porozumienie ograniczające popyt na gaz, można postawić tezę, że gaz ziemny jako paliwo pomostowe w procesie transformacji klimatycznej nie będzie tak mocno promowany jak dotychczas. Z drugiej strony, zważywszy obecny poziom rozwoju technologicznego i ze względu na ważną rolę gazu w ciepłownictwie systemowym w zakresie kogeneracji oraz w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego jako stabilizatora systemu, jego rola jest bardzo istotna i niepodważalna.

3.4.2. Rola gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w transformacji energetycznej UE

Przemysł gazowniczy i przemysł naftowy w najbliższych trzech dekadach będą pod silną presją opinii publicznej oraz presją regulacji unijnych w zakresie redukcji i eliminacji emisji CO₂. Krytycy zasadności wykorzystania paliw kopalnych w energetyce, gospodarce, transporcie i innych sektorach gospodarki, jako źródeł negatywnych zmian klimatycznych, nie dostrzegają np. technologicznej konieczności wykorzystania gazu ziemnego w procesie sterowania systemami energetycznymi zapewniającymi stabilność pracy systemów⁴⁸⁴.

W tabeli 3.1 zamieszczono podział sektorów gospodarki UE pod względem możliwości eliminacji/redukcji emisji CO₂. Jeśli się weźmie pod uwagę istniejące obecnie technologie, całkowita eliminacja gazu ziemnego i paliw kopalnych w obszarach trzecim i czwartym jest wykluczona. Wprawdzie przewiduje się możliwość komercjalizacji 22 technologii wodorowych już do 2030 r., jednak kwestia wdrożenia tych technologii jest wątpliwa, jeżeli chodzi o skalę wdrożenia i koszty z nimi związane zarówno w krajach OECD, jak i w pozostałych⁴⁸⁵.

Gaz ziemny, jako najbardziej przyjazne dla środowiska paliwo kopalne, może stanowić istotne wsparcie w zakresie dalszego obniżenia emisji CO₂, a także emisji SO_x, NO_x, par rtęci, PM10, PM2.5. Nie jest możliwa całkowita eliminacja emisji CO₂ w przypadku wykorzystania gazu w gospodarce, ale znaczne ich ograniczenie. Gaz ziemny nadal ma duży potencjał w zakresie poprawy efektywności energetyki – w systemach NGCC czy w klasycznych systemach wykorzystujących turbiny gazowe, a także duży potencjał kogeneracyjny, co pozwala na zastosowanie gazu ziemnego wykorzystują-

⁴⁸⁴ S. Nagy, *Dekarbonizacja gospodarki...*, s. 4.

⁴⁸⁵ Tamże.

Tabela 3.1. Podział sektorów gospodarki na cztery obszary ze względu na możliwości eliminacji/redukcji emisji CO₂

Obszar 1	Obszar 2	Obszar 3	Obszar 4
sektory gospodarki, które posiadają technologie i mogą być wytwarzane w ramach energetyki odnawialnej o niskich kosztach (29%)	sektory gospodarki, które posiadają technologie i mogą być wytwarzane w ramach energetyki odnawialnej, ale drogie w stosowaniu (31%)	sektory gospodarki, które obecnie nie posiadają technologii wykorzystującej energetykę odnawialną (19%)	sektory gospodarki, które nigdy nie będą mogły wykorzystywać energii odnawialnej (21%)
energetyka	transport morski	transport lotniczy	fermentacje ścieków i odpadów
	transport kolejowy (cargo)	przemysł cementowy	rolnictwo
	transport samochodowy (osobowy)	przemysł stalowy	składowanie odpadów
	transport samochodowy (przewóz towarów)	przemysł petrochemiczny	systemy oczyszczania ścieków
	ogrzewnictwo i klimatyzacje	przemysł chemiczny	obszary wylesione

Źródło: S. Nagy, *Przemysł gazowniczy...*, s. 26.

cego inteligentne systemy integrujące kotły kondensacyjne i systemy solarne (fotowoltaiczne) oraz gazowe pompy ciepła. Produkcja wodoru (w wyniku elektrolizy) lub biometanu (np. w systemach składowisk odpadów) i dodawanie ich jako składników gazu ziemnego będą też wpływać na obniżenie emisji CO₂ spalanego paliwa gazowego. Podobnie wytwarzanie biometanu głównie do napędu silników spalinowych w procesie gazyfikacji biomasy może wspomagać proces dekarbonizacyjny transportu. Jeszcze inną wartością gazu ziemnego jest możliwość wykorzystania magazynów gazu do magazynowania energii stabilizującego pracę systemu energetycznego⁴⁸⁶. Stąd traktowanie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w wielu programach rozwoju świata i Europy nie jest do końca uzasadnione, ponieważ, jak wskazują obecne zastosowania technologiczne, gaz ziemny będzie przez długi czas wykorzystywany jako komplementarne źródło energii w odniesieniu do wykorzystania OZE do produkcji energii elektrycznej w różnych krajach⁴⁸⁷.

W świetle opracowań Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA), a także U.S. Energy Information Administration (EIA), Atlantic Council i Oxford Institute for Energy Studies gaz będzie stanowił paliwo przejściowe przez okres co najmniej kilkudziesięciu lat – znacznie przekraczając cezurę 2050 r.⁴⁸⁸ Oficjalne opracowania Unii Europej-

⁴⁸⁶ Tenże, *Przemysł gazowniczy...*, s. 26.

⁴⁸⁷ Tenże, *Dekarbonizacja gospodarki...*, s. 5.

⁴⁸⁸ EIA, *International energy outlook 2019*, <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/> (1.09.2022); R.J. Johnston, R. Blakemore, R. Bell, *The role of oil & gas companies in the energy transition*, Atlantic Council, Washington, DC, 2020; The Oxford Institute for Energy Studies, *An integrated energy systems*

skiej promują rozwiązania (w oparciu o błękitny wodór i biometan), które jeszcze nie mają dojrzałości technologicznej i przez długi czas konieczne będzie ich subsydiowanie, zanim ich wdrożenie stanie się opłacalne energetycznie i stanie się powszechne⁴⁸⁹. Prawdopodobnie głównym sposobem promocji nowych technologii energetycznych będzie ustalenie wysokiej opłaty za korzystanie ze środowiska (cena emisji tony CO₂) i proekologiczne działania regulacyjne⁴⁹⁰.

Analiza wykonana przez U.S. Energy Information Administration wskazuje, że gaz ziemny jako najmniej uciążliwe ekologicznie paliwo kopalne w scenariuszu „Stated Policies” zakłada wzrost popytu na gaz o ponad jedną trzecią. W scenariuszu „Sustainable Development” popyt na gaz rośnie w sposób umiarkowany do 2030 r., a następnie jego udział wraca do poziomu z 2020 r. Prognozy są realne, przynajmniej w kategoriach względnych (udziału w mikście energetycznym). Ograniczenie emisji związanej ze zmniejszeniem paliw kopalnych musi się wiązać z ograniczeniem zużycia energii w świecie, co jest wątpliwe w wypadku gospodarek azjatyckich. Przemysł naftowy i gazowniczy odpowiada za ok. 38% całkowitej emisji (tj. bezpośrednio odpowiada za 8% emisji i pośrednio w ramach spalania paliw kopalnych za 29% emisji). Zatem ograniczenie tej emisji w sposób znaczący wpłynie na globalną emisję CO₂ w świecie. Ograniczenie tej emisji musiałoby się jednak wiązać z ograniczeniem zużycia energii w świecie wynikającym z obecnego kryzysu. W dłuższej perspektywie, głównie z uwagi na zakładany rozwój gospodarek rynków azjatyckich, obserwować będziemy jednak przyrost zużycia gazu – przynajmniej do połowy lat 30.

W perspektywie 2050 r. paliwa kopalne nadal będą podstawą gospodarki światowej, mimo że ich procentowy udział w wytwarzaniu energii zostanie ograniczony. Jednak na obecnym etapie rozwoju technologicznego nie jest możliwe przeprowadzenie transformacji energetycznej polegającej na tym, że ludzkość będzie wykorzystywać tylko źródła odnawialne (OZE). Oczywiście możliwe jest i bardzo uzasadnione zwiększenie udziału energii odnawialnej w globalnym mikście energetycznym, ale pod warunkiem ogromnych nakładów finansowych na modernizację energetyki i dalszego postępu technologicznego przy jednoczesnym gwałtownym zmniejszeniu popytu na energię, co w przypadku ogólnościwiatowego spowolnienia gospodarczego będzie bardzo utrudnione.

Działania Unii Europejskiej jako lidera rozwiązań proklimatycznych w świecie powinny w dłuższej perspektywie być spójne z polityką klimatyczną największych

approach to decarbonization policy: is it the way forward? OIES Electricity, Oxford 2019; J. Blazquez, R. Fuentes-Bracamontes, B. Manzano, *A road map to navigate the energy transition*, The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 2019; C. Le Fevre, *A review of prospects for natural gas as a fuel in road transport*, The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 2019; International Energy Agency, *World energy outlook 2019*, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019> (1.09.2022).

⁴⁸⁹ G. Mete, wyd. cyt.; European Commission, Communication ..., COM(2019) 640 final; van Nuffel, L., et al., *Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure*, Trinomics report for EU, September 2019.

⁴⁹⁰ L. van Nuffel i in., wyd. cyt. Wszystkie zaprezentowane w tym fragmencie pracy przywołania pochodzą z opracowania S. Nagy, *Dekarbonizacja gospodarki...*, s. 5.

państw świata spoza wspólnoty europejskiej, m.in. dlatego, że UE nie jest gospodarką niezależną od gospodarki amerykańskiej czy od rynków azjatyckich. Powinny zatem zostać sformułowane pośrednie cele klimatyczne związane z procesem „zazielenienia” gazu ziemnego na lata 2025, 2030, 2035, 2040.

Proces „zazielenienia” gazu ziemnego rozumiany jako wprowadzanie do obiegu gazu ziemnego z domieszką gazów odnawialnych, takich jak wodór czy biometan, będzie jednak wymagać znacznego wsparcia Komisji Europejskiej w aspekcie regulacyjnym i ogromnych nakładów finansowych przez rządy krajów implementujących tę technologię w energetyce⁴⁹¹.

Warto zauważyć, że rola gazu ziemnego w koncepcji transformacji energetycznej zawartej w „Europejskim Zielonym Ładzie” nie została sprecyzowana. Jedyny wyraźny postulat sformułowany wobec tego paliwa to wspomniane obniżenie emisyjności sektora gazowego. Zamierzenie to ma być zrealizowane głównie dzięki wsparciu przez UE prac rozwojowych w dziedzinie produkcji gazów o niskiej emisyjności. W EGD nie określono także formalnie roli paliwa gazowego w okresie transformacji prowadzącej do gospodarki neutralnej klimatycznie. Także w projekcie Funduszu Sprawiedliwej Transformacji wskazano kierunki przeznaczenia środków z pierwszego filaru Just Transition Mechanism, zachowując duży poziom ogólności. Spór w tym obszarze toczył się m.in. o to, czy Fundusz powinien wspierać inwestycje w projekty gazowe. Ambasadorowie unijni z końcem czerwca 2020 r. przyjęli w tej sprawie stanowisko wykluczające możliwość finansowania projektów w zakresie paliw kopalnych, w tym także atomu i gazu ziemnego. Zdaniem krytyków mimo mniejszej emisyjności niż węgiel, gaz ziemny nie jest odpowiednim rozwiązaniem na drodze do osiągnięcia neutralności klimatycznej UE. Z kolei kraje ze wschodniej i południowo-wschodniej części UE, w tym Polska, nie zgadzały się z takim podejściem. Z punktu widzenia państwa polskiego sformalizowanie takiego podejścia i wprowadzenie go w życie byłoby niekorzystne ze względu na ryzyko redukcji finansowania transformacji technologicznej w polskim ciepłownictwie, które wymaga gruntownej modernizacji w celu zastąpienia przestarzałych kotłów węglowych mniej emisyjnymi instalacjami gazowymi, co w konsekwencji ma spowodować istotne zmniejszenie emisji CO₂, smogu oraz skali ubóstwa energetycznego.

Zdaniem autora transformacja Unii Europejskiej w stronę neutralności klimatycznej powinna wskazać rolę dla gazu ziemnego jako tzw. paliwa przejściowego. Taką tezę potwierdził m.in. wiceprzewodniczący Komisji Europejskiej odpowiedzialny za Europejski Zielony Ład, przyznając, że gaz ziemny będzie odgrywał pewną rolę w transformacji energetycznej Unii Europejskiej⁴⁹².

Zdaniem Komisji Europejskiej, wyrażonym z początkiem 2020 r., transformacja UE w stronę neutralności klimatycznej będzie się opierała na dużym zakresie źródeł

⁴⁹¹ Autor podziela opinie S. Nagya z AGH w zakresie kierunków rozwoju gazu ziemnego w perspektywie przekraczającej okres najbliższych 30 lat.

⁴⁹² Portal businessinsider.com.pl, informacja z 28.05.2020 r. (1.10.2021).

energetycznych i technologii, a rola gazu ziemnego jako paliwa przejściowego jest ważna⁴⁹³. Także zdaniem przedstawiciela polskiego rządu gaz to jednak kopalina „wyczerpywalna” i pomimo tego, że jest źródłem emisji CO₂ istotnie mniejszym od węgla, to jednak z czasem będzie zastępowana przez źródła zeroemisyjne⁴⁹⁴.

W obliczu destabilizacji gospodarczej i w obecnej sytuacji geopolitycznej, w jakiej znajduje się Polska⁴⁹⁵, tym bardziej trudno będzie dynamicznie przekształcać krajowy system energetyczny w mniej emisyjny – dlatego gaz ziemny staje się pomostem między energetyką węglową a nisko- i zeroemisyjnymi źródłami energii, takimi jak mocno promowany wodór⁴⁹⁶. Już w perspektywie 2050 r. należy się jednak liczyć z tym, że i gaz ziemny jako paliwo kopalne będzie musiał zostać niemal w całości zastąpiony paliwami alternatywnymi, takimi jak wodór, biogaz czy gaz syntetyczny. Dobrym przykładem jest Francja, która zamierza do 2040 r. zrezygnować z gazu ziemnego i zastąpić go biogazem, na którego dystrybucję przygotowany jest największy francuski OSD gazu Spółka GRDF.

Nowy trend można zaobserwować w USA, gdzie elektrownie węglowe zastępowane są instalacjami opartymi na gazie (korzystając z coraz niższych cen, wynikających z dynamicznej eksploatacji łupków). W najbliższych latach ma powstać w USA co najmniej 150 instalacji generujących energię opartą na gazie. Dla przykładu w sta-

⁴⁹³ Portal bp.pl, informacja z 20.01.2020 r. (21.04.2021).

⁴⁹⁴ Wypowiedź pełnomocnika rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej P. Naimskiego przywołana przez portal Energetyka24.pl, informacja z 23.11.2018 r. (2.09.2020).

⁴⁹⁵ Z informacji podanych w komunikacie GUS 31 stycznia 2022 r. wynika, że ze wstępnego szacunku produkt krajowy brutto (PKB) w 2021 r. był realnie wyższy o 5,7% w porównaniu z 2020 r., wobec spadku o 2,5% w 2020 r. (w cenach stałych roku poprzedniego). W 2021 r. popyt krajowy zwiększył się realnie o 8,2% w porównaniu z 2020 r., w którym zanotowano spadek o 3,4%. Spożycie ogółem w 2021 r. wzrosło realnie o 4,8%, w tym spożycie w sektorze gospodarstw domowych o 6,2%. W Raporcie GUS z 14 stycznia 2022 r. podano, że ceny towarów i usług konsumpcyjnych w grudniu 2021 r. w porównaniu z analogicznym miesiącem ub. roku wzrosły o 8,6%. Wzrost cen towarów i usług konsumpcyjnych w 2021 r. w stosunku do roku poprzedniego wyniósł 5,1%, Główny Urząd Statystyczny, *Komunikat w sprawie średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w 2021 r.*, <https://stat.gov.pl/sygnalne/komunikaty-i-obwieszczenia/lista-komunikatow-i-obwieszczen/komunikat-w-sprawie-sredniorocznego-wskaznika-cen-towarow-i-uslug-konsumpcyjnych-ogolem-w-2021-r-,50,9.html>. Zdaniem agencji ratingowej Fitch inflacja w Polsce w 2022 r. miała wynieść średnio 11%, a w kolejnych latach zacząć spadać. Do celu inflacyjnego jednak nie wróci przynajmniej do końca 2024 r. Według prognoz PKB Polski jako podstawowa miara aktywności ekonomicznej miał się zwiększyć w 2022 r. o 4,9%, a w 2023 r. o zaledwie 1,3%. Zdaniem ministra rozwoju i technologii w 2022 r. wzrost PKB Polski powinien być zbliżony do 4,4%. Zakłada się, że recesja, rozumiana jako kwartalne niżki PKB oczyszczonego z wpływu czynników sezonowych, potrwa trzy kwartały, do I kwartału 2023 r. włącznie. Od połowy lat 90. XX w. z tak długim spadkiem aktywności ekonomicznej polska gospodarka miała do czynienia tylko raz w 2013 r.

⁴⁹⁶ W ramach transformacji energetycznej powinno traktować się gaz jako paliwo niskoemisyjne, ponieważ nowoczesne instalacje produkujące energię na bazie gazu emitują o 60% mniej CO₂ w porównaniu z tradycyjną elektrownią węglową.

nach Nowy Jork, Nowy Meksyk i Kalifornia przeforsowano przepisy, które zobowiązują władze do całkowitego przejścia na bezemisyjne OZE już w 2040 r.⁴⁹⁷

Gaz staje się najszybciej na świecie rosnącym pod względem zużycia paliwem kopalnym i jedynym paliwem kopalnym o wciąż rosnącym zużyciu w Europie. W Europie ten trend można było zaobserwować w latach 2019 i 2020, gdy ogólnounijną produkcja elektryczności opartej na węglu spadła, podczas gdy produkcja oparta na gazie istotnie wzrosła. Trend ten jednak wynika nie ze wzrostu mocy w związku z oddaniem do eksploatacji nowych inwestycji elektroenergetycznych opartych na technologii gazowej, tylko z efektywniejszego wykorzystania mocy instalacji już funkcjonujących.

Konkludując: zgodnie z EGD kluczowy dla osiągnięcia celów klimatycznych do 2050 r. będzie proces redukcji emisji w sektorze energetycznym. W związku z tym KE wskazuje m.in. konieczność zbudowania sektora energetycznego opartego w dużej mierze na OZE oraz na potrzebę działań obniżających emisyjność sektora gazowego, m.in. przez zwiększenie pomocy na prace rozwojowe w dziedzinie gazów o niskiej emisyjności, opracowanie koncepcji konkurencyjnego, bezemisyjnego rynku gazu (wodoru i biometanu) i rozwiązanie problemu emisji metanu. Zgodnie z EGD osiągnięcie neutralności klimatycznej wymagać będzie inwestowania w inteligentną infrastrukturę i stosowania innowacyjnych technologii, takich jak inteligentne sieci, sieci wodorowe, zagospodarowanie CO₂ oraz magazynowanie energii. Należy stwierdzić, że w kolejnych latach nowe kierunki unijnej polityki klimatycznej będą stanowiły największe wyzwanie dla przedsiębiorstw z sektora gazu ziemnego⁴⁹⁸, dla których wdrożenie nowych technologii może stanowić impuls do dalszego rozwoju, a także pozwolić im na odegranie istotnej roli w budowie tzw. systemów multienerygetycznych, czyli zintegrowanych systemów gazowniczych i elektroenergetycznych⁴⁹⁹.

3.4.3. Formalne kierunki transformacji polskiego sektora gazowniczego

Kierunki transformacji sektora gazowniczego w Polsce zostały wskazane m.in. w dokumencie *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030* (KPEiK) powstałym w odpowiedzi na wymagania Unii Europejskiej⁵⁰⁰. W dokumencie zostały zaprezentowane krajowe cele i działania, których zadaniem jest stworzenie ram przeprowadzenia sprawiedliwej transformacji Polski w kierunku gospodarki niskoemisyjnej. Rola

⁴⁹⁷ Portal energia.rp.pl, informacja z 23.10.2019 r. (18.10.2020).

⁴⁹⁸ K. Iwicki, P. Janusz, A. Szurlej, *Wpływ liberalizacji rynku gazu ziemnego na bezpieczeństwo energetyczne Polski*, „Rynek Energii” 2014, nr 3.

⁴⁹⁹ K. Iwicki, A. Wawrzynowicz, M. Krzanowski, wyd. cyt., s. 63.

⁵⁰⁰ *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030. Założenia i cele oraz polityki i działania*, Ministerstwo Aktywów Państwowych, Warszawa 2019. Plan powstał w odpowiedzi na wymagania nałożone na Polskę przepisami Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu (Dz.U. UE z 2018 r., L 328/1).

gazu ziemnego w procesie dążenia do osiągnięcia statusu gospodarki zeroemisyjnej została w tym dokumencie opisana w kontekście realizacji głównych celów klimatyczno-energetycznych Polski do 2030 r. w podziale na działania w ramach pięciu wymiarów unii energetycznej: obniżenia emisyjności, efektywności i bezpieczeństwa energetycznego, wewnętrznego rynku energii, badań naukowych oraz innowacji i konkurencyjności.

Szczególnie istotnym celem w planie jest zmniejszenie udziału węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii elektrycznej do 56–60% w 2030 r. i dalszy trend spadkowy do 2040 r.⁵⁰¹ Realizacja tego celu ma się dokonać przez zmiany w sektorze wytwarzania energii elektrycznej: likwidację starych konwencjonalnych jednostek wytwórczych niespełniających wymogów środowiskowych w zakresie emisji zanieczyszczeń, wdrażanie wysokosprawnych technologii konwencjonalnych, stopniowe wprowadzanie technologii nisko i zeroemisyjnych, w szczególności OZE i energetyki jądrowej. Tak dynamiczne przekształcenie miks paliwowego dla sektora elektroenergetycznego ma w konsekwencji przyczynić się do zmniejszenia emisji CO₂, dlatego w procesie tym upatruje się ważnej roli dla gazu ziemnego, który w polskich warunkach miałby się stać paliwem transformacyjnym w okresie przejściowym.

Przewiduje się wzrost znaczenia tego paliwa nie tylko w elektroenergetyce jako wsparcia dla OZE, ale także w ciepłownictwie systemowym i indywidualnym oraz w transporcie jako paliwa alternatywnego (np. LNG czy CNG⁵⁰²). KPEiK przewiduje, że względu na spodziewany wzrost zapotrzebowania gospodarki na moc elektryczną, dynamiczną rozbudowę mocy wytwórczych. Realizacja tego założenia będzie się odbywać przez zwiększenie udziału OZE w miksie wytwórczym energii elektrycznej z obecnych 14% do ok. 32%. Działanie niestabilnych źródeł wytwórczych opartych na OZE musi być wspierane przez źródła rezerwowe. W tym celu konieczny jest rozwój mocy wytwórczych opartych na źródłach gazowych, a w perspektywie długoterminowej także rozwój źródeł alternatywnych dla gazu ziemnego, np. biometanu, wodoru czy syngazu⁵⁰³. Zwiększenie elastyczności systemu energetycznego w odniesieniu do planowanego zwiększenia produkcji energii z OZE przez włączenie do systemu dużych ilości odnawialnych źródeł energii wymaga bilansowania zmiennego charakteru produkcji energii. Obecny system oparty głównie na źródłach węglowych jest mało elastyczny, co wynika z braku technicznego przystosowania bloków węglowych do nagłych zmian obciążeń w ich pracy (z pracy na poziomie minimum technicznych do pracy w trybie pełnej mocy). Istotne znaczenie dla bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego będą więc miały inwestycje w gazową infrastrukturę wytwórczą oraz przesyłową ze względu na dużą technologiczną elastyczność ich

⁵⁰¹ Tamże, s. 29.

⁵⁰² CNG (*Compressed Natural Gas*) – gaz ziemny wysokometanowy sprężony do ciśnienia 20–25 MPa.

⁵⁰³ Syngaz (gaz syntezowy) – palny gaz powstający podczas reakcji węgla, gazu ziemnego lub lekkich węglowodorów z parą wodną w obecności odpowiednich katalizatorów.

pracy⁵⁰⁴. W KPEiK zakłada się również wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa zasilającego jednostki kogeneracyjne. Planuje się powstanie ok. 2,5 GW tego typu nowych jednostek do roku 2030 r., dodatkowo ponad 3,5 GW do 2040 r. Zastąpią one stare ciepłownie i elektrociepłownie pracujące na węglu kamiennym oraz po 2030 r. także część obecnie pracujących elektrociepłowni gazowych. Nowe gazowe jednostki kogeneracyjne wraz z elektrowniami gazowo-parowymi zwiększą niezawodność i elastyczność pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, zdominowanego przez trudno sterowalne źródła odnawialne⁵⁰⁵.

Kolejnym istotnym dokumentem determinującym kierunki rozwoju polskiego sektora gazowniczego i gazu ziemnego jako paliwa pomostowego jest *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku* (PEP2040)⁵⁰⁶. Jest to strategia rozwoju sektora paliwowo-energetycznego, która stanowi jedną z dziewięciu zintegrowanych strategii sektorowych wynikających ze *Strategii na rzecz odpowiedzialnego rozwoju do roku 2020* (SOR)⁵⁰⁷. PEP2040 stanowi odpowiedź polskiego rządu na najważniejsze wyzwania stojące przed polską energetyką w najbliższych dziesięcioleciach w związku z postanowieniami Porozumienia paryskiego i wynikającą z niego polityką klimatyczno-energetyczną Unii Europejskiej oraz wyznacza ramy transformacji energetycznej dla Polski przy uwzględnieniu najważniejszego założenia wyrażonego w „Europejskim Zielonym Ładzie” – osiągnięcia neutralności klimatycznej państw członkowskich UE do 2050 r. W nowym projekcie PEP2040 gaz ziemny został po raz pierwszy wskazany jako paliwo pomostowe w procesie transformacji energetycznej Polski. Rozbudowane moce gazowe, oprócz rozwoju magazynów energii, będą niezbędne do bilansowania pracy niestabilnych źródeł odnawialnych. Będą stanowiły wsparcie dla pracy krajowego systemu energetycznego, a tym samym bezpieczeństwa energetycznego kraju⁵⁰⁸.

Potencjał zwiększenia wykorzystania gazu ziemnego wynika również z planowanego w PEP rozwoju ciepłownictwa systemowego. Zgodnie z zapisami w dokumencie do 2040 r. potrzeby cieplne wszystkich gospodarstw domowych pokrywane będą przez ciepło systemowe oraz przez zero- lub niskoemisyjne źródła indywidualne. Częściowe zastępowanie węgla gazem ziemnym w elektrociepłowniach będzie stanowi-

⁵⁰⁴ *Krajowy plan...*, s. 55

⁵⁰⁵ Tamże, s. 73.

⁵⁰⁶ Najnowszy projekt PEP2040 został opublikowany przez Ministerstwo Klimatu w postaci streszczenia i prezentacji 8 września 2020 r., *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*, Ministerstwo Klimatu, Warszawa 2020.

⁵⁰⁷ *Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do roku 2030)* została przyjęta przez Radę Ministrów RP 14 lutego 2017 roku i jest najważniejszym obowiązującym dokumentem państwa polskiego określającym średnio i długookresową politykę gospodarczą. Dokument opisuje aktualne uwarunkowania, a także definiuje cele i kierunki rozwoju Polski w obszarach gospodarczym, społecznym i przestrzennym w perspektywie lat 2020 i 2030, *Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do roku 2030)*, Warszawa 2017.

⁵⁰⁸ *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, s. 8–12.

ło wsparcie dla realizacji celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych oraz poprawy jakości powietrza ze względu na mniejszą emisyjność gazu ziemnego w porównaniu z węglem⁵⁰⁹.

W celu zapewnienia dla gazu ziemnego statusu paliwa pomostowego PEP2040 wskazuje konieczność rozbudowy infrastruktury gazowej oraz dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw, ponieważ popyt na gaz ziemny będzie pokrywany głównie surowcem importowanym. W tym celu realizowane będą projekty strategiczne, takie jak: projekt budowy gazociągu Baltic Pipe – łączący przez Morze Bałtyckie polski system przesyłowy gazu z systemami przesyłowymi norweskim i duńskim, terminal pływający LNG w Zatoce Gdańskiej, rozbudowa mocy regazyfikacyjnych terminala LNG w Świnoujściu. Rozbudowane zostaną także połączenia transgraniczne z państwami sąsiadującymi, a także krajowa sieć przesyłowa i dystrybucyjna oraz infrastruktura magazynowa gazu ziemnego⁵¹⁰.

Rosyjska agresja zbrojna na Ukrainę w lutym 2022 r. zmusiła polski rząd do aktualizacji filarów oraz celów PEP2040. W chwili przekazania monografii do publikacji przedstawiono jedynie założenia przyszłych zmian⁵¹¹. Jak z nich wynika, rząd polski będzie dążyć do stopniowego zmniejszania zależności gospodarki od gazu ziemnego, jednakże w perspektywie najbliższych dekad wciąż niezbędne jest zagwarantowanie pewności jego dostaw do odbiorców. W dalszym ciągu będą podejmowane starania na rzecz zwiększenia dywersyfikacji źródeł, kierunków i dróg dostaw gazu w taki sposób, aby uniezależnić się od dostaw pochodzących z Federacji Rosyjskiej. Ponadto podjęte zostaną działania mające na celu zastępowanie popytu na gaz ziemny gazami zdekarbonizowanymi. Również w konsekwencji tych zmian plany inwestycyjne dotyczące nowych mocy gazowych powinny podlegać weryfikacji pod kątem ekonomiki produkcji.

Dokument podkreśla także, że rozwój rynku gazu ziemnego w Polsce wymaga kontynuacji procesu liberalizacji celem uwolnienia z obowiązku taryfowego w zakresie sprzedaży paliwa gazowego ostatniej grupy odbiorców regulowanych, czyli gospodarstw domowych. Niestety, żaden z przywołanych w tej części pracy dokumentów (KPEiK i SOR) ani żadna z dotychczasowych wersji PEP2040 nie zakładają konieczności zmian w środowisku regulacyjnym dla polskich operatorów gazowniczych (OSP, OSD i OSM) przez wprowadzenie opartego na systemie zachęt wieloletniego taryfowania, które istotnie zmniejszyłoby ryzyko inwestycyjne dla sektora oraz zapewniłoby stabilizację w planowaniu rozwoju tego typu przedsiębiorstw energetycznych. W kontekście paliw odnawialnych bardzo ważnym dokumentem jest

⁵⁰⁹ Tamże, s. 8.

⁵¹⁰ Tamże, s. 12.

⁵¹¹ *Założenia do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) – wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej*, Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, <https://www.gov.pl/web/premier/założenia-do-aktualizacji-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r-pep2040--wzmocnienie-bezpieczeństwa-i-niezależności-energetycznej> (26.07.2022).

Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. (PSW)⁵¹². Jej celem jest stworzenie gospodarki wodorowej oraz jej rozwój na rzecz osiągnięcia neutralności klimatycznej i utrzymania konkurencyjności polskiej gospodarki.

W PSW wyznaczono łącznie 44 działania, które mają się przełożyć na realizację 6 celów. W ich ramach zostały wyróżnione konkretne działania, które mają być wprowadzane w życie w perspektywie krótkoterminowej (do 2025 r.) oraz średnioterminowej (do 2030 r.). Cele te odnoszą się do 3 priorytetowych obszarów wykorzystania wodoru, czyli energetyki, transportu i przemysłu, ale także jego produkcji i dystrybucji oraz potrzeby stworzenia stabilnego otoczenia regulacyjnego. Skutki działań określonych w PSW wesprą osiągnięcie celów klimatycznych i energetycznych, obniżenie emisyjności produkcji wodoru, minimalizowanie negatywnych skutków społeczno-gospodarczych odejścia od energetyki opartej na węglu, zwiększenie udziału OZE w polskim miksie energetycznym i usunięcie barier regulacyjnych rozwoju rynku wodoru.

Dokumentem, o którym trzeba także wspomnieć, jest najnowsza „Polityka Surowcowa Państwa” (PSP2050)⁵¹³. PSP2050 określa najważniejsze surowce dla krajowej gospodarki, uwzględniając jej indywidualną specyfikę. Przy dodatkowym uwzględnieniu surowców krytycznych dla Unii Europejskiej wskazuje, które surowce są niezbędne do realizacji wyznaczonych krajowych i europejskich celów gospodarczych.

Jak wynika z PSP2050, w związku z aktualnie obowiązującą polityką klimatyczną oraz parametrami jakościowymi gazu ziemnego należy się spodziewać, że w niedalekiej przyszłości może on nabierać coraz większego znaczenia w polskim miksie energetycznym, zwłaszcza w elektroenergetyce (ze względu na ważną rolę w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego) i ciepłownictwie systemowym (kogeneracja). Pomimo dobrze dopasowanego modelu ekonometrycznego uważa się, że wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) będzie charakteryzowała większa dynamika, w dalszej perspektywie. Gaz ziemny uznano za paliwo przejściowe, dlatego w miarę możliwości technologicznych następować będzie stopniowe zastępowanie go przez bardziej ekologiczne technologie.

W rządowych strategiach i planach transformacji polskiej energetyki w kierunku zeroemisyjności rola gazu ziemnego jako paliwa przejściowego wydaje się oczywista. Ewolucyjna zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej w kierunku maksymalizacji udziału odnawialnych źródeł energii przy równoczesnej eliminacji węgla wymaga bowiem zastosowania technologii i paliw pomostowych, do których należy gaz ziemny.

⁵¹² Uchwała nr 149 Rady Ministrów z dnia 2 listopada 2021 r. w sprawie przyjęcia „Polskiej strategii wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.” (M.P. z 2021 r., poz. 1138).

⁵¹³ Uchwała nr 39 Rady Ministrów z dnia 1 marca 2022 r. w sprawie przyjęcia „Polityki Surowcowej Państwa” (M.P. z 2022 r. poz. 371).

3.4.4. Obecny stan polskiego gazownictwa i kierunki jego rozwoju

Gaz ziemny wykorzystywany jest w gospodarce narodowej jako paliwo w sektorze ciepłowniczym i w elektroenergetyce oraz jako surowiec w przemyśle chemicznym – szczególnie w zakładach zajmujących się produkcją nawozów azotowych dla rolnictwa. Ostatnio skroplony gaz ziemny (LNG) albo gaz ziemny w postaci sprężonej (CNG) są coraz częściej stosowane w drogowym transporcie publicznym.

Rynek gazu ziemnego w Polsce w ostatniej dekadzie odnotowywał systematyczny wzrost zapotrzebowania, które na koniec 2021 r. wyniosło 228,7 TWh, czyli o 7,3% więcej niż w 2020 r. Według danych Ministerstwa Klimatu w strukturze zaopatrzenia polskiego rynku dominował import, który w 2021 r. pokrył 82% krajowego zapotrzebowania na gaz, natomiast wydobycie krajowe pokryło pozostałe 18%⁵¹⁴. W 2021 r. na polskim rynku gazu obecnych było 7,4 mln odbiorców końcowych⁵¹⁵. W tej liczbie najliczniejszą grupę – aż 96,5% wszystkich odbiorców – stanowiły gospodarstwa domowe. Jednak to odbiorcy przemysłowi (stanowiący 0,7% wszystkich kupujących) odpowiadają za prawie 63% konsumpcji, natomiast gospodarstwa domowe za 27% konsumpcji krajowej gazu ziemnego. Największy wzrost sprzedaży gazu ziemnego w 2021 r. odnotowano w sektorach: użyteczności publicznej, usług i handlu (46%), gospodarstw domowych (19%) oraz rolnictwa (15%). Na rynku polskim od 2015 r. utrzymuje się trend wzrostowy w sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych przy jednoczesnym utrzymaniu ich liczby na stałym poziomie. Zdaniem regulatora najbardziej prawdopodobną przyczyną wzrostu sprzedaży gazu ziemnego w tych segmentach jest realizacja polityki państwa w zakresie ochrony klimatu, np. w ramach programu „Czyste powietrze” (wymiana lub likwidacja wysokoemisyjnych źródeł ciepła na niskoemisyjne) oraz przestawianiem gospodarki na paliwa inne niż węgiel (także w procesie wytwarzania ciepła i energii elektrycznej). Ponadto upowszechnienie pracy zdalnej w sytuacji pandemii także przyczyniło się do wzrostu zużycia gazu w gospodarstwach domowych⁵¹⁶.

Na koniec 2021 r. 180 podmiotów posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi, jednak tylko 87 przedsiębiorstw prowadziło aktywną działalność w tym zakresie. W porównaniu z 2020 r., w którym 185 podmiotów posiadało koncesję, nastąpił nieznaczny spadek liczby takich przedsiębiorstw przy jednoczesnym wzroście sprzedaży

⁵¹⁴ W 2021 r. dominującym kierunkiem dostaw gazu do Polski pozostał kierunek wschodni, odpowiadający za niemal 57% wszystkich dostaw. Dostawy te realizowane były na podstawie długoterminowego kontraktu jamalskiego, który został jednostronnie zerwany przez Gazprom 27 kwietnia 2022 r., Ministerstwo Klimatu, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2021 r.*, Warszawa 2022, s. 27.

⁵¹⁵ W 2021 r. przedsiębiorstwa energetyczne sprzedały do odbiorców końcowych prawie 207 TWh paliw gazowych, co stanowi w porównaniu z 2020 r. wzrost o prawie 3%.

⁵¹⁶ URE, *Sprawozdania*, 2021, s. 210.

do odbiorców końcowych prowadzonej przez GK PGNiG. Udział tego podmiotu w sprzedaży wyniósł 89% i wzrósł w relacji do 2020 r. o prawie 3%. W ocenie polskiego regulatora utrzymujący się od 2017 r. wzrost udziału GK PGNiG w sprzedaży gazu na rynku krajowym wynikał z istotnego spadku przywozu gazu z zagranicy bezpośrednio przez odbiorców końcowych na własne potrzeby na skutek zmian regulacji prawnych dotyczących zapasów obowiązkowych, a także za sprawą przejścia części odbiorców przez PGNiG w ramach uruchomienia sprzedaży rezerwowej po upadku kilku spółek obrotu w latach 2019 i 2020. Spółka PGNiG OD (GK PGNiG) pełni funkcję sprzedawcy z urzędu w obrębie sieci PSG i Gaz-System oraz funkcję sprzedawcy rezerwowego w przewidzianych prawem sytuacjach lub ze wskazania odbiorcy. Zatem jako podmiot zobowiązany do zawarcia umowy sprzedaży był w pozycji uprzywilejowanej, szczególnie w okresie gwałtownych wzrostów cen gazu ziemnego w II połowie 2021 r., co także przyczyniło się do wzrostu udziału rynkowego tego sprzedawcy, po zaprzestaniu działalności lub wypowiedzeniu umów przez inne spółki obrotu. Pozostałe 11% sprzedaży gazu realizowane było przez alternatywne spółki obrotu dokonujące sprzedaży do odbiorców końcowych w kraju⁵¹⁷. Stąd bardzo wysokie wartości koncentracji rynkowej jednego sprzedawcy potwierdza również wskaźnik Herfindahla-Hirschmana, który dla rynku gazu ziemnego wysokometanowego wyniósł w 2021 r. 9440 – według liczby odbiorców i 7831 – według wolumenu sprzedanego⁵¹⁸.

Ogólnokrajowe zużycie gazu, w tym jego wykorzystanie w elektroenergetyce, powinno w najbliższych latach nadal wzrastać. Utrzymywanie się takiego trendu przyjmowane jest w oficjalnych prognozach zapotrzebowania na gaz ziemny. W prognozie z 2009 r., będącej załącznikiem do dokumentu *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* przewidziano, że konsumpcja krajowa gazu w 2030 r. osiągnie poziom 222 TWh⁵¹⁹. Natomiast według Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System w tzw. prognozie umiarkowanego wzrostu konsumpcja gazu w 2030 r. ma osiągnąć poziom 232 TWh, by w 2040 r. zwiększyć się do poziomu 243 TWh. Natomiast w tzw. prognozie optymalnego wzrostu operatora wartości te mają wynosić w 2030 r. 297 TWh i w 2040 r. 308 TWh⁵²⁰.

Zgodnie z zapisami PEP2040⁵²¹ obecny poziom rozwoju sieci przesyłowej w Polsce jest niedostateczny i nie pozwala na swobodny przepływ paliwa gazowego we

⁵¹⁷ URE, *Charakterystyka rynku...*; URE, *Sprawozdania*, 2021, s. 210.

⁵¹⁸ Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1800 do 5000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja, według J. Kamiński, *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, „Polityka Energetyczna” 2009, t. 12, z. 2/2.

⁵¹⁹ *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, Załącznik nr 2 *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2009.

⁵²⁰ *Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020–2029*, OGP Gaz-System, Warszawa 2019, styczeń, s. 22.

⁵²¹ *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*, s. 53.

wszystkich kierunkach transgranicznych, a także wewnątrz kraju w ramach przyłążeń bezpośrednio przeznaczonych dla konkretnych klientów korporacyjnych⁵²². Zmodernizowana i odpowiednio rozbudowana krajowa sieć przesyłowa dzięki położeniu geograficznemu Polski będzie również pełnić funkcję tranzytową w Europie Środkowo-Wschodniej. Z tego powodu, aby w pełni wykorzystać potencjał Polski jako regionalnego centrum dystrybucji gazu (czyli hubu gazowego), planuje się budowę kolejnych połączeń transgranicznych (tzw. interkonektorów) z Ukrainą, Słowacją, Litwą i Czechami. Szczególnie ważnym projektem w tym zakresie będzie budowa połączenia Polska-Ukraina, które umożliwi wzajemną sprzedaż gazu w ilościach 5 mld m³ rocznie na rynek ukraiński i również 5 mld m³ rocznie na rynek polski po 2022 r.⁵²³ Warto przypomnieć, że w 2021 r. eksport paliw gazowych z Polski wyniósł symboliczną 1 TWh i w porównaniu z 2020 r. zmalał o 92%⁵²⁴.

Polski operator systemu przesyłowego Gaz-System do 2024 r. przeznaczy na inwestycje 14 mld zł, co obejmuje m.in. budowę gazociągu Baltic Pipe, dzięki któremu do Polski przesyłany będzie za pośrednictwem norweskiego i duńskiego systemów przesyłowych gaz ziemny z polskiej koncesji na szelfie norweskim. Połączenie to ma mieć przepustowość rzędu 10 mld m³ rocznie, a jego techniczna eksploatacja rozpoczęła się w październiku 2022 r. Gaz-System planuje także inwestycję w rozbudowę terminala w Świnoujściu do poziomu docelowej przepustowości 7,5 mld m³ rocznie, z możliwością dalszego zwiększania do poziomu 10 mld m³ oraz budowę nowego, pływającego terminala do regazyfikacji gazu LNG na wodach Zatoki Gdańskiej. Budowa FSRU⁵²⁵ ma zostać zrealizowana do 2025 r., a w tym przypadku dotrzymanie terminu jest priorytetem, ponieważ do tego roku do Polski ma trafiać rocznie ok. 12,5 mld m³ LNG.

Zdaniem byłego pełnomocnika rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej gaz ziemny będzie ważnym elementem polskiego miksu energetycznego jako źródła energii dla bloków gazowych, które będą pełniły funkcję regulacyjną w Krajowym Systemie Energetycznym. Gaz będzie m.in. wykorzystywany w elektrowni Dolna Odra, gdzie powstaną dwa nowoczesne bloki gazowe po 700 MW każdy służące jako element bilansujący produkcję energii z farm wiatrowych. Także przykładem projektu zmiany źródła wytwarzania energii z technologii węglowej na gazową jest projekt budowy bloku energetycznego C o mocy ok. 1000 MW w Elektrowni Ostrołęka realizo-

⁵²² Obecna długość sieci OSP wynosi prawie 12 tys. km i ma liczne „wąskie gardła” cechujące się brakiem przepustowości szczególnie na tzw. ringach wielkowiejskich, np. warszawskim czy białostockim. Natomiast hydraulika systemu OSP w zakresie tych konkretnych węzłów technologicznych ma się zdecydowanie poprawić w wyniku oddania do użytkowania 1 maja 2022 r. gazociągu Polska-Litwa za kwotę 558 mln euro.

⁵²³ *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*, s. 53, 54.

⁵²⁴ Ministerstwo Klimatu, *Sprawozdanie z wyników...*, s. 17.

⁵²⁵ FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*) – pływający terminal do odbioru gazu skroplonego, inaczej wyposażona w pokładowe urządzenia do regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego LNG jednostka pływająca

wany przez PKN Orlen, Energeę i Eneę. Z zakończonych analiz korporacyjnych wynikało, że nie ma uzasadnienia dla kontynuowania realizacji projektu Ostrołęka C w dotychczasowej formie, tj. jako projektu budowy elektrowni wytwarzającej energię elektryczną w procesie spalania węgla kamiennego. Na ocenę tę wpływ miały m.in. zmiany regulacyjne na poziomie Unii Europejskiej i polityka kredytowa poszczególnych instytucji finansowych, wskazujące na istotnie większą dostępność finansowania dla projektów energetycznych opartych na spalaniu gazu niż projektów węglowych, a także przejęcie kontroli nad Energeą przez PKN Orlen, którego strategia nie zakłada inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej w oparciu o spalanie węgla.

Z tabeli 3.2 wynika, że obecna moc osiągalna dla produkcji energii elektrycznej w oparciu o bloki gazowe wynosi 2976 MW, natomiast po zakończeniu inwestycji w bloki w elektrowniach Dolna Odra, Ostrołęka oraz Żerań moc zainstalowana osiągnie w perspektywie najbliższych lat poziom dwukrotnie wyższy – 5875 MW. Planuje się, że do 2040 r. polska gospodarka przeznaczy na cele energetyczne ok. 5 mld m³ gazu rocznie i to w pełni pokryje zapotrzebowanie elektrowni regulacyjnych.

Tabela 3.2. Istniejące i planowane bloki gazowe w Polsce

Elektrownia	Moc [MW]	Data zakończenia	JWCD/nJWCD	Paliwo
Ostrołęka 1000	1 000	b.d.	JWCD	gaz ziemny
Dolna Odra	1 400	b.d.	JWCD	gaz ziemny
Płock 630	630	15.08.2018	JWCD	gaz ziemny
Stalowa Wola 467	467	25.03.2020	JWCD	gaz ziemny
Włocławek 465	465	30.06.2017	JWCD	gaz ziemny
Żerań 499	499	20.11.2020	JWCD	gaz ziemny
Gorzów	87	b.d.	nJWCD	gaz ziemny
Gorzów	138	b.d.	nJWCD	gaz ziemny
Nowa Sarzyna	129	b.d.	nJWCD	gaz ziemny
Rzeszów	101	b.d.	nJWCD	gaz ziemny
Toruń	101	b.d.	nJWCD	gaz ziemny
Wrotków	231	b.d.	nJWCD	gaz ziemny
Zielona Góra		b.d.	nJWCD	gaz ziemny
Błachownia		b.d.	nJWCD	gaz koksowniczy
Przyjaźń		b.d.	nJWCD	gaz koksowniczy
Biogaz Grupa		b.d.	nJWCD	biogaz
Razem	5 875			

JWCD – jednostka wytwórcza centralnie dysponowana, tj. jednostka wytwórcza typu D przyłączona do sieci przesyłowej lub do koordynowanej sieci elektroenergetycznej 110 kV, o mocy co najmniej 50 MW, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez operatora systemu przesyłowego; nJWCD – jednostka wytwórcza niebędąca jednostką centralnie dysponowaną przez operatora systemu przesyłowego.

Nowe inwestycje w bloki gazowe zacięniowano.

Źródło: opracowanie własne.

Zarówno dostawy LNG do dwóch terminali regazyfikacyjnych, jak i gaz przesyłany systemem Baltic Pipe zmieniają kierunek importu gazu do Polski ze wschodniego na północny – do końca kwietnia 2022 r. głównym dostawcą gazu dla PGNiG był Gazprom, który sprzedawał ok. 9 mld m³ surowca rocznie⁵²⁶. Jednakże ze względu na to, że Rosja używa swych surowców naturalnych jako narzędzia do uprawiania polityki, rząd polski podjął decyzję o nieprzedłużaniu umowy gazowej ze stroną rosyjską od 2023 r., co, jak już wspomniano, nie nastąpiło w wyniku zakończenia umowy z końcem 2022 r., tylko w wyniku jednostronnego jej zerwania przez stronę rosyjską 27 kwietnia 2022 r. Po zerwaniu umowy miejsce gazu z Rosji zająć ma surowiec sprowadzany z Norwegii oraz LNG w ramach kontraktów np. z USA i Katarom lub w ramach transakcji spotowych.

Według szacunków w 2021 r. polskie zużycie gazu ziemnego oscylowało na poziomie 22 mld m³⁵²⁷. Oznacza to, że w ciągu zaledwie 5 lat rynek gazu w Polsce zwiększył się o ok. 5 mld m³, a istotnym czynnikiem, który wpływa na wzrost popytu wewnętrznego⁵²⁸ na gaz ziemny, jest realizacja od 2019 r. przez Polską Spółkę Gazownictwa (PSG) programu przyspieszonej gazyfikacji kraju. Miał on teoretycznie doprowadzić do sytuacji, w której do końca 2022 r. 71% gmin w Polsce obsługiwanych przez wspomniany OSD będzie zgazyfikowanych, a PSG będzie świadczyło usługę dystrybucyjną w gminach zamieszkałych łącznie przez 34,4 mln osób, co stanowi 90% Polaków z dostępem do paliwa gazowego.

W ramach tego programu zgazyfikowanych miało zostać 300 gmin, gdzie OSD miało wybudować 32 tys. nowych przyłączy⁵²⁹. Nakłady, jakie PSG planuje ponieść na realizację tego programu, szacuje się na 867 mln zł. Natomiast w wyniku przeprowadzonych gazyfikacji wzrost wolumenu gazu szacuje się na 213 mln m³ gazu⁵³⁰.

Zdaniem autora realizacja tych prognoz jest mocno zagrożona, zważywszy poważne problemy z płynnością PSG, który jako największy operator dystrybucyjny gazu w Polsce w styczniu 2022 r. poinformował o wstrzymaniu wydawania warunków przyłączeniowych dla nowych odbiorców do końca 2023 r. w związku z wyczerpaniem się środków w budżecie inwestycyjnym.

⁵²⁶ Import ze wschodu stanowi 56,5% całkowitego przywozu paliwa gazowego do Polski, Ministerstwo Klimatu, *Sprawozdanie z wyników...*, s. 17.

⁵²⁷ W 2021 r. bilans zużycia gazu w Polsce wyniósł 229 TWh i wzrósł o 7% w porównaniu z 2021 r.

⁵²⁸ Bardzo ciekawa wydaje się obserwacja polskiego regulatora, który stwierdził, że popyt na paliwo gazowe w segmencie gospodarstw domowych zwiększył się w 2020 r. o prawie 5%, co prawdopodobnie ma związek z epidemią COVID-19, która spowodowała upowszechnienie pracy zdalnej, informacja zawarta na portalu URE – www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/charakterystyka-ryнку (1.12.2021).

⁵²⁹ Na uwagę zasługuje również to, że w ramach programu gazyfikacja będzie prowadzona za pośrednictwem technologii LNG – PSG planuje budowę 77 stacji do regazyfikacji gazu, które nie będą przyłączone bezpośrednio do krajowego systemu gazowniczego (tzw. stacje wyspowe LNG).

⁵³⁰ PSG, *Program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polskiej Spółki Gazownictwa w latach 2018–2022*, materiał wewnętrzny, Warszawa 2018, sierpień, s. 7.



Rys. 3.2. Oczekiwane efekty realizacji programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową PSG w latach 2019–2022

Źródło: PSG, wyd. cyt., s. 8.

Z rysunku 3.2 wynika, że w 2018 r. tylko 60% polskich gmin obsługiwanych przez PSG było zgazyfikowanych (gminy zaznaczono na mapie na szaro). Choć PSG do 2022 r. planowało podnieść wskaźnik gazyfikacji obsługiwanych gmin do poziomu 72% (planowane gazyfikacje zaznaczono na żółto), to obiektywnie nadal prawie 40% kraju⁵³¹ nie ma dostępu do paliwa gazowego (na mapie takie gminy zaznaczono na białą). Najwięcej białych plam na mapie gazowej jest w Polsce północno-wschodniej i centralnej. Jakkolwiek ze względów historycznych poziom gazyfikacji Podkarpacia wynosi 93%, to poziom gazyfikacji województw podlaskiego i łódzkiego wynosi poniżej 20%, a należy pamiętać, że brak dostępu do paliwa gazowego istotnie ogranicza rozwój gospodarczy na poziomie gmin, powiatów i wreszcie całego kraju. Program przyspieszonej gazyfikacji realizowanej przez PSG mocno wpłynie na wykreowanie dodatkowego popytu wewnętrznego na paliwo gazowe w najbliższych latach i jest ważnym elementem stymulującym wzrost gospodarczy i transformację energetyczną Polski.

Ze strony ekspertów energetycznych pojawiają się opinie⁵³², że decydenci w Polsce powinni mieć świadomość, że obecna koniunktura na paliwo gazowe za 15 lat

⁵³¹ Chodzi o wszystkie gminy na terenie Polski niezależnie od tego, przez jakiego gazowego OSD są obsługiwane.

⁵³² Wypowiedź Z. Wetmańskiej z Instytutu Wise Europa w: M. Janik, *Świat ucieka od gazu jak od węgla*, 2019, 23 października, <https://energia.rp.pl/gaz/art17011991-swiat-ucieka-od-gazu-jak-od-węgla> (5.04.2020).

będzie musiała ustąpić miejsca recesji na rynku. Ich zdaniem decyzje inwestycyjne podejmowane w celu budowy infrastruktury gazowej powinny uwzględniać ryzyko procesu dekarbonizacji sektora gazowego do 2050 r. Eksperti podkreślają, że w branży gazowej infrastruktura jest projektowana i budowana w perspektywie nawet 10 lat, a następnie amortyzowana w perspektywie 20–30 lat, co w konsekwencji oznacza, że dziś planowane inwestycje gazownicze mogą istotnie pogorszyć swoją rentowność w przypadku, gdy w latach 2035–2050 rynek gazowy znacznie się istotnie kurczy, a realizowane projekty będą jeszcze w fazie eksploatacyjnej. Zdaniem ekspertów inwestycje gazowe są potrzebne w najbliższych latach jako rozwiązanie przejściowe, ale problem jest w tym, że brakuje obecnie w Polsce strategii definiującej, czy i jak te inwestycje będą się wpisywać w realizację długoterminowej transformacji polskiej gospodarki zmierzającej w kierunku neutralności klimatycznej do 2050 r.

O potrzebie opracowania strategii dla rozwoju rynku gazu w Polsce, uwzględniającej wymiar międzynarodowy i środowiskowy, postuluje w swojej analizie M. Olczak. Jej zdaniem konieczność odchodzenia od energii wytwarzanej z węgla oznacza wzrost znaczenia gazu ziemnego w polskim miksie energetycznym, przynajmniej do czasu uruchomienia pierwszych bloków elektrowni atomowej. Proces ten wymaga lepszej koordynacji i planowania na poziomie krajowym, jeśli chodzi zarówno o nowe elektrownie gazowe, jak i o rozwój infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej. Postuluje, aby proces ten przebiegał w sposób planowany, by zminimalizować ryzyko aktywów osieroconych, na co zwraca uwagę MAE. Polska strategia gazowa powinna uwzględniać analizę rynków gazu krajów z regionu Morza Bałtyckiego i Europy Środkowo-Wschodniej oraz trendów na światowych rynkach LNG. Odejście od rosyjskiego gazu będzie wymagało zwiększenia przepływów gazu między krajami Unii Europejskiej. W związku z tym Polska może uzyskać znaczącą rolę w regionie dzięki terminalowi LNG w Świnoujściu, a także dzięki budowie FSRU w Zatoce Gdańskiej, Baltic Pipe oraz połączeniom międzysystemowym z Litwą, Słowacją, Czechami, a w przyszłości także dzięki rozbudowie połączenia z Ukrainą. Ważnym elementem strategii powinien być także wymiar środowiskowy, zwłaszcza w zakresie monitorowania i redukcji emisji metanu wzdłuż całego łańcucha dostaw zgodnie z projektem rozporządzenia metanowego oraz zwiększenia produkcji biogazu/biometanu w Polsce. W 2030 r. Polska mogłaby produkować ponad czterokrotnie więcej tego paliwa (czyli według wyliczeń KE o 9 mld m³ więcej, niż zakłada PEP2040) z korzyścią dla środowiska i bezpieczeństwa energetycznego⁵³³.

Bardzo ciekawą propozycję sekwencji działań do 2050 r. w zakresie inwestycji w sektorze gazownictwa prezentuje S. Nagy⁵³⁴. Jego zdaniem najważniejszym bieżącym zadaniem inwestycyjnym jest rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu w celu

⁵³³ M. Olczak, wyd. cyt., s. 14.

⁵³⁴ S. Nagy, *Przemysł gazowniczy...*, s. 11–16.

osiągnięcia maksymalnej (teoretycznej) zdolności importowej do 7,5 mld m³ rocznie⁵³⁵. Ważnym postulatem jest także skrócenie do roku 2025 r. terminu oddania do eksploatacji pływającego terminalu FLNG w Gdańsku o maksymalnej przepustowości regazyfikacyjnej do 4 mld m³. Istniejący terminal LNG w Świnoujściu powinien być połączony z nowymi kawernowymi magazynami gazu, zbudowanymi w bezpośrednim sąsiedztwie, co mogłoby zwiększyć jego elastyczność. Nowy terminal FLNG w Gdańsku będzie miał możliwość bezpośredniego wykorzystania magazynu gazu KPMG Kosakowo.

Jednym z kluczowych zadań bieżących (w perspektywie maksymalnie do roku 2030) upstreamowego sektora gazowniczego jest konieczność odbudowy krajowej bazy zasobów wydobywalnych i produkcyjnych – co pozwoli istotnie zwiększyć krajowe wydobycie gazu⁵³⁶. Nowe technologie w poszukiwaniu węglowodorów, nowe technologie wiertnicze, efektywne planowanie i organizacja zadań towarzyszących zagospodarowaniu złóż gazu powinny skutkować istotnym przyrostem zasobów wydobywalnych w następnych latach. Oddzielnym zagadnieniem jest tzw. rewitalizacja starych i częściowo wyeksploatowanych złóż w celu zwiększenia ich współczynnika szcerpania oraz usprawnienia procesu wydobycia gazu (m.in. w zakresie optymalizacji procesów przepływów dwufazowych w odwiertach czy poprzez dodatkowe wiercenia w tych złożach, tzw. *infill drilling*). Z kolei działania w zakresie zagospodarowania metanu z pokładów węgla dotychczas nie przyniosły istotnego zwiększenia krajowych zasobów wydobywanych.

Pomimo decyzji KE z lipca 2022 r. o wprowadzeniu 15-procentowego ograniczenia w zużyciu gazu ziemnego w państwach członkowskich część ekspertów prognozuje wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w krótkim i średnim okresie (do 2035 i do 2040 r.) w ramach transformacji energetycznej i wdrażania strategii wodorowej UE. Modernizacja infrastruktury powinna być realizowana niezależnie od zakładanej długofalowej strategii zastępowania gazu ziemnego przez wodór i biometan w energetyce (teoretycznie już od 2030 r. w UE, być może w latach 2035–2040 w Polsce). Najważniejszymi elementami aktualnej strategii energetycznej i przyszłej strategii wodorowej są rozbudowa i modernizacja infrastruktury gazowniczej zarówno sieciowej, jak i wyspowej (wykorzystującej LNG), także pod kątem potencjalnej docelowej zamiany gazu (na wodór/biometan). Rozbudowa infrastruktury jest konieczna ze względu na nowe zadania gazownictwa, wymagające zwiększenia dostaw gazu w energetyce i ciepłownictwie.

Zdaniem S. Nagy modernizacja energetyki z wykorzystaniem gazu ziemnego umożliwi także budowę rozproszonej sieci wykorzystującej kogenerację w trakcie eksploatacji elektrowni. Ciepło kogeneracyjne wykorzystane będzie do ogrzewania budynków. Wprawdzie strategia „Europejskiego Zielonego Ładu” zakłada wykorzy-

⁵³⁵ Pamiętać jednak należy, że zdolność operacyjna terminalu jest zwykle szacowana zgodnie ze standardami na około 60–70% zdolności maksymalnej.

⁵³⁶ Wydobycie krajowe w latach 2020–2021 wyniosło 43 TWh i spada od 2018 r.

stanie odnawialnych źródeł energii do celów grzewczych, ale znaczący udział w tych działaniach prawdopodobnie będzie musiał mieć gaz ziemny (sieciowy i LNG), gaz z dodatkiem wodoru lub biometanu produkowanego z OZE i biogazu. Przewiduje się też wprowadzenie do ogrzewania nowej klasy ogniw paliwowych (wykorzystujących metan/gaz ziemny/gaz „odnawialny”) i nowych systemów mikrogeneracyjnych.

Kolejnym kluczowym z zadań bieżących (w perspektywie maksymalnie do 2030 r.) w zakresie rozwoju sektora gazu ziemnego jest rozwój wyspowego LNG w obszarach pozbawionych dostępu do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazu oraz rozwój nowych funkcjonalności magazynowych. System stacji LNG/CNG/H₂, budowanych wzdłuż głównych szlaków komunikacyjnych Polski, może się przyczynić do rozwoju nowego typu mobilności, głównie w transporcie towarowym. Kontynuacja i ekspansja tzw. lądowego LNG, obejmującego gazyfikację wyspowa, powinna prowadzić do wzmocnienia sektora LNG w perspektywie najbliższych lat.

W celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz zważywszy na planowany wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny pojawia się konieczność zwiększenia pojemności magazynowych. Zgodnie z ustawą o zapasach do wielkości 25% krajowego zapotrzebowania należy zwiększyć pojemności magazynowe (czynne) – czyli do ok. 7,5 mld m³ w perspektywie 2030 r.⁵³⁷ Analiza funkcjonalności systemu gazowniczego wskazuje na konieczność budowy w najbliższych latach dodatkowych magazynów kawernowych (do całkowitej pojemności czynnej 7–8 mld m³), najlepiej w północno-zachodniej części Polski, połączonych z systemem przesyłowym, a umożliwiającym transport gazu pochodzący z systemu Baltic Pipe po 2023 r.⁵³⁸ Równolegle z rozwojem sieci przesyłowych, dystrybucyjnych, konieczne jest przedstawienie nowego programu rozbudowy magazynów gazu i energii, zwłaszcza magazynów o dużej mocy w kawernach, pomocnych we wspomaganiu gazowej energetyki szczytowej. Takie magazyny powinny być lokowane w pobliżu nowych elektrowni gazowych albo dużych odbiorców gazu ziemnego. Polska nie ma możliwości budowy dużej liczby elektrowni wodnych szczytowo-pompowych, na razie nie są też planowane magazyny energii typu CAES. Wraz z realizacją programu budowy nowych, dużych magazynów, należy rozważyć także koncepcję małych, lokalnych magazynów gazu i energii, na co wskazują dwa konkretne powody – po pierwsze rozproszona sieć magazynów może być sprawniejsza w przypadku magazynowania wodoru z uwagi na małą objętościową gęstość magazynowanego gazu⁵³⁹, po drugie zważywszy niską wartość

⁵³⁷ Na koniec 2021 r. GK PGNiG, która jest właścicielem Operatora Systemu Magazynowego Gas Storage Poland, posiadała 7 podziemnych magazynów gazu o łącznej pojemności 3,2 mld m³, www.parkiet.pl, informacja z 8.08.2022 r.

⁵³⁸ Takie rozwiązanie proponuje się w przyszłości m.in. ze względu na możliwość długoterminowego i wielkoskalowego przechowywania wodoru bez wielkich strat. Jednym z głównych rozwiązań mogą być zbiorniki podziemne, zwłaszcza wyeksploatowane złoża węglowodorów albo kawerny solne. Ze względu na właściwości soli właśnie kawerny są szczególnie interesującym rozwiązaniem, zapobiegającym przenikaniu i uchodzeniu wodoru.

⁵³⁹ Masa molekularna wodoru jest osiem razy mniejsza od masy molekularnej metanu.

opalałą wodoru⁵⁴⁰, która wynosi 10,8 MJ/m³. Nowo budowane magazyny muszą spełniać dodatkowe warunki techniczne w związku ze zwiększonymi kryteriami bezpieczeństwa użytkowania infrastruktury gazowej.

Z kolei w perspektywie do 2035 r. istnieje konieczność dostosowania istniejącej infrastruktury gazowej do użytkowania mieszaniny gazu ziemnego i wodoru. W perspektywie kilkunastu lat w przypadku przepływów w sieciach transgranicznych (głównie z Niemiec) można spodziewać się zwiększenia zawartości wodoru w transportowanym gazie. Zarówno sieć przesyłowa (Gaz-System), jak i sieć dystrybucyjna (PSG) powinny być gotowe na transport takiego gazu lub na jego mieszanie z „czystym” gazem ziemnym w celu obniżenia zawartości przesyłanego wodoru⁵⁴¹.

Zdaniem autora rozwój rynku takich gazów, jak biometan, wodór i gaz ziemny oraz infrastruktury gazowej stanowi istotną alternatywę w ramach polskiej transformacji energetycznej, nawet przy założeniu, że gaz ziemny jest paliwem przejściowym i będzie w perspektywie najbliższych 30 lat zastępowało inne paliwa kopalne. Najważniejszymi argumentami przemawiającymi za tą tezą są m.in.: możliwość zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski dzięki zmianie kierunku dostaw na północny, możliwość stania się przez Polskę centrum rozliczeniowo-handlowym dla Europy Środkowej i szerzej Trójmorza dzięki powstaniu hubu gazowego, co się wiąże ze zwiększeniem znaczenia Polski jako gracza na rynku energetycznym i zapewnieniem wysokich zysków w ramach transakcji gazowych za pośrednictwem hubu, a także zdynamizowanie wzrostu gospodarczego poprzez wzrost popytu wewnętrznego na gaz oraz nadal duże ubóstwo energetyczne na poziomie Polski powiatowej.

3.4.5. Gazy odnawialne jako alternatywa w transformacji polskiego gazownictwa

Ze względu na polski miks energetyczny, oparty głównie na węglu kamiennym i brunatnym⁵⁴², transformacja polskiej gospodarki będzie się wiązać z wyjątkowo wysokimi kosztami gospodarczymi i społecznymi, dlatego stanowiska Polski i polskich firm

⁵⁴⁰ Wartość opałowa gazu ziemnego wysokometanowego (gazu ziemnego E) zawierającego głównie metan wynosi co najmniej 31 MJ/m³. Wodór (jako gaz *quasi-doskonały*) ma wyższy współczynnik ściśliwości, co oznacza, że w 1 m³ magazynu w tych samych warunkach termodynamicznych mieści się więcej normalnych m³ wodoru w porównaniu z tą samą ilością normalnych m³ gazu ziemnego, jednak o wartości opałowej równej 33% wartości opałowej metanu.

⁵⁴¹ Gaz zawierający wodór nie jest nowością w sieciach dystrybucyjnych. Do lat 80. w niektórych miastach wykorzystywany był gaz miejski wytwarzany w gazowniach, zawierający m.in. wodór, metan i tlenek węgla. Należy także pamiętać, że warunki bezpieczeństwa dla sieci średniego i niskiego ciśnienia, wypełnionych gazem zawierającym znaczne ilości wodoru są nieporównywalne z warunkami w sieci wypełnionej „czystym” gazem wysokometanowym lub zaazotowanym.

⁵⁴² W krajowej strukturze produkcji energii w I połowie 2022 r. zdecydowanie dominowały źródła spalające węgiel z udziałem na poziomie 74% (łącznie węgiel kamienny 46,4% i brunatny 27,4%). Na drugim miejscu znalazły się OZE z 17% udziału w strukturze, a na trzecim miejscu paliwo gazowe – 8,5% udziału w miksie, Urząd Regulacji Energetyki, *Charakterystyka rynku...*

energetycznych akcentują potrzebę uwzględnienia specyfiki naszego sektora energetycznego i roli gazu ziemnego jako paliwa przejściowego, które pozwoli Polsce na skuteczne przejście od gospodarki opartej na węglu do gospodarki niskoemisyjnej, a w kolejnym etapie – dzięki rozwijaniu nowych technologii w zakresie paliw odnawialnych, w tym gazów odnawialnych (zdekarbonizowanych), takich jak wodór czy biogaz – do gospodarki zeroemisyjnej⁵⁴³. W obecnej sytuacji geopolitycznej i w obliczu trwającego kryzysu energetycznego projekty związane z gazami niskoemisyjnymi i zdekarbonizowanymi będą traktowane z najwyższym priorytetem, wypierając z debaty publicznej i częściowo planów inwestycyjnych projekty związane z rozwojem infrastruktury gazu ziemnego, które nie służą bezpośrednio dywersyfikacji dostaw.

Biometan

Od pięciu lat w polskim gazownictwie analizowana jest koncepcja zastąpienia części gazu ziemnego w sieciach gazowniczych oczyszczonym biogazem, czyli biometanem⁵⁴⁴. Z punktu widzenia składu chemicznego, biometan w zasadzie nie różni się od gazu ziemnego wysokometanowego (gaz E), dlatego z technologicznego punktu widzenia może być mieszany w dowolnych proporcjach z gazem ziemnym i przesyłany sieciami dystrybucyjnymi różnych ciśnień do odbiorców. Biometan stanowi w Polsce ogromne, niewykorzystane źródło energii i niestety na europejskiej mapie wykorzystania tego paliwa Polska jest nadal „białą plamą”. Tymczasem w ciągu ostatnich dwóch lat w Unii Europejskiej ogólna liczba wytwórni biometanu wzrosła o 50% do poziomu 729. Najwięcej takich instalacji znajduje się w Niemczech, we Francji, Holandii i krajach Skandynawii.

⁵⁴³ T. Brzeziński, A. Wawrzynowicz, *Czy Europejski Zielony Ład może stać się dźwignią odbudowy europejskiej po zakończeniu pandemii?*, „Przegląd Gazowniczy” 2020, nr 2 (66).

⁵⁴⁴ Zgodnie z art. 2 pkt 1 Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2015 r., poz. 458) biogaz zdefiniowany został jako gaz uzyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów. Biogaz powstający w procesie fermentacji metanowej zawiera średnio 50–60% metanu. Pozostałe składniki, takie jak: ditlenek węgla, siarkowodor, woda w postaci pary wodnej oraz niewielkie ilości azotu i tlenu, stanowią balast obniżający wartość opałową biogazu. Wartość opałowa biogazu surowego jest znacznie niższa od wartości gazu ziemnego. Biogaz najczęściej wykorzystywany jest do produkcji energii elektrycznej i cieplnej w miejscu jego wytworzenia, czyli w biogazowni. Oczyszczanie biogazu dla energetyki sprowadza się głównie do usunięcia siarkowodoru oraz wody, negatywnie wpływających na funkcjonowanie i żywotność urządzeń energetycznych, powodując ich korozję. Ze względu na efektywność procesów przetwarzania energii, korzystniejsze są procesy polegające na oczyszczaniu biogazu do jakości gazu ziemnego i wykorzystywanie go bezpośrednio jako nośnika energii. Ze względu na rozbudowaną w Polsce sieć gazu ziemnego, możliwe jest transportowanie oczyszczonego biogazu, czyli biometanu do odbiorców końcowych. K. Biernat, I. Samson-Bręk, *Przegląd technologii oczyszczania biogazu do jakości gazu ziemnego*, „Chemik” 2011, t. 65, nr 5, s. 435, 444; Fortisbc, *Renewable natural gas*, www.fortisbc.com/NaturalGas/RenewableNaturalGas.

Także w ramach Strategii REPowerEU Komisja Europejska zakłada ponad 10-krotne zwiększenie produkcji biometanu w UE z obecnych ok. 3 do 35 m³ do 2030 r. Według wyliczeń KE, osiągnięcie tego celu wymaga inwestycji w wysokości ok. 37 mld EUR w okresie 2022–2030. W tym celu zaproponowano utworzenie partnerstwa promującego zrównoważoną produkcję i wykorzystanie biogazu/biometanu wzdłuż całego łańcucha dostaw, zachęcenie producentów biogazu do tworzenia wspólnot energetycznych, wprowadzenie zachęt dotyczących uszlachetniania biogazu do biometanu, dostosowanie istniejącej infrastruktury oraz rozwój nowej w celu zapewnienia transportu biometanu, a także dalsze działania w ramach badań i rozwoju. W tym celu mogą zostać wykorzystane fundusze w ramach instrumentu „Łącząc Europę”, polityki spójności i wspólnej polityki rolnej UE. Warunkiem jest, aby biogaz/biometan były produkowane w sposób zrównoważony na przykład z odpadów rolniczych czy odpadów biodegradowalnych, a nie z upraw energetycznych⁵⁴⁵.

Wykorzystanie biometanu może pomóc w istotnym stopniu w redukcji CO₂ w sektorach transportu i ciepłownictwa. Z analiz wynika, że jest to jeden z najtańszych i najbardziej efektywnych dla gospodarki sposobów na realizację przez Polskę unijnego celu OZE w transporcie na 2030 r., kiedy co najmniej 7% miks paliwowego mają stanowić zaawansowane biopaliwa i biokomponenty. W ramach tych działań powinny być produkowane przez polskie firmy również biopaliwa dla transportu ciężkiego w postaci bioCNG i bioLNG.

Polskie władze uznają, że najlepszym sposobem rozwoju rynku biometanu będzie połączenie starań sektora publicznego i prywatnego. Z tego względu 23 listopada 2021 r. podpisano „Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu”⁵⁴⁶. Jednym z jego celów jest zmaksymalizowanie tzw. *local content*, czyli udziału polskich przedsiębiorców oraz technologii w łańcuchu dostaw na potrzeby budowy i eksploatacji krajowych biogazowni i biometanowni oraz rozwoju rynku i powszechnego zastosowania biogazu i biometanu w gospodarce. Stronami Porozumienia, poza organami administracji publicznej, są także jednostki badawcze oraz wiodące przedsiębiorstwa energetyczne, które już teraz podejmują działania skierowane na zwiększenie wykorzystania tego gazu odnawialnego.

Podmiot dominujący na polskim rynku gazu PGNiG szacuje, że może przyjąć do wykorzystania ok. 4 mld m³ biometanu, czyli wolumen zbliżony do rocznego wydobycia krajowego gazu ziemnego. Taki plan wymagałby budowy ok. 2 tys. biometanowni w ciągu najbliższych 10 lat i wydatków inwestycyjnych na poziomie 70 mld zł. PGNiG deklaruje, że spółka zależna Polska Spółka Gazownictwa jest przygotowana do współpracy z biometanowniami i przyłączenia takich instalacji do sieci dystrybucyjnej. Zostały opracowane standardy jakości biometanu, który może być wprowadzany do sieci dystrybucyjnej, oraz warunki przyłączenia instalacji biometanu do sieci OSD.

⁵⁴⁵ M. Olczak, wyd. cyt., s. 13.

⁵⁴⁶ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Podpisano „Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu”*, 2022, 16 sierpnia, www.gov.pl/web/klimat/podpisano-porozumienie-o-wspolpracy-na-rzecz-rozwoju-sektora-biogazu-i-biometanu.

PGNiG wstępnie zakładało, że pierwsze instalacje produkujące biometan – działające na zasadzie franczyzy – mogą zostać przyłączone do sieci OSD w 2021 r. Plany inwestycyjne w segmencie biogazu i biometanu ma także lider na polskim rynku paliw płynnych PKN Orlen. Spółka zależna Orlen Południe planuje budowę 20 instalacji, które umożliwią zagospodarowanie substratów z gospodarstw rolnych i ich przetworzenie na energię elektryczną oraz biometan. W Rafinerii Trzebinia Orlen Południe planuje uruchomić instalację do produkcji paliwa wodorowego, dla którego surowcem będzie biometan⁵⁴⁷.

Historia wykorzystania biogazu w Polsce sięga 2003 r. Tradycyjnie ten nośnik energii wykorzystywany jest do produkcji energii elektrycznej i ciepłej w miejscu ich wytwarzania, czyli biogazowni. Pierwsze biogazownie budowane były w Polsce jako instalacje, których celem była głównie utylizacja uciążliwych odpadów produkcji rolnej. Wytworzony w nich biogaz służy do napędu agregatów kogeneracyjnych, z których powstająca energia wykorzystywana jest na potrzeby własne. Potencjał wykorzystania biometanu w Polsce jest obecnie porównywalny do potencjału Niemiec, gdzie pracuje ok. 10 tys. biogazowni i 240 metanowni⁵⁴⁸.

Największe w Niemczech instalacje produkujące biogaz, a następnie w wyniku procesu oczyszczania biometan, włączają gaz do sieci w ilości kilku tysięcy m³ paliwa w ciągu godziny, co pozwala osiągnąć wolumen na poziomie kilku milionów m³ biometanu rocznie z jednej instalacji⁵⁴⁹.

W Polsce zgodnie z danymi Urzędu Regulacji Energetyki jest ok. 320 biogazowni o łącznej mocy 245 MW, z czego według rejestru Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa funkcjonuje zaledwie 130 instalacji produkujących ok. 500 mln m³ gazu rocznie, choć w skali kraju surowca (np. bioodpadów i obornika) starczyłoby na pozyskiwanie do 15 mld m³ biogazu. Mimo potencjału produkcji 8 mld m³ rocznie biometanu nie powstała dotychczas ani jedna instalacja biometanowa⁵⁵⁰.

⁵⁴⁷ Opracowano na podstawie publikacji *Biometanownia w każdej gminie?* 2020, 12 sierpnia, <https://wysokienapiecie.pl/31337-biometanownia-w-kazdej-gminie/>.

⁵⁴⁸ Całkowita moc wytwórcza w niemieckich biogazowniach osiągnęła poziom 6,2 GW w 2021 r., co odpowiada ok. 3% niemieckiej produkcji energii elektrycznej i ok. 5% dostaw energii elektrycznej z OZE. Rząd RFN promuje rozbudowę biogazowni, tak aby w 2030 r. poziom mocy osiągnął 8,4 GW. W latach 2010–2015 zbudowano 2300 biogazowni, ale po 2015 r. powstało ich zaledwie 500. Nowe biogazownie dysponują przeciętnie mocą 693 kW. Rząd wycofał się w 2020 r. z dotychczasowego stałego wynagrodzenia producentów, które wynosiło początkowo 24 centy za kWh i przeszedł na system aukcyjny, który przynosił rolnikowi przeciętnie 14 centów za kWh. Taki spadek sprawił, że dla rolników produkcja energii stała się nieopłacalna, więc po spadku liczby małych biogazowni o mocy do 150 kW w 2021 r. ustawodawca zdecydował się na kontynuację wsparcia dla małych instalacji przez kolejne 10 lat. W latach 2020 i 2021 przeciętna moc instalacji biogazowniczych w Niemczech wzrosła z 672 do 749 kW, czyli o 11%.

⁵⁴⁹ M. Nocoń, *Idziemy w biogazownie*, „Głos Grupy” – Pismo pracowników GK PGNiG, nr 1/2020 (3), Warszawa, s. 6, 7.

⁵⁵⁰ M. Zaniewicz, Z. Nowak, *Biogazy – element bezpieczeństwa energetycznego UE*, „Biuletyn PISM” 2022, nr 108 (2527).

Najpopularniejsze w Polsce są obecnie biogazownie o mocy ok. 1 MW, budżet inwestycyjny budowy takiej biogazowni wynosi 15 mln zł. Są to w większości inwestycje realizowane przez duże podmioty, które wygrywając aukcje mocy, mają zagwarantowany stały poziom przychodów na okres 15 lat. Z kolei budżet budowy biogazowni o mocy od 40 do 250 KW, w której produkuje się energię elektryczną i ciepłą w skojarzeniu na potrzeby własne, kształtuje się od 1 mln do 1,7 mln zł. Okres eksploatacji takiej biogazowni szacuje się na ok. 15 lat. Jak pokazuje praktyka gospodarcza, pomimo możliwości sprzedaży nadwyżki energii elektrycznej czy ciepłej z takiej instalacji (także certyfikatów) inwestycja tego typu pozostaje na granicy progu rentowności. Mała rentowność inwestycji oraz duże ryzyko społeczne związane z uciążliwością pracy instalacji dla bezpośredniego otoczenia są głównymi powodami małej ilości biogazowni na terenach wiejskich w Polsce. W celu poprawy rentowności tego typu inwestycji potrzebny jest odpowiedni system wsparcia finansowego oparty na sprawdzonych praktykach europejskich⁵⁵¹.

W celu poprawy sytuacji regulacyjnej w Polsce w zakresie produkcji biogazu i biometanu przedstawiono z końcem lutego 2022 r. projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii⁵⁵². Jak wskazano, projekt obejmuje w szczególności propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych⁵⁵³, tzw. dyrektywę RED II. Obecne przepisy ustawy o OZE przewidują, co prawda, duże wsparcie dla biogazowni kogeneracyjnych, natomiast wsparcia publicznego wymagają produkcja i zatłaczanie do sieci gazowniczej biometanu – szczególnie do zastosowania w transporcie oraz ciepłownictwie⁵⁵⁴.

Pierwszym istotnym elementem nowelizacji są zagadnienia związane z potrzebą uruchomienia rynku biometanu. W tym celu zaproponowano m.in. wprowadzenie definicji biometanu oraz wyłączenie pojęcia biogazu rolniczego z definicji biogazu, a także uaktualnienie pojęć powiązanych. Definicja biometanu zawarta w projekcie określa, że jest to gaz uzyskany z biogazu lub biogazu rolniczego, którego wartość ciepła spalania wynosi nie mniej niż 34,0 MJ/m³.

⁵⁵¹ W krajach europejskich właściciele biogazowni otrzymują premię za każdą kilowatogodzinę wyprodukowanej energii z ekskrementów zwierzęcych jako *quasi*-premię za przechwytywanie metanu.

⁵⁵² *Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw*, Biuletyn Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, 2022, 16 sierpnia, www.legislacja.gov.pl/projekt/12357005 (17.08.2022).

⁵⁵³ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. UE z 2018 r., L 328/82).

⁵⁵⁴ M. Skłodowska, *Biometanownia w każdej gminie? Wielki biznes czeka na zamiany przepisów*, 2020, 15 sierpnia, <https://serwisy.gazetaprawna.pl/energetyka/artykuly/8244712,biometanownia-w-kazdej-gminie.html>.

Projekt określa ponadto zasady prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu lub biometanu z biogazu przez utworzenie rejestru wytwórców biogazu. Rejestr ten ma prowadzić prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Wprowadza się także przepisy, na podstawie których działalność obejmująca wytwarzanie biometanu z biogazu rolniczego będzie stanowić działalność regulowaną i wymagać wpisu do rejestru wytwórców biogazu rolniczego, który to rejestr prowadzi dyrektor Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa.

Przewiduje się ponadto wprowadzenie usprawnień w zakresie postępowań związanych z pozyskaniem decyzji w sprawie przyłączenia instalacji wytwarzających biometan do sieci gazowej. Rozwiązaniem usprawniającym proces pozyskiwania pozytywnej decyzji w sprawie przyłączenia do sieci gazowej jest wprowadzenie do Ustawy Prawo energetyczne przepisu, zgodnie z którym w przypadku wydania odmowy zawarcia umowy o przyłączenie instalacji służącej do wytwarzania biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, operator sieciowy jest zobowiązany wskazać wnioskodawcy najbliższą lokalizację, w której takie przyłączenie jest możliwe⁵⁵⁵.

Informacje te wskazują z jednej strony istotne różnice między polskim systemem wsparcia regulacyjnego i finansowego, a tym samym poziomem rozwoju sektora produkcji biometanu, a dobrymi praktykami europejskimi (np. niemieckimi), ale z drugiej strony wskazują ogromny potencjał rozwojowy polskiej energetyki w zakresie tego paliwa, pomimo wielu krytycznych głosów w tym zakresie, jak np. A. Barczyńskiego, którego zdaniem, ze względu na inną strukturę systemu gazowniczego w Polsce niż w Niemczech, możliwości wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej biometanu są mocno ograniczone⁵⁵⁶.

Zdaniem W. Kamrata Polska teoretycznie dysponuje stosunkowo dużym potencjałem produkcyjnym biometanu, m.in. z biomasy rolniczej. Największe możliwości produkcji biogazu rolniczego z upraw występują w województwach wielkopolskim, mazowieckim i lubelskim, a z trwałych użytków zielonych – w województwach mazowieckim i podlaskim. Z kolei w województwie wielkopolskim i mazowieckim tkwi największy w Polsce potencjał produkcji biogazu z odchodów zwierzęcych. Przewodzącymi regionami w produkcji biogazu rolniczego w Polsce mogą więc stać się województwa wielkopolskie i mazowieckie. Województwa mazowieckie i śląskie posiadają też znaczny potencjał surowcowy do produkcji i wykorzystania biogazu z osadów ściekowych z oczyszczalni ścieków oraz organicznej frakcji odpadów komunalnych. Zdaniem W. Kamrata obecne wykorzystanie biogazu do celów energetycznych sprowadza się do jego wykorzystania w małej skali w lokalnych źródłach wytwórczych, ponieważ z uwagi na słabe „usieciowienie gazowe” terenów rolniczych, gdzie następuje wytwarzanie biogazu, bezpośrednie jego użytkowanie na większą skalę w ga-

⁵⁵⁵ J. Spiller, *Nowelizacja ustawy OZE. Wiele zmian, w tym regulacje dot. biometanu*, 2022, 9 sierpnia, <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/ustawa-oze-prawo-energetyczne-biometan-klasyfikacja-energiei-dyrektywa-red-ii-11531.html> (9.08.2022).

⁵⁵⁶ A. Barczyński, P. Barczyński, wyd. cyt., s. 12.

zownictwie sieciowym z powodów technicznych praktycznie nie wchodzi w grę. „Biogaz w Polsce mógłby stać się ważnym źródłem energii, które zwiększy stabilność podaży paliw gazowych, ale sektor biogazu w Polsce jest jeszcze słabo rozwinięty, mimo że ma dość duży potencjał”⁵⁵⁷.

W kontekście biometanu zastanawiający jest także niewykorzystany potencjał odpadów komunalnych. Mimo że obowiązkową, selektywną zbiórkę odpadów ulegających biodegradacji wprowadzono w Polsce w 2017 r., do dzisiaj nie udało się wykorzystać energetycznego potencjału zawartego w bioodpadach komunalnych, a instalacji produkujących z nich biogaz jest w Polsce zbyt mało. Od 2018 r. nie powstała żadna nowa instalacja tego typu.

Przyjmuje się, że potencjalny strumień bioodpadów komunalnych możliwych do skierowania do produkcji biogazu w Polsce wynosi ok. 2 mln Mg/rok⁵⁵⁸ i potencjalnie pozwoli wytworzyć biogaz w ilości 70 mln m³ rocznie. Jest to zasób energetyczny OZE możliwy do wytwarzania w lokalnym, rozproszonym systemie multienergetycznym.

Przyszłościową sprawą w Polsce jest także budowa rozległej sieci biogazowej dostarczającej biogaz z kilku instalacji do jednej centralnej elektrociepłowni wytwarzającej w skojarzeniu energię elektryczną oraz ciepło na potrzeby sieci komunalnej⁵⁵⁹.

Moim zdaniem zagadnienia regulacji sektora wytwarzania i dystrybucji biometanu staną się w najbliższych latach istotnym kierunkiem rozwoju rynku gazu w Polsce, zważywszy także bardzo duże fluktuacje cen paliwa gazowego (tj. gazu wysokometanowego) na europejskich giełdach towarowych. Stąd istotny wzrost produkcji biometanu w Polsce może pozytywnie wpłynąć na zaspokojenie rosnącego popytu wewnętrznego i w pewnym stopniu zneutralizować fluktuacje cenowe na krajowym rynku gazu istotnie uzależnionym od europejskich i światowych cen gazu⁵⁶⁰.

Wodór

Oprócz biometanu także wodór (w szczególności zielony i niebieski) stanowi obecnie istotny kierunek rozwoju energetyki, który w perspektywie 2030 r. będzie mocno promowany i wspierany przez Komisję Europejską jako jedno z kluczowych paliw transformacji energetycznej zachodzącej w Unii Europejskiej⁵⁶¹.

⁵⁵⁷ W. Kamrat, *Perspektywy rozwoju rynku gazu vs Europejski Zielony Ład*, „Przegląd Gazowniczy”, 2020, nr 3 (67), s. 19.

⁵⁵⁸ Czyli 2 mln t rocznie.

⁵⁵⁹ P. Szewczyk, *Biogaz produkowany z odpadów komunalnych. Problem czy potencjał do wykorzystania?* [w:] *Raport Biogaz w Polsce 2022*, Magazyn Biomasa, Warszawa 2022, s. 55.

⁵⁶⁰ W tym miejscu należy przypomnieć, że 26 sierpnia 2022 r. cena paliwa gazowego na holenderskim rynku kontraktów terminowych odnotowała swój historyczny rekord (chodzi w tym przypadku o giełdę holenderską TTF), osiągając poziom 346 EUR za 1 MWh. Warto także pamiętać, że w 2020 r. cena ta nie przekroczyła 20 EUR za 1 MWh, <https://pl.tradingview.com/symbols/NYMEX-TTF1>.

⁵⁶¹ Potwierdzeniem tego jest opinia przewodniczącej Komisji Europejskiej, wygłoszona 17 maja 2022 r. na I Środkowoeuropejskim Forum Technologii Wodorowych H2POLAND w Poznaniu: „zielony wodór jest niezbędny, aby położyć kres uzależnieniu Europy od niepewnego i niebezpiecznego dostawcy, jakim jest Rosja”.

Wodór jako paliwo alternatywne⁵⁶² pojawił się w debacie w 2018 r., m.in. na agendzie szczytu G20, z inicjatywy Austrii podczas jej prezydentury w UE i na I spotkaniu ministrów energii w Japonii. W latach 2018–2020 dokonano licznych analiz i opracowano strategię zakładającą znaczny wzrost wykorzystania wodoru jako alternatywnego dla paliw kopalnych nośnika energii⁵⁶³. Z analiz tych wynikało, że wodór ma kluczowe zastosowanie m.in.⁵⁶⁴ w gromadzeniu energii ze źródeł OZE, z natury niestabilnych, co w konsekwencji umożliwi poprawę parametrów ekonomicznych OZE (brak wyłączeń w przypadku okresowego „nadmiaru” energii), a także w zastąpieniu paliw kopalnych w niektórych wysokoemisyjnych procesach przemysłowych (w przemyśle stalowym, chemicznym, cementowym), gdzie stosowanie bezpośredniej elektryfikacji jest niecelowe. Wskazano także duży potencjał wytworzenia syntetycznych paliw wodoropochodnych (takich jak syntetyczna nafta lotnicza, syntetyczny olej napędowy oraz syntetyczne węglowodory do wytwarzania chemikaliów i nawozów) oraz zastosowania wodoru w wybranych segmentach transportu (w transporcie samochodowym, kolejowym i wodnym), gdzie należy wyeliminować napęd Diesla, ale gdzie koszty elektryfikacji (np. kolej) są wysokie lub zastosowanie systemów bateryjnych jest nieefektywne.

Na podstawie analiz Międzynarodowej Agencji Energii przewiduje się, że udział wodoru niskoemisyjnego w globalnej gospodarce wzrośnie z 10% w 2020 r. do 70% w 2030 r., gdy połowa niskoemisyjnego wodoru będzie wytwarzana w procesie elektrolizy (czyli wodór zielony), natomiast pozostała część będzie wytwarzana z węgla i gazu ziemnego z wykorzystaniem technologii CCUS i CCS (czyli wodór niebieski), a zielony wodór zaspokoi aż 24% światowego zapotrzebowania na energię do 2050 r., przy rocznej sprzedaży w wysokości 630 mld EUR⁵⁶⁵.

Dla państw członkowskich w kontekście wodoru punktem odniesienia są decyzje i ustalenia na poziomie UE zawarte w ramach „Europejskiego Zielonego Ładu”, a przede wszystkim założenia strategii wodorowej UE opublikowanej 8 lipca 2020 r.⁵⁶⁶

⁵⁶² Wodór charakteryzuje się wieloma cechami wyróżniającymi go na tle innych paliw, m.in. ma wysoką gęstość energii (po sprężeniu), wysoką kaloryczność i wartość opałową, małą lepkość, a przede wszystkim jest rewersyjnym nośnikiem energii. Potencjał wodoru dla procesu transformacji zeroemisyjnej wynika z tego, że zarówno podczas jego spalania (w czystym tlenie), jak i reakcji w urządzeniach elektrochemicznych (np. w ogniach paliwowych) nie wydzielają się żadne szkodliwe dla środowiska lub klimatu substancje. Jednym z podstawowych problemów tego gazu jest to, że nie występuje on w stanie wolnym i wymaga wyodrębnienia z innych związków. Ślad węglowy towarzyszący wodorowi zależy od metody jego pozyskania i choć wodór jako nośnik energii sam w sobie jest paliwem zeroemisyjnym, to jednak jego wytworzenie czy doczyszczanie może generować wysoki koszt ekologiczny i ekonomiczny.

⁵⁶³ G. Tchorek, *Wodór jako druga twarz OZE...*, „Przegląd Gazowniczy” 2020, nr 3 (67), s. 25.

⁵⁶⁴ J. Kaleta, *Unia Europejska stawia na wodór*, „Przegląd Gazowniczy” 2020, nr 3 (67), s. 22.

⁵⁶⁵ International Energy Agency, *Net zero by 2050. A roadmap for the global energy sector*, October 2021, https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf (13.08.2022).

⁵⁶⁶ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu, COM(2020) 301 final.

W dokumencie tym zwrócono uwagę na coraz większe zainteresowanie wodorem na świecie, będące następstwem jego roli jako surowca, paliwa i nośnika oraz magazynu energii, a także możliwości wykorzystania w przemyśle, transporcie, energetyce i budownictwie. Kluczowe znaczenie ma brak emisji przy jego stosowaniu i wynikające stąd znaczenie wodoru w planach osiągnięcia przez UE neutralności klimatycznej i zerowego poziomu zanieczyszczeń do 2050 r. Podkreślono też, że wodór stanowi jedynie 2% unijnego koszyka energetycznego i jest nadal wytwarzany głównie z paliw kopalnych (gazu ziemnego lub węgla). Udział ten wzrośnie do 13–14% w 2050 r., a zielony wodór będzie produktem elektrolizy i energii ze źródeł odnawialnych.

W dłuższej perspektywie wodór pozwoli na dokonanie przełomu w takich sektorach przemysłowych, jak chemia i hutnictwo. Europa ma szansę umocnić też swoją wiodącą pozycję w zakresie czystych technologii wodorowych, czemu sprzyjać będą inwestycje, które do 2050 r. mogą osiągnąć wartość od 180 do 470 mld EUR i zapewnić nawet milion nowych miejsc pracy.

Obecne plany inwestycyjne do 2030 r. zakładają globalne inwestycje w elektrolizery o mocy 8,2 GW, z tego prawie 60% w Europie. Według innych szacunków, w Europie do 2024 r. zostaną zainstalowane elektrolizery o mocy co najmniej 6 GW (z tego 5 GW w Niemczech), a do 2030 r. moc elektrolizerów wzrośnie do 40 GW, zapewniając tym samym produkcję ok. 10 mln t zielonego wodoru⁵⁶⁷. Drugie 40 GW mocy elektrolizerów KE prognozuje zainstalować w państwach sąsiadujących z UE od południa i wschodu – w Maroku i na Ukrainie. Kraje te zostały wskazane ze względu na korzystne warunki naturalne – wysoką wietrzność i nasłonecznienie, wystarczającą przestrzeń do budowy wielkoskalowych źródeł energii odnawialnej, a dzięki bliskiemu sąsiedztwu z UE mają szansę eksportować wodór rurociągami, co jest efektywniejsze kosztowo niż przesył energii elektrycznej na duże odległości. W 2030 r. ok. 3 mln t zielonego wodoru (118 TWh) mogłoby być transportowane do UE, stanowiąc 17% jej całkowitego zapotrzebowania⁵⁶⁸. W przypadku wykorzystania Ukrainy w strategii wodorowej UE plany KE na moment opracowania monografii zostały istotnie pokrzyżowane przez zbrojną agresję Rosji.

Implementacje europejskiej strategii wodorowej podzielono w ramach harmonogramu na trzy etapy: lata 2020–2024, 2025–2030 oraz 2030–2050. Założono przy tym, że priorytetem UE jest rozwój produkcji wodoru odnawialnego (*renewable hydrogen*) z wykorzystaniem OZE oraz silnego europejskiego przemysłu elektrolizerów. W krótszej perspektywie, czyli w początkowym etapie rozwoju europejskiego rynku wodorowego, dopuszczono konieczność produkcji niskoemisyjnego wodoru z paliw kopalnych (czyli m.in. niebieskiego wodoru wytwarzanego z gazu ziemnego) z wychwytywaniem, gromadzeniem oraz wykorzystaniem dwutlenku węgla – czyli z zastosowaniem technologii CCS (*Carbon Capture and Storage*).

⁵⁶⁷ J. Kaleta, wyd. cyt., s. 22.

⁵⁶⁸ M. Maj, A. Szpor, *Gospodarka wodorowa – kolejny święty Graal czy realna szansa?* „Przegląd Gazowniczy” 2020, nr 3 (67), s. 27.

Istotnym wyzwaniem dla realizacji strategii wodorowej UE jest pokonanie bariery cenowej. Obecna cena wodoru produkowanego z paliw kopalnych (np. niebieskiego) bez zastosowania technologii CCS wynosi 1,5 EUR/kg, cena dla wodoru z paliw kopalnych z zastosowaniem technologii CCS wynosi 2 EUR/kg oraz 3 do 5,5 EUR/kg dla wodoru zielonego. Szacuje się, że obniżka cen elektrolizerów, w następstwie zwiększenia skali ich produkcji, umożliwi w 2030 r. konkurencyjne wytwarzanie zielonego wodoru w regionach o taniej energii z OZE.

Nowe kierunki rozwoju energetyki, także w ramach gospodarki wodorowej, postulowane przez Komisję Europejską, wynikają wprost z opublikowanego 18 maja 2022 r. planu REPowerEU, który, jak już wspomniano, zakłada podjęcie intensywnych działań na rzecz ograniczenia zużycia energii i przekształcenia procesów przemysłowych, tak aby możliwe było zastąpienie gazu, ropy naftowej i węgla odnawialną energią elektryczną i wodorem ze źródeł innych niż kopalne.

Zgodnie z przyjętymi założeniami, szczególnie odnawialny wodór będzie miał znaczenie dla zastąpienia gazu ziemnego, węgla i ropy naftowej w gałęziach przemysłu i w transporcie, w których trudno obniżyć emisyjność. REPowerEU określa unijny cel na poziomie 10 mln t wewnętrznej produkcji wodoru odnawialnego i importu kolejnych 10 mln t do 2030 r. w ramach trzech korytarzy – śródziemnomorskiego, obszaru Morza Północnego oraz, w przyszłości, z Ukrainy. Wodór uzyskany z wykorzystaniem energii jądrowej ma także ważną rolę do odegrania.

Oczywiście wdrożenie tego rodzaju ambitnych planów wymaga powstania odpowiedniej infrastruktury wodorowej, przy czym Plan REPowerEU zakłada, że do 2030 r. powstanie infrastruktura wystarczająca do produkcji, przywozu, transportu i magazynowania 20 mln t wodoru. Państwa członkowskie będą musiały zdobyć się na wysiłek w tym obszarze, co oznacza konieczność wybudowania zarówno infrastruktury służącej do produkcji wodoru, jak i sieci rurociągów transportujących wodór, instalacji magazynowania wodoru czy terminali służących do przekształcania stanu skupienia⁵⁶⁹.

Aby przyspieszyć produkcję wodoru w UE, Komisja Europejska zaproponowała wprowadzenie nowych celów w dyrektywie OZE oraz zaapelowała o jak najszybsze zakończenie prac nad pakietem rynku wodoru i gazu (który obejmuje projekt rozporządzenia⁵⁷⁰ zastępujący obecne Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylający Rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 oraz projekt dyrektywy⁵⁷¹ zastępującej obecną Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego), udostępnienie dodatkowych środków finansowych w ramach programu „Horyzont Europa” (200 mln EUR), opublikowanie w naj-

⁵⁶⁹ K. Iwicki, A. Wawrzynowicz, M. Krzanowski, wyd. cyt., s. 63.

⁵⁷⁰ Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the internal markets for renewable and natural gases and for hydrogen (recast), COM/2021/804 final.

⁵⁷¹ Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen, COM/2021/803 final.

bliższych miesiącach pierwszej listy projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (PWZ) dotyczących wodoru oraz przyjęcie dwóch aktów delegowanych dotyczących definicji oraz produkcji odnawialnego wodoru⁵⁷².

Jak wynika z opisanych działań UE, zagadnienia związane z rozwojem technologii w zakresie zielonego wodoru w najbliższym czasie staną się jednym z priorytetowych obszarów zainteresowania Unii Europejskiej, co się odzwierciedli w środkach finansowych dostępnych w ramach programów finansowanych z budżetu UE.

Konsekwencją rozwoju europejskiego rynku wodorowego jest z kolei implementacja do otoczenia regulacyjnego w Polsce dokumentu „Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040” (PSW), która została opublikowana 7 grudnia 2021 r. jako strategiczny dokument określający główne cele rozwoju gospodarki wodorowej⁵⁷³ w Polsce i kierunki działań niezbędnych do ich osiągnięcia. Dokument wpisuje się w globalne, europejskie i krajowe działania mające na celu budowę gospodarki niskoemisyjnej. Celem PSW jest stworzenie polskiej gałęzi gospodarki wodorowej oraz jej rozwój na rzecz osiągnięcia neutralności klimatycznej i utrzymania konkurencyjności polskiej gospodarki. W dokumencie wskazano sześć celów szczególnych do realizacji: wdrożenie technologii wodorowych w energetyce i ciepłownictwie, wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie, wsparcie dekarbonizacji przemysłu, produkcja wodoru w nowych instalacjach, sprawny i bezpieczny przesył, dystrybucja i magazynowanie wodoru, stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego dla tego paliwa⁵⁷⁴. Cele te są stopniowo realizowane chociażby przez zawarcie „Porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce”, dzięki któremu w budowę gospodarki wodorowej zaangażowano szkoły wyższe oraz reprezentantów biznesu⁵⁷⁵.

W „Polskiej strategii wodorowej” wprowadzono podział wodoru na konwencjonalny (wytwarzany w różnych procesach, w których wykorzystuje się paliwa kopalne), niskoemisyjny (wytwarzany z nieodnawialnych lub z odnawialnych źródeł energii z niskim śladem węglowym) oraz odnawialny (wytwarzany w procesie elektrolizy wody, w którym wykorzystuje się energię elektryczną pochodzącą z OZE). PSW ma być swo-

⁵⁷² M. Olczak, wyd. cyt., s. 13.

⁵⁷³ Mianem gospodarki wodorowej określamy łącznie technologie wytwarzania, magazynowania, dystrybucji i wykorzystania wodoru, obejmujące scentralizowane i rozproszone systemy wytwarzania, magazynowania, transportu wodoru z wykorzystaniem sieci przesyłowej i dystrybucyjnej i innych form transportu, a następnie wykorzystanie go jako produktu końcowego (transport, przemysł, ciepłownictwo i energetyka zawodowa, przemysłowa i rozproszona w układach wytwarzania EE), oraz jako substratu w procesach przemysłowych, w tym w ramach wodorowych magazynów energii, do wytwarzania syntetycznych paliw i nośników energii.

⁵⁷⁴ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polska strategia wodorowa do roku 2030*, www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030.

⁵⁷⁵ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Podpisano „Porozumienie sektorowe na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce”*, www.gov.pl/web/klimat/podpisano-porozumienie-sektorowe-na-rzecz-rozwoju-gospodarki-wodorowej-w-polsce (16.08.2022).

istą „mapą” dla polskich władz do podejmowania działań prawnych i pozaprawnych na rzecz stworzenia polskiej gospodarki wodorowej⁵⁷⁶.

Obecnie posiadany potencjał krajowej produkcji wodoru, szacowany na 1–1,4 mln t rocznie, nie jest wystarczający do zastąpienia wykorzystywanych obecnie surowców, takich jak węgiel, ropa naftowa, gaz ziemny, paliwa płynne, a także importu energii elektrycznej⁵⁷⁷. W związku z tym Polska musi konsekwentnie rozwijać źródła wytwarzania wodoru.

Przewidywane w najbliższych latach zmiany w gospodarce oraz cele wymienione w PSW wskazują, że istnieje potencjał do zastąpienia wodorem ok. 0,45–2,76% zapotrzebowania krajowego na import paliw płynnych, energii i surowców energetycznych do 2030 r. Dokładna analiza wykazała, że w perspektywie 2030 r. wprowadzenie wodoru nie przyczyni się istotnie do poprawy bilansu handlowego, ze względu na przewidywaną skalę gospodarki wodorowej. W scenariuszu realizacji celów PSW w perspektywie do 2030 r. zastosowanie wodoru w sektorze transportu może przynieść roczne oszczędności wskutek zastąpienia importu surowców energetycznych i paliw płynnych na ok. 36,5–38,5 mln EUR, w przypadku energetyki i ciepłownictwa – 43,3–45,8 mln EUR, a w przypadku przemysłu 234,8–248,0 mln EUR, co daje sumaryczną roczną wartość 314,6–332,35 mln EUR. Natomiast w skali dekady po 2030 r. przewiduje się oszczędności, w zależności od przyjętego scenariusza, od 3,5 do 7 mld EUR⁵⁷⁸.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska twierdzi, że w perspektywie najbliższych kilku lat wodór nie będzie miał jednak kluczowego wpływu na neutralność klimatyczną czy poprawę bezpieczeństwa energetycznego Polski, natomiast po 2030 r. wpływ ten może być kluczowy⁵⁷⁹.

Istotną rolę w planowanej transformacji energetycznej przy wykorzystaniu wodoru powinny odgrywać również przedsiębiorstwa gazownicze, które będą musiały się przystosować do nowej rzeczywistości. Jednocześnie wdrożenie nowych technologii może stanowić dla nich impuls do dalszego rozwoju, a także pozwolić im na odegranie istotnej roli w budowie tzw. systemów multienergetycznych (*Multi-Energy Systems* – MES), tj. zintegrowanych systemów gazowniczych i elektroenergetycznych⁵⁸⁰. Także zdaniem S. Nagya w kontekście realizacji strategii wodorowej UE system gazowniczy ma

⁵⁷⁶ M. Krzanowski, A. Wawrzynowicz, *Zaangażowanie Izby Gospodarczej Gazownictwa w rozwój sektora wodoru i biogazu*, „Przegląd Gazowniczy” 2021, nr 4 (72), s. 23.

⁵⁷⁷ Prezentowane informacje pochodzą z opracowania: Instytut Energetyki, *Analiza potencjału technologii wodorowych w Polsce do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku*, na podstawie którego powstała PSW.

⁵⁷⁸ S. Byliński, *Wodór jako element bezpieczeństwa energetycznego*, Przegląd Gazowniczy, Warszawa, czerwiec 2022, s. 21.

⁵⁷⁹ Taki pogląd wyraził w czerwcu 2022 r. na łamach „Przeglądu Gazowniczego” S. Byliński, dyrektor Departamentu Elektromobilności i Gospodarki Wodorowej Ministerstwa Klimatu i Środowiska, tamże.

⁵⁸⁰ K. Iwicki, A. Wawrzynowicz, M. Krzanowski, wyd. cyt., s. 63.

ogromną rolę do odegrania w następnych kilku dekadach, niezależnie od strategii zastępowania gazu ziemnego jako mniej emisyjnego paliwa kopalnego w energetyce⁵⁸¹.

Analizując więc zagadnienia gospodarki wodorowej z perspektywy infrastrukturalnej, warto zwrócić uwagę, że na potrzeby transportu i magazynowania wodoru mogą zostać wykorzystane zarówno istniejący system gazu ziemnego, jak i system przeznaczony wyłącznie dla wodoru, ten drugi jednak musiałby zostać wybudowany w najbliższych latach od zera.

W zakresie możliwej do zatłaczania do sieci gazowej procentowej domieszki wodoru zarysowało się istotne zróżnicowanie stanowisk.

W opinii Międzynarodowej Agencji Energetycznej w początkowej fazie rozwoju, czyli w perspektywie do 2030 r., wodór niskoemisyjny (niebieski) będzie wykorzystywany w sposób niewymagający budowy nowej infrastruktury przesyłowej czy dystrybucyjnej. W przypadku mieszania wodoru z gazem ziemnym w sieciach gazowych średnia ilość dodawanego wodoru wynosić będzie 15% (według objętości), co zmniejszy emisję CO₂ wynikające z zużycia gazu o ok. 6%⁵⁸².

W ramach modelu niemieckiego w tzw. przejściowym rozporządzeniu dotyczącym sieci wodorowych w Niemczech zakłada się wybudowanie autonomicznej i dedykowanej infrastruktury transportowej dla wodoru, gdzie dozwolona jest domieszka (niem. *Beimischung*) wodoru w sieciach gazociągowych nie większa niż 10%.

Z kolei polska strategia wodorowa zakłada osiągnięcie do 2030 r. zdolności transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej ok. 10% gazów innych niż ziemny (czyli gazów zdekarbonizowanych, takich jak biometan czy wodór).

Natomiast w ramach zrealizowanego w Wielkiej Brytanii projektu HyDeploy przeprowadzonego w Campus Keele University w Staffordshire wykazano, że możliwe i bezpieczne jest mieszanie do 20% objętości wodoru z gazem ziemnym. Projekt ten będzie stanowić podstawę usankcjonowania zastosowania 20% domieszki wodoru do gazu ziemnego dla rządu, co także pozytywnie wpłynie na osiągnięcie celu klimatycznego Wielkiej Brytanii – zerowej emisji dwutlenku węgla do 2050 r.⁵⁸³

⁵⁸¹ S. Nagy, *Kluczowe obszary gazownictwa w procesie transformacji energetycznej*, „Przegląd Gazowniczy” 2020, nr 3 (67), s. 11.

⁵⁸² International Energy Agency, *Net zero...*

⁵⁸³ Projekt HyDeploy przeprowadzono w Campus Keele University w Staffordshire, UK w latach 2019–2021. Testowano mieszaninę gazu ziemnego i wodoru w ramach autonomicznej sieci gazowej Keele University w 100 domach prywatnych i 30 budynkach uniwersyteckich. W próbie wykorzystano mieszaninę o zawartości wodoru do 20% objętości i testowano wpływ wodoru na materiały, z których zbudowano sieć gazową oraz bezpieczeństwo użytkowników. Wyniki potwierdziły, że domieszka wodoru do 20% objętości nie oddziałuje negatywnie na materiały stosowane w infrastrukturze sieciowej (rurach gazowych i instalacjach wewnętrznych w obiektach, tj. kotłach, płytach kuchennych, kuchenkach, układach pomiarowych). Mieszanie do 20% objętości wodoru z gazem ziemnym testowano także w przemyśle – w zakładach Pilkington Glass do produkcji tafli szkła „float” oraz w zakładach Unilever w produkcji chemii gospodarczej. Z. Robinson, A. Peacock, M. Thompson, P. Catney, *Consumer perceptions of blended hydrogen in the home: learning from HyDeploy*, Keele University, 2022.

PSW szczególnie nacisk kładzie na model, w którym na potrzeby transportu i magazynowania wodoru może zostać wykorzystany istniejący system gazu ziemnego. Niewątpliwie implementacja takiego podejścia będzie wymagała zrealizowania przez operatorów systemów gazowych wielu inwestycji, które pozwolą na bezpieczne domieszkowanie wodoru do gazu ziemnego w istniejących sieciach gazowych (osobnym wyzwaniem będzie dostosowanie urządzeń odbiorców końcowych do spalania tego rodzaju paliwa). Taki model pozwoliłby także na magazynowanie mieszaniny gazów z domieszką wodoru w istniejących instalacjach magazynowania, a także na szybszy rozwój technologii wodorowych, nie wymaga bowiem czasochłonnej budowy odrębnej infrastruktury, umożliwia także wykorzystanie istniejących struktur i kompetencji przedsiębiorstw gazowniczych.

Komisja Europejska, jakkolwiek dopuszcza i uznaje za pożądane włączanie wodoru do istniejących sieci gazowych, to jednak uznaje taki model za mniej efektywny niż utworzenie rynku wodoru odrębnego od rynku gazu ziemnego. Dlatego większy nacisk kładzie na stworzenie odrębnej infrastruktury, przeznaczonej wyłącznie dla wodoru o wysokim stopniu czystości, przy czym powinna ona służyć nie tylko wodrowi zielonemu, ale także niskoemisyjnemu (niebieskiemu).

We wspomnianym pakiecie legislacyjnym rynku wodoru i gazu, opublikowanym 15 grudnia 2021 r., zakłada się wprowadzenie odrębnych regulacji dla rynków gazu ziemnego i wodoru. Jednocześnie przewiduje się utworzenie infrastruktury, odrębnej od infrastruktury gazowej, która będzie służyła wyłącznie do transportu, magazynowania oraz zmiany stanu skupienia wodoru. Co istotne, tego rodzaju infrastrukturą nie będzie transportowana mieszanina gazu ziemnego i wodoru, ale wyłącznie wodór o wysokim stopniu czystości. Powołani zostaną odrębni operatorzy obsługujący tego typu infrastrukturę, a dodatkowo zakłada się nawet rozdział prawny operatorów sieci gazowych i wodorowych (przyjęcie takich rozwiązań może uniemożliwić budowę i eksploatację sieci wodorowych przez dotychczasowych operatorów gazowych OSP, OSD).

Zaproponowane przez Komisję Europejską rozwiązania mogą budzić wątpliwości natury praktycznej, ewentualne ograniczenie roli przedsiębiorstw gazowniczych na rynku wodoru wydaje się bowiem nieuzasadnione, wręcz przeciwnie – te przedsiębiorstwa dysponują odpowiednimi kompetencjami, aby technologie wodorowe rozwijać i wdrażać w praktyce. Stanowisko takie podziela m.in. Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu (ENTSOg), która akcentuje konieczność umożliwienia operatorom systemów przesyłowych gazu podejmowania działań o charakterze międzysektorowym (a więc i międzysystemowym), w tym możliwości wykorzystywania instalacji pozwalających na przekształcenie jednej postaci energii do innej (np. *Power-to-Gas* – P2G) w drodze działalności rynkowej lub regulowanej⁵⁸⁴.

⁵⁸⁴ European Network of Transmission System Operators for Gas, *ENTSOg 2050 roadmap for gas grids*, www.entsog.eu/entsog-roadmap-2050 (16.08.2022).

Na obecnym etapie wspomniane projekty legislacyjne zostały poddane konsultacjom, a ich ostateczny kształt nie jest na razie znany. Niezależnie od wątpliwości w najbliższym czasie należy oczekiwać znacznej presji na rozwój technologii wodorowych zarówno polegających na zatłaczaniu wodoru do istniejących sieci gazowych, jak i na rozbudowie odrębnej infrastruktury wodorowej.

Budowa infrastruktury sieciowej dedykowanej dla gazów odnawialnych, w tym także dostosowanie istniejącej infrastruktury gazowej do domieszki wodoru, jest poważnym wyzwaniem inwestycyjnym dla operatorów gazowych. Żeby sprostać takim wyzwaniom, konieczne będzie przededefiniowanie podejścia regulacyjnego URE do postępowań taryfowych i uzgodnień planów rozwoju OSD i OSP, przebudowa systemu taryfowania w obszarze dystrybucji, gdzie postuluje się implementację dedykowanego systemu *entry-exit*, czy też zmiana modelu finansowania przyłączy oraz wysiłki pozwalające na pozyskanie dofinansowania ze źródeł zewnętrznych⁵⁸⁵.

3.4.6. Konkluzja

W opinii S. Nagya polityka energetyczna Polski powinna uwzględniać zarówno cele strategiczne polityki klimatycznej UE, jak i trudności wdrożenia technologii bezemisyjnych wytwarzania energii. Powinny zostać sformułowane krajowe, pośrednie cele klimatyczne związane z procesem zazielenienia gazu ziemnego biometanem i niebieskim wodorem⁵⁸⁶ (z gazu ziemnego w połączeniu z technologią CCUS/CCS⁵⁸⁷) na lata 2030, 2035 i 2040. Zdaniem tego badacza prawdopodobnie nie będzie możliwe uzyskanie neutralności klimatycznej UE, w tym także Polski, a nawet całego świata do 2050 r. Stąd gaz jako paliwo przejściowe nawet w przypadku pełnego sukcesu gospodarki wodorowej wykorzystywane będzie do produkcji niebieskiego wodoru⁵⁸⁸.

Należy więc postawić tezę, że pomimo wyrażonych w kolejnych aktach UE zaostających się wymagań w zakresie obniżenia emisji CO₂, przez zastąpienie energetyki wysokoemisyjnej opartej na paliwach kopalnych energetyką opartą na OZE i wodorze, gaz ziemny nie tylko będzie pełnił funkcję paliwa przejściowego w ramach unijnej polityki klimatycznej, ale będzie miał status paliwa przejściowego w ramach transfor-

⁵⁸⁵ K. Iwicki, A. Wawrzynowicz, M. Krzanowski, wyd. cyt., s. 63–65.

⁵⁸⁶ Zielony wodór jest produkowany w procesie elektrolizy wody, który wymaga dużych nakładów energii elektrycznej. Aby metoda ta była neutralna emisyjnie, energia elektryczna zasilająca proces musi pochodzić ze źródeł odnawialnych, takich jak energia słoneczna lub wiatrowa. Wodór niebieski jest produkowany z wykorzystaniem paliw kopalnych, przy czym do zmniejszenia poziomu zanieczyszczeń w procesie produkcyjnym wykorzystuje się metody wychwytu dwutlenku węgla takie jak najczęściej stosowane technologie CCS (*Carbon Capture and Storage*) oraz CCU (*Carbon Capture and Utilization*). R. Bigda, *Zielony wodór a światowa strategia wodorowa*, Instytut Technologii Paliw i Energii, www.ichpw.pl.

⁵⁸⁷ Zdaniem S. Nagya bez wprowadzenia technologii wychwytu CO₂ i jego utylizacji lub geologicznego składowania CCUS/CCS nie jest możliwe osiągnięcie neutralności klimatycznej.

⁵⁸⁸ S. Nagy, „Przegląd Gazowniczy”, wrzesień 2022, s. 11–16.

macji energetycznej jeszcze przez długi okres – znacznie przekraczający 2050 r. Nato-
miast głębsza analiza scenariuszy rozwoju w tym zakresie wskazuje, że powinien
on pozostać nośnikiem energii jeszcze przez długi czas – nawet do końca XXI w.⁵⁸⁹

3.5. Regulacja segmentów dystrybucji gazu jako monopoli naturalnych

W relacji do wcześniejszej tezy mówiącej o kluczowej roli gazu w polskiej transfor-
macji klimatycznej należy postawić pytanie – co należy zrobić w celu zapewnienia ren-
towności inwestycji w infrastrukturę gazu jako paliwa przejściowego przy założeniu,
że trend dekarbonizacyjny związany z unijną polityką klimatyczną około 2040 r. istot-
nie ograniczy polski rynek gazu, a tym samym zmniejszy rentowność inwestycji znaj-
dujących się w zaawansowanej fazie realizacji.

Moim zdaniem do najważniejszych stymulatorów, które należy wzmocnić, aby
zwiększyć rentowność inwestycji w sektorze gazu, należy zapewnienie odpowiednie-
go środowiska regulacyjnego, w tym bodźcowych taryf wieloletnich, które zapewnią
stabilną perspektywę inwestycyjną dla inwestorów w sektorze energetycznym.
Przede wszystkim należy się skoncentrować na propozycji wprowadzenia taryfy wie-
loletniej dla sektora dystrybucji gazu. Temat ten staje się ważny w kontekście koniecz-
nej rezygnacji przez URE z obowiązku taryfowania spółek obrotu gazu dla odbiorców
indywidualnych i tym samym całkowitej deregulacji rynku sprzedawców energii⁵⁹⁰ –
w co należy wątpić w dłuższym terminie w kontekście dynamicznego wzrostu cen
paliwa gazowego i energii elektrycznej na krajowych i światowych giełdach energii
w 2021 r.⁵⁹¹ Spółki dystrybucyjne i przesyłowe nadal będą podlegać obowiązkowi
przygotowania taryf i przedłożenia ich URE do akceptacji.

⁵⁸⁹ J. Stern, *Narratives for natural gas in decarbonising European energy markets*, The Oxford Insti-
tute for Energy Studies, OIES Paper no. NG141, 2019; S. Nagy, *Kluczowe obszary...*, s. 11.

⁵⁹⁰ Polski rząd zdecydował się na przedłużenie do 2027 r. taryfowania gazu dla gospodarstw
domowych oraz instytucji pożytku publicznego, co oznacza, że planowana na 2024 r. pełna liberali-
zacja rynku gazu zostaje wstrzymana.

⁵⁹¹ Zdaniem autora nieoczekiwany i dynamiczny wzrost zapotrzebowania na energię i paliwa
kopalne, w tym gaz ziemny, na świecie w wyniku wzrostu koniunktury gospodarczej w wielu
państwach (w tym przede wszystkim w Chinach) po otwarciu się rynków z lockdownu po pan-
demii COVID-19 spowodował kryzys cenowy energii elektrycznej i gazu na polskim rynku pod koniec
2021 r. Źródłem tego kryzysu stały się wysokie hurtowe ceny energii oraz koszty zakupu uprawnień
do emisji CO₂, które stanowią 59% średniej ceny energii. Na przykład w listopadzie 2020 r. cena ener-
gii w kontraktach terminowych wynosiła 242 zł/MWh, by w listopadzie 2021 r. osiągnąć 470 zł/MWh
z tendencją wzrostową. W 2021 r. koszt emisji uprawnień wzrósł prawie o 300% z ok. 30 EUR
do prawie 90 EUR za tonę. Z tego powodu od 1 stycznia 2022 r. łączny średni wzrost rachunku staty-
stycznego gospodarstwa domowego rozliczanego kompleksowo (tj. sprzedaż i dystrybucja w gru-
pie G11 dla energii elektrycznej i W1 do W3 dla gazu ziemnego) wyniósł ok. 24% dla energii
elektrycznej i 58% dla gazu ziemnego w stosunku do 2021 r. i był najwyższy w historii polskiej ener-
getyki. W wielu przypadkach w ramach podwyżek cen gazu odbiorcy instytucjonalni, np. wspólnoty
czy spółdzielnie mieszkaniowe, które nie są traktowane zgodnie z obowiązującym prawem energe-

Taryfa dla PSG czy Gaz-Systemu jako operatorów gazowniczych jest podstawowym źródłem przychodów w ramach działalności koncesjonowanej polegającej na transporcie gazu siecią gazociągów w sposób bezpieczny i ekonomicznie efektywny. Taryfa powinna być więc skonstruowana w taki sposób, aby pokryć uzasadnione koszty działalności operacyjnej i zapewnić odpowiedni zwrot z zaangażowanego kapitału. W przypadku, gdy amortyzacja służy do finansowania remontów i inwestycji odtworzeniowych, zwrot z kapitału powinien być przeznaczany przez operatora jako wynagrodzenie dla właściciela, tj. PGNiG w przypadku PSG i Skarbu Państwa w przypadku Gaz-Systemu w postaci dywidendy i na inwestycje rozwojowe w system gazowniczy. Czyli od wielkości taryfy będzie w najbliższych latach zależał poziom zdolności tych operatorów do realizacji inwestycji w rozwój swoich systemów gazowniczych.

Z perspektywy polskiej gospodarki inwestycje w krajowy system OSD i OSP to inwestycje w podniesienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, kreowanie popytu wewnętrznego na gaz ziemny jako źródło energii, neutralizacja ubóstwa energetycznego i stymulowanie wzrostu gospodarczego przez dynamiczny proces gazyfikacji. Polski regulator, równoważąc interesy odbiorców paliwa gazowego i przedsiębiorstwa energetycznego, z jednej strony zapewnia akceptowalny dla rynku poziom cen, a z drugiej powinien zadbać o taki poziom stawek taryfowych, aby zapewnić operatorom środki na inwestycje. Zapewnienie w obecnej sytuacji rynkowej stabilnego otoczenia regulacyjnego dla inwestujących w infrastrukturę gazowniczą powinno być priorytetem dla decydentów, tym bardziej że Polska jest ostatnim z krajów UE, który nie posiada taryf wieloletnich o charakterze bodźcowym dla operatorów gazowniczych, a poziom stawek dla PSG i Gaz-Systemu ustalany jest w perspektywie 12 miesięcy. Taka sytuacja bardzo utrudnia jakiegokolwiek długoterminowe planowanie w zakresie rentowności inwestycji i generuje wzrost ryzyka inwestycyjnego dla instytucji finansujących, głównie banków. W związku z tym temat taryfowania długoterminowego opartego na zachętach w polskim gazownictwie zaczyna być kluczowy.

Jak już wspomniano, 1 lipca 2007 r. nastąpiło uwolnienie rynku energii w Polsce. Od tego czasu każdy odbiorca może kupić energię elektryczną i gaz u wybranego przez siebie sprzedawcy (spółki obrotu). Uwolnienie rynku energii miało na celu wzmocnienie konkurencji na krajowym rynku, co miało wpłynąć na obniżenie cen. Zgodnie z zasadami wolnego rynku, sprzedawcy energii elektrycznej i gazu mają rywalizować o klientów, ograniczając koszty i oferując prąd i gaz po atrakcyjnych cenach. W związku z uwolnieniem rynku energii Prezes URE zwolnił z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia przedsiębiorstwa obrotu. Obecnie odbiorca energii może negocjować ceny energii elektrycznej i gazu oraz warunki dokonywania rozli-

tycznym jako odbiorcy indywidualni objęci taryfą, otrzymali kilkusetprocentowy wzrost cen gazu – co spowodowało protesty i niepokój społeczny. W związku z tym zdaniem autora rosnące na światowych rynkach ceny gazu i energii elektrycznej zablokują uwolnienie cen energii dla polskich odbiorców w gospodarstwach domowych i spowodują kontynuację obowiązku taryfowania przez spółki obrotu.

czeń, a wszystkie kwestie dotyczące praw i obowiązków stron, w tym okres rozliczeniowy powinna zawierać umowa. Przedsiębiorstwa obrotu przedkładają do zatwierdzenia Prezesowi URE wyłącznie taryfy zawierające ceny energii elektrycznej i gazu oraz zasady rozliczeń dla odbiorców zaliczanych do grupy G, to jest odbiorców w gospodarstwach domowych. Liberalizacja rynku energii elektrycznej i gazu nie objęła natomiast przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w zakresie przesyłu lub dystrybucji energii elektrycznej i gazu.

Na polskim rynku dystrybucja oraz przesył energii elektrycznej i gazu są przykładami monopolu naturalnego. Wynika to z samej natury dostarczanej usługi, jaką jest transport energii elektrycznej i paliwa gazowego, gdyż ze względów technicznych konkurencja wielu podmiotów w tym obszarze jest niemożliwa, a bariera kapitałowa wejścia na rynek bardzo wysoka. Ekonomicznie bezzasadne jest budowanie równoległych sieci gazociągów czy wręcz niemożliwe technicznie, np. w miastach, więc przedsiębiorstwa będące operatorami systemów dystrybucyjnych i przesyłowych stają się monopolistami, dlatego OSP i OSD nadal mają obowiązek przedkładania corocznie taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE.

Konkludując, można stwierdzić, że z rozważań w niniejszym rozdziale wynika jednoznacznie, że wieloetapowe tworzenie wartości ekonomicznej gazu jest procesem skomplikowanym technologicznie i wymagającym zastosowania przez właściciela każdego z etapów odpowiedniego mechanizmu kalkulacji kosztów, a przez to ustalenie niedyskryminującej ceny końcowej dla poszczególnych segmentów odbiorców wymaga podejścia empirycznego przy uwzględnieniu wielu zmiennych. Teoria ekonomii regulacyjnej stawia do dyspozycji decydentów sprawdzone w wieloletniej praktyce mechanizmy i podejścia do kształtowania taryf – również w sektorze przedsiębiorstw użyteczności publicznej magazynowania, przesyłu i dystrybucji paliwa gazowego.

W kolejnym rozdziale zostaną więc zaprezentowane teoretyczne i praktyczne rozwiązania w zakresie ustalania taryf w zakresie transportu gazu rurociągami przesyłowymi i dystrybucyjnymi. Jest to szczególnie ważne zagadnienie w przypadku liberalizującego się polskiego sektora gazowniczego, który, jak wynika z zaprezentowanych przykładów, jest w przeważającym zakresie państwowym monopolem naturalnym, pozbawionym całkowicie konkurencji – tak jak w przypadku magazynowania i przesyłu gazu, lub z mocno ograniczoną konkurencją – tak jak w przypadku dystrybucji i sprzedaży detalicznej gazu. Stąd w przypadku powyższych segmentów rynku gazu niezbędna jest więc efektywna regulacja stosująca sprawdzone w praktyce rozwiniętych jurysdykcji rozwiązania i podejścia do ustalania taryf.

Rozdział 4

Systematyka podejść do regulacji cen w przesyłach i dystrybucji gazu ziemnego. Metodyka kształtowania taryf w gazownictwie

4.1. Wprowadzenie do zagadnienia

W niniejszym rozdziale zaprezentowano systematykę najważniejszych podejść do regulacji przychodów i tym samym taryf dla przedsiębiorstw energetycznych będących operatorami systemów gazowniczych. Najpierw opisano podstawowe koncepcje wyznaczenia taryf w gazownictwie – na podstawie wartości rynkowej świadczonych usług oraz na podstawie wartości kosztu świadczonych usług. W dalszej części zaprezentowano kryteria oceny systemu taryfowego oraz podstawowe rodzaje systemów ustalania opłat taryfowych dla przedsiębiorstwa energetycznego. Następnie opisano najważniejsze metody ustalania przychodu regulowanego dla przedsiębiorstwa gazowniczego.

Wejście nowych dostawców na rynek monopolu jest istotnie ograniczone z powodu wysokich kosztów dostępu do rynku. Jest to szczególnie widoczne w przypadku rynku przesyłu i dystrybucji gazu gazociągami (czyli innymi słowy transportu gazu gazociągami), gdzie pojawia się poważna bariera kapitałowa wejścia na ten rynek. Ogólnie w przypadku rynku inwestycji i eksploatacji urządzeń infrastruktury sieciowej, takich jak autostrady, gazociągi, wodociągi, ciepłociągi itp. z przyczyn technicznych i rynkowych nie ma zasadności funkcjonowania takiej infrastruktury dwóch różnych przedsiębiorstw w bezpośredniej bliskości, tym bardziej że nakłady inwestycyjne na jej budowę są bardzo wysokie⁵⁹².

Szczególnym przykładem działania monopolu naturalnych są przedsiębiorstwa infrastrukturalne posiadające rozbudowaną sieć i działające w branżach: energetycznej, telekomunikacyjnej, wodno-kanalizacyjnej czy drogowo-kolejowej. Cechą charakte-

⁵⁹² Dla przykładu planowany koszt budowy 1 km gazociągu wysokiego ciśnienia Tworóg-Kędzierzyn Koźle o średnicy 1000 mm miał wynieść na bazie prognozy Gaz-Systemu 5 mln PLN. Gazociąg ten jest istotnym elementem gazowego Korytarza Północ-Południe, który połączy Terminal LNG w Świnoujściu oraz gazociąg Baltic Pipe z południem Polski i interkonektorami na Słowację i Ukrainę. Z kolei według autorskich obliczeń firmy Multiconsult Polska koszt budowy 1 km autostrady na przykładzie A1 odcinka C to 35 mln PLN.

rystyczną tych przedsiębiorstw jest działanie na określonym obszarze geograficznym (w tym np. obszarze konkretnego państwa) na zasadzie wyłączności, z reguły gwarantowanej przez państwo ze względu na wysoki poziom niezbędnych nakładów inwestycyjnych, znaczny poziom kapitałochłonności prowadzonej działalności, bardzo długi okres zwrotu nakładów inwestycyjnych oraz konieczność świadczenia usług o charakterze publicznym.

Należy jednak zauważyć, że na rozwiniętych rynkach infrastrukturalnych⁵⁹³ operatorzy przesyłowi i dystrybucyjni gazu mogą także działać w warunkach otoczenia konkurencyjnego. Sytuacja taka występuje w krajach, w których istnieją konkurencyjne względem siebie gazowe systemy przesyłowe. Przykładami są Stany Zjednoczone i Niemcy, gdzie konkurencja pomiędzy OSP określana jest mianem konkurencji gazu z gazem (*gas-to-gas competition*)⁵⁹⁴. W przypadku rynku usług dystrybucji gazu ziemnego zazwyczaj mamy do czynienia z rynkiem konkurencyjnym. W przypadku polskiego rynku sytuacja jest jednak bardzo specyficzna, ponieważ pomimo 98% udziału w rynku największego gazowego operatora dystrybucyjnego (OSD) mamy do czynienia z sytuacją, w której zwłaszcza na terenie gmin niezgazyfikowanych pojawiają się konkurencyjni OSD. Pozycja rynkowa wspomnianego OSD jest dominująca, a bariera wejścia kapitałowego na ten rynek bardzo wysoka, dlatego możemy określić polski rynek dystrybucji gazu jako rynek o cechach oligopolu. Dodatkowo, paliwo gazowe jako nośnik energii konkuruje z innymi nośnikami, takimi jak energia elektryczna (w tym także z OZE), olej opałowy czy węgiel. W związku z tym, dokonując oceny rynku, należy uwzględnić możliwość zmiany nośnika energii przez odbiorcę gazu (w ramach tzw. zjawiska *interfuel competition*) w warunkach, w których cena gazu łącznie z usługą transportu przestanie być konkurencyjna w stosunku do ceny (zawierającej koszty transportu) innych nośników energii.

Transport gazu w niniejszej pracy rozumiany jest właśnie jako przesył i dystrybucja gazociągami przesyłowymi, którego operatorami są Operatorzy Systemów Przesyłowych (OSP), oraz gazociągami dystrybucyjnymi, których operatorami są Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD).

W Polsce stosuje się kilka kryteriów podziału gazociągów. Podstawowym kryterium, które determinuje przypisanie gazociągu do konkretnego rodzaju operatora, jest maksymalne ciśnienie robocze. Zgodnie z przyjętą w Polsce systematyką OSP eksploatuje gazociągi wysokiego ciśnienia o ciśnieniu roboczym powyżej 1,6 MPa. Jedyнным w Polsce OSP gazowym jest przedsiębiorstwo Gaz-System z siedzibą w Warszawie, które zarządza obecnie siecią 11 394 km gazociągów wysokiego ciśnienia⁵⁹⁵.

⁵⁹³ Do takich rynków zaliczam także polski rynek dystrybucji i przesyłu gazu gazociągami, chociaż obecnie nadal 40% gmin nie ma dostępu do gazu. Pomimo tego faktu na terenie Polski działa największy operator systemu dystrybucyjnego w Europie, jakim jest Polska Spółka Gazownictwa.

⁵⁹⁴ S. Hinc, *Struktury oraz metody kształtowania taryf przesyłowych w gazownictwie*, Politechnika Warszawska, Warszawa 2007, s. 41.

⁵⁹⁵ Dane Spółki Gaz-System z 2021 r.

Gazociągi pozostałych ciśnień eksploatowane są przez OSD⁵⁹⁶. Największym z krajowych operatorów gazowych jest Polska Spółka Gazownictwa (PSG) z siedzibą w Tarnowie, która zarządza siecią 191 000 km gazociągów wszystkich ciśnień, także gazociągów o ciśnieniu roboczym przekraczającym 1,6 MPa. PSG jest największym w Polsce operatorem gazowym posiadającym udział w krajowym rynku dystrybucyjnym na poziomie 98%.

Informacje te wskazują, że zarówno Gaz-System, jak i PSG mają pozycję dominującą na krajowym rynku transportu gazu i w związku z tym podlegają regulacji przez instytucje państwowe. Jak już wspomniano, w przypadku usług przesyłowych mamy do czynienia z typowym monopolem Gaz-Systemu, natomiast w przypadku PSG, gdzie występuje konkurencja niedoskonała mamy do czynienia z oligopolem. W obu przypadkach jest to monopol i oligopol państwowy.

Historycznie segmenty dystrybucji stanowiły część pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw – podmiotów zasiedziałyh będących monopolistami na rynkach energii elektrycznej i gazu ziemnego w swoich krajach. Podmioty te często mogły wykorzystywać swoją pozycję dominującą na rynku do stosowania praktyk ograniczających rozwój konkurencji. Do najczęściej spotykanych tego typu zachowań można zaliczyć⁵⁹⁷:

- tworzenie technicznych barier, np. kosztownych i długotrwałych procedur dla odbiorców końcowych, którzy chcą zmienić dostawcę energii elektrycznej lub gazu, poprzez wprowadzanie skomplikowanych wymagań technicznych wobec systemów pomiarowo-rozliczeniowych, w tym obowiązek instalacji nowych systemów;
- manipulację taryfami dostępu do sieci, np. operator systemu dystrybucyjnego będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo może wymagać od klientów zmieniających dostawcę przedstawienia informacji dotyczących nowego kontraktu, a następnie w sposób selektywny oferować zniżki tylko wybranym klientom;
- manipulację zdolnościami przesyłowymi i dystrybucyjnymi;
- częste zmiany zasad zarządzania i alokacji przepustowości linii elektrycznych i gazociągów w celu utrudnienia korzystania z sieci innym użytkownikom, niezwiązanym z podmiotem dominującym.

Poza wymienionymi praktykami, przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo mogły stosować niezgodne z dyrektywami i obowiązującymi zasadami rynkowymi techniki subsydiowania skrośnego poszczególnych swoich segmentów działalności, a więc

⁵⁹⁶ Chodzi o gazociągi: niskiego ciśnienia o ciśnieniu roboczym do 10,0 kPa włącznie, gazociągi średniego ciśnienia o ciśnieniu roboczym od 10,0 kPa do 0,5 MPa włącznie oraz gazociągi podwyższonego średniego ciśnienia o ciśnieniu roboczym powyżej 0,5 MPa do 1,6 MPa włącznie.

⁵⁹⁷ B. Nowak, *Rozdział przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo w sektorze energii elektrycznej i gazu na podstawie dyrektyw elektroenergetycznej i gazowej. Mit czy rzeczywistość?* „Studia Europejskie” 2007, nr 2.

pokrywania strat z jednej działalności zyskami z innej, co stanowi kolejny przykład zachowania ograniczającego rozwój konkurencji.

W związku z tym, aby przeciwdziałać tym zachowaniom, w latach 90. XX w. decyzją państw członkowskich Unii Europejskiej postanowiono o otwarciu tych rynków na konkurencję w sposób stopniowy (ewolucyjny). Zabieg ten odbył się z wykorzystaniem dekompozycji wertykalnej (*unbundling*), która polega na rozdzieleniu działalności zintegrowanego pionowo przedsiębiorstwa na poszczególne fazy, wśród których wyróżnia się: fazę produkcji (wydobycia), fazę przesyłu pod postacią sieci nadrzędnych, fazę dystrybucji rozumianą jako system sieci rozdzielczej i urządzeń obsługi odbiorców (w tym gazomierzy) i fazę sprzedaży energii. Konsekwencją podziału działalności przedsiębiorstwa na fazy jest częściowa separacja atrybutów monopolu naturalnego, co wpływa na osłabienie ich istotności. W rezultacie pozycja firmy odznaczającej się jedną z cech monopolu jest słabsza aniżeli firmy, która tych cech ma dwie lub więcej.

Zarówno segment przesyłu, jak i segment dystrybucji na rynku gazu ziemnego stanowią działalność liniową odznaczającą się cechami monopolu naturalnego. Wobec braku na tym rynku mechanizmu kształtującego cenę, jakim jest mechanizm konkurencji, regulacja taryf ma na celu ustanowienie ceny na poziomie uwzględniającym interesy zarówno dostawców, jak i odbiorców gazu ziemnego. Regulacja segmentów dystrybucji i przesyłu odbywa się przy zastosowaniu odpowiednich modeli taryfowania, które określają zbiór zasad publikowanych przez spółki i przekazywanych przez sprzedawców, gdzie określa się ceny usług transportowych dla określonych grup taryfowych.

Modele taryfowe funkcjonujące w segmencie przesyłu oraz dystrybucji przeszły przez lata ewolucję skutkującą zmianą podejścia do regulacji energetycznych przedsiębiorstw sieciowych. Za początkowo wiodące podejście można uznać model taryfowy zakładający pokrywanie kosztów operacyjnych operatora z uwzględnieniem określonego poziomu rentowności ustalonego przez regulatora – zwany metodą kosztową⁵⁹⁸. Zgodnie z tą metodą wysokość taryfy była wyznaczana na podstawie kosztów poniesionych w danym roku przez operatora, które następnie były przenoszone na odbiorców końcowych w taryfie sieciowej. System ten poprzez założenie pełnego zwrotu kosztów operatora nie motywował przedsiębiorstw do utrzymywania kosztów na efektywnym poziomie oraz nie wprowadzał mechanizmów zachęt do redukcji kosztów operacyjnych. Skutkowało to nieefektywnościami kosztowymi poszczególnych operatorów oraz w konsekwencji zawyżoną ceną usług dla odbiorców końcowych. W rezultacie, ze względu na zaakcentowane wady metody koszt plus, podjęto próbę wypracowania alternatywnego podejścia, które gwarantowałyby podejmowanie inicjatyw proefektywnościowych przez operatorów, co przełożyłoby się bezpośrednio na niższe ceny dla odbiorców końcowych.

⁵⁹⁸ Jak wspomniano w rozdz. 3, metoda kosztowa (*cost plus regulation* lub *cost of service regulation*) zwana jest także regulacją stopy zwrotu (*rate of return regulation*).

Jednym z proponowanych rozwiązań w ramach zmiany podejścia do regulacji przedsiębiorstw sieciowych stała się metoda pułapowa⁵⁹⁹ z wyznaczonym maksymalnym poziomem przychodów (*revenue cap*). Polega ona na ustaleniu, w oparciu o metodykę zatwierdzoną przez regulatora, maksymalnego dopuszczalnego przychodu, jaki może osiągnąć operator w danym roku taryfowym. Stosowane w ramach tego modelu ograniczenie w postaci maksymalnego pułapu przychodów nie może być moim zdaniem traktowane jako mechanizm zachęt mający na celu poprawę efektywności operacyjnej przedsiębiorstw sieciowych. Stąd przynajmniej w polskich warunkach regulacyjnych, w których stosuje się to podejście, gdzie ani nie występuje żaden formalny system zachęt, ani nie występuje taryfowanie wieloletnie, praktycznie nie można metody pułapowej zaliczyć do modeli taryfowych opartych na zachętach⁶⁰⁰.

Na kolejnym etapie ewolucji taryfowania model pułapowy został rozszerzony o dodatkowy komponent zachęt, w wyniku czego ukształtował się model taryfowy oparty na zachętach. W modelu tym podstawowa wielkość przychodu regulowanego wyznaczana jest podobnie jak w modelu limitu przychodów. Z kolei dodatkowy mechanizm zachęt pozwala przedsiębiorstwu zwiększyć przysługujący mu limit przychodu regulowanego dzięki spełnianiu wyznaczonych przez regulatora kryteriów, dotyczących np. redukcji kosztów, zapewniania wysokich standardów obsługi klienta lub podejmowania działań związanych z ochroną środowiska.

Ogólnie istotą modelu taryfowego opartego na systemie zachęt jest wyznaczanie celów poprawy efektywności kosztowej (w postaci współczynników poprawy efektywności) do osiągnięcia przez operatorów w dłuższej perspektywie. W konsekwencji wprowadzenie tego typu rozwiązania do praktyki regulacyjnej poskutkowało wydłużeniem okresu regulacyjnego i tym samym odejściem od jednorocznej perspektywy wyznaczania taryfy. Wysokość przychodu regulowanego stanowiąca poziom odniesienia dla kolejnych lat okresu regulacji oraz wartość współczynnika poprawy efektywności kosztowej operatora są wyznaczane dla danego okresu taryfowego.

Podsumowując: nowe podejście do kwestii regulacji działalności sieciowej polega na odchodzeniu od modeli kosztowych na rzecz modeli opartych na zachętach do podejmowania działań proefektywnościowych. Nowe podejście do regulacji to także podejście wieloletnie. Długości okresu regulacyjnego w poszczególnych krajach róż-

⁵⁹⁹ Metoda regulacji pułapu cenowego lub regulacji pułapu przychodów (*price cap regulation* lub *revenue cap regulation*) zaliczana jest do formy regulacji bodźcowej (*performance-based incentive regulation*).

⁶⁰⁰ Podczas studiów literaturowych spotkałem się z przygotowanymi przez firmy konsultingowe na potrzeby operatorów gazowniczych opracowaniami wewnętrznymi, w których model pułapowy zalicza się do modelu taryfowego opartego na zachętach. W praktyce w polskim modelu taryfowym dla OSD gazowych, gdzie nie występuje ani żaden formalny system zachęt, ani podejście wieloletnie do taryfowania, regulator, ustalając często arbitralnie w procesie administracyjnym dopuszczalny poziom przychodu regulowanego, pozbawia operatora przez wyznaczenie tylko perspektywy jednorocznej możliwości dokonania np. optymalizacji kosztowych, które byłyby możliwe do przeprowadzenia w dłuższej perspektywie i stwarzałyby możliwość osiągnięcia dodatkowego zysku w wyniku głębszej obniżki kosztów od tej oczekiwanej przez regulatora na początku okresu regulacyjnego.

nią się i wahają w przedziale od 3 do nawet 10 lat. Obecnie najczęściej obserwowana długość okresu regulacyjnego wynosi od 3 do 5 lat⁶⁰¹.

Do podstawowych zalet wieloletniego modelu taryfowego należą:

- stabilność i przewidywalność środowiska regulacyjnego w długim okresie;
- określanie jasnych procedur/regulacji prawnych oraz obiektywnych parametrów minimalizujących uznaniowość regulatorów w procesie określania bazy (poziomu) kosztów operacyjnych dla celów taryfowych;
- stosowanie motywacyjnych (bodźcowych) metod regulacji przedsiębiorstw sieciowych, ukierunkowanych na podnoszenie efektywności operacyjnej (w tym głównie przez obniżkę kosztów prowadzonej działalności koncesjonowanej).

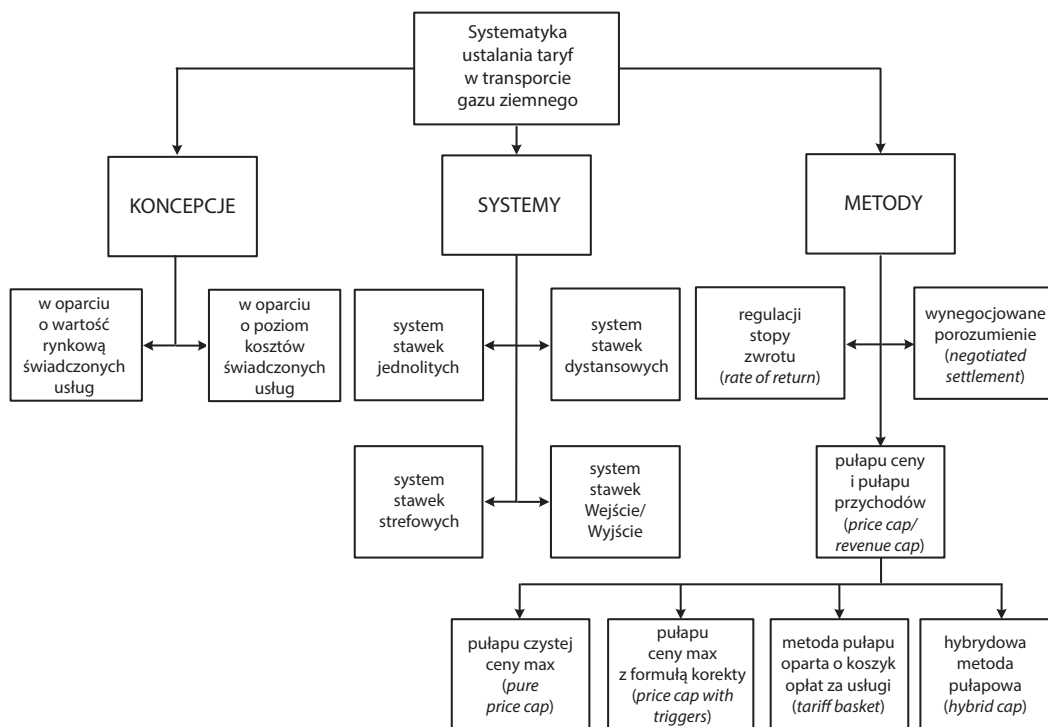
Oczywiście kwestia stabilności i przewidywalności tego podejścia w obliczu obecnej destabilizacji podaźowej i cenowej rynku energetycznego w Europie związanej z polityką Federacji Rosyjskiej w zakresie węglowodorów może okazać się złudna. Jednak podejście zapewniające przynajmniej stabilne otoczenie regulacyjne w zakresie transportu energii w perspektywie kilku lat może dać sieciowym przedsiębiorstwom energetycznym oraz ich właścicielom wystarczającą perspektywę do antycypowania zmian rynkowych oraz do realizacji oczekiwań regulatora, a wyrażonych w ramach modelu regulacyjnego opartego na katalogu zachęt. Nie bez znaczenia jest także w omawianym przypadku stabilność cenowa zagwarantowana przez model regulacyjny zarówno dla przedsiębiorstwa sieciowego jako dostawcy energii, jak i dla jego odbiorców. Przedsiębiorstwa energetyczne w ramach własnej polityki inwestycyjnej mogą w miarę bezpiecznie planować dalszy rozwój infrastruktury i implementację innowacji, a ich odbiorcy korporacyjni i instytucjonalni mogą przynajmniej uwzględnić w swoich predykcjach finansowych stabilne ceny za transport energii, w tym przypadku w postaci paliwa gazowego.

Oczywiście objęcie przez regulatora długoterminowym modelem regulacyjnym tylko transportu energii może okazać się działaniem niewystarczającym, aby zapewnić stabilizację na turbulentnym rynku energetycznym, który oczekuje głównie stabilizacji cenowej w zakresie paliwa gazowego, energii elektrycznej i ciepła systemowego. Jest to niezbędne do konsekwentnej realizacji planowanych inwestycji ze strony sieciowego przedsiębiorstwa energetycznego, a także nowych inwestycji w rozwój technologii ze strony odbiorców, opartych np. na źródłach gazowych.

Dobrym przykładem podejścia długoterminowego w zakresie zapewnienia stabilnych warunków regulacyjnych w aspekcie formalnoprawnym, które wykorzystywane jest przez ustawodawcę w celu ułatwienia i skrócenia czasu realizacji inwestycji w infrastrukturę energetyczną, głównie przez spółki pod nadzorem Skarbu Państwa, są tzw. specustawy⁶⁰². Jest to jednak narzędzie regulacji prawnej niewpływające na

⁶⁰¹ P.J. Agrell, P. Bogetoft, *Benchmarking and regulation*, CORE Discussion Paper no. 2013/8, Center for Operations Research and Econometrics Université catholique de Louvain, Louvain 2013.

⁶⁰² Przykładem specustawy jest Ustawa z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, zwana powszechnie ustawą terminalową (Dz.U. 2009 nr 84 poz. 700).



Rys. 4.1. Systematyka koncepcji, systemów i metod ustalania taryf w transporcie gazu

Źródło: opracowanie własne.

poziom i metodykę ustalania cen w zakresie przesyłu, dystrybucji, magazynowania czy regazyfikacji paliwa gazowego.

Obszerniejsze ujęcie na temat modeli regulacyjnych stosowanych w Europie zaprezentowano w następnym rozdziale.

Narzędziem często wykorzystywanym w regulacji rynków noszących znamiona monopolu naturalnego i z natury odznaczających się brakiem zachęt do optymalizacji kosztów działalności operacyjnej jest metoda benchmarkingu⁶⁰³. Regulatorzy europejscy wykorzystują tę metodę w ramach procesów zatwierdzenia taryf dla przedsiębiorstw energetycznych, a szczególnie do wyznaczenia optymalnego poziomu kosztów operatora w oparciu o poziom kosztów generowany przez operatora uznanego za efektywnego i funkcjonującego w porównywalnych warunkach rynkowych (bench-

⁶⁰³ W ujęciu operacyjnym benchmarking jest procesem ciągłym i systematycznym identyfikowania, analizy, projektowania i w konsekwencji wdrażania lepszych rozwiązań w zakresie procesów, produktów oraz sposobów rozwiązywania problemów i realizacji celów z wykorzystaniem uznanych i sprawdzonych wzorców wewnętrznych i/lub zewnętrznych organizacji, a rezultatem tego procesu powinien być wzrost jej efektywności.

marki kosztowe). W celu uniknięcia wzrostu opłat taryfowych, o jakie aplikuje konkretne przedsiębiorstwo, prezentowane są także przez regulatora benchmarki cenowe innego przedsiębiorstwa o porównywalnej skali prowadzenia działalności operatorskiej i działającego w zbliżonych warunkach rynkowych. Takie podejście regulatora bardzo często neutralizuje argumenty operatora uzasadniające konieczność ubiegania się o wyższe taryfy dla swoich usług.

Na rysunku 4.1 zaprezentowano systematykę podstawowych koncepcji, systemów oraz metody ustalania taryf w transporcie paliwa gazowego rurociągami, które można zaimplementować w ramach systemów operatorów przesyłowych i dystrybucyjnych gazu.

W dalszej części niniejszego rozdziału omówiono każde z podejść ukazanych na rys. 4.1.

4.2. Podstawowe koncepcje wyznaczania taryf w gazownictwie

4.2.1. Uwagi wstępne

Jednym z ważnych celów przedsiębiorstwa energetycznego – operatora gazowego jest takie ustalenie taryf, aby możliwe było pokrycie ponoszonych kosztów działalności operacyjnej oraz zapewnienie zysku dla prowadzonej działalności, która pozwoli dzięki wypłacanej dywidendzie na osiągnięcie oczekiwanej przez właściciela stopy zwrotu z inwestycji.

Z kolei głównym zadaniem regulatora jest zapewnienie efektywnego poziomu ustalanych cen przez operatora gazowego, czyli takich cen, które zapewnią pokrycie kosztów prowadzonej działalności transportowej, w tym amortyzacji majątku służącego do prowadzenia danego rodzaju działalności regulowanej, podatków nieskarbowych (czyli tzw. kosztów niezależnych) oraz zapewnienie godziwego zysku z zaangażowanego w działalność operatorską kapitału przez jego właściciela. Dochód z kapitału powinien być na poziomie zwrotu z alternatywnych, dostępnych na rynku inwestycji cechujących się różnym poziomem ryzyka, jaki jest w stanie zaakceptować inwestor w danym momencie.

W gospodarce wolnorynkowej ceny ustala rynek, a podmiot działający na rynku musi się do niej dostosować, w przeciwnym razie nie będzie miał możliwości sprzedaży wytworzonych produktów, w tym usług, co może doprowadzić w konsekwencji do zaprzestania działalności gospodarczej. W przypadku podmiotów działających w warunkach monopolu lub oligopolu sytuacja jest inna ze względu na brak lub małą liczbę alternatywnych dostawców. Poziom ustalanych cen jest wtedy weryfikowany wyłącznie przez regulatora.

Patrząc z perspektywy historycznej, można powiedzieć, że przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją gazu wyznaczały taryfy za świadczone usługi transportowe w oparciu o ponoszone przez nie koszty, uwzględniając

konieczność generowania zysku, którego wysokość jest zadowalająca dla właściciela. Prezentowane podejście kosztowe ewoluowało w kierunku uwzględnienia dodatkowego czynnika w metodyce ustalania taryf, jakim była zdolność płatnicza poszczególnych grup klientów, czyli zdolność klientów do zapłacenia ustalonego poziomu opłat taryfowych.

Teoretycznie powyższe podejście wydaje się najkorzystniejsze dla operatora dążącego do maksymalizacji zysku, ponieważ gwarantuje mu alokację do stawek taryfowych wszystkich kosztów prowadzenia działalności operacyjnej, a także pełnego zwrotu z zaangażowanego kapitału. Jednocześnie operator ogranicza ryzyko utraty klienta. Takie podejście do ustalenia cen na poziomie rynkowym, możliwym do akceptacji dla klienta, pozwala więc wygenerować istotną nadwyżkę dla operatora i jego właściciela ponad poziom zapewniający pokrycie kosztów operacyjnych i kosztu kapitału. W nawiązaniu do powyższego w transporcie gazu możliwe jest ustalenie taryf w ramach dwóch podstawowych koncepcji⁶⁰⁴:

- 1) w oparciu o wartość rynkową świadczonych usług (*value of service method*),
- 2) w oparciu o poziom kosztów świadczonych usług (*cost of service method*).

4.2.2. Koncepcja wyznaczenia taryf w oparciu o wartość rynkową usług

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące zadania operatora gazowego, chcąc efektywnego ustalenia taryf, będzie dążyło do sytuacji, w której możliwe jest zrównanie krańcowego przychodu uzyskanego ze sprzedaży dodatkowej usługi z krańcowym kosztem wytworzenia dodatkowej usługi. Zasada ta umożliwi przedsiębiorstwu osiągnięcie głównego celu działania, jakim jest maksymalizacja zysku. Podejmując decyzję o realizacji powyższego celu, przedsiębiorstwo przyjmie koncepcję ustalania taryf na podstawie wartości rynkowej usługi przesyłu lub dystrybucji w stosunku do innych alternatywnych usług.

Do wyznaczenia taryf na podstawie wartości rynkowej świadczonych usług można wykorzystać koncepcję *netback market value*. Rozwiązanie to jest często stosowane do wyceny gazu jako towaru dla ostatecznego odbiorcy, przy założeniu uwzględnienia ceny alternatywnych paliw, możliwości oraz kosztów przełączenia się odbiorcy na inny rodzaj paliwa. Innymi słowy, podejście to nie uwzględnia faktycznego kosztu wytworzenia i przesłania paliwa gazowego, a jedynie maksymalną skłonność odbiorcy do poniesienia kosztów zakupu paliwa gazowego. Maksymalna skłonność wyznaczana jest przez granicę, po której przekroczeniu odbiorca uznaje, że opłacalne jest przestawienie się na inny nośnik energii. Stosowanie tego podejścia musi uwzględniać możliwość przestawienia się odbiorcy na inny rodzaj paliwa, przy uwzględnieniu charakterystyki odbioru paliwa oraz faktycznych możliwości wykorzystania przez odbiorcę innych nośników energii. W sytuacji, gdy możliwości wykorzystania alterna-

⁶⁰⁴ S. Hinc, *Struktury oraz metody...*, s. 44.

tywnych paliw są ograniczone, podejście to może prowadzić do osiągnięcia przez przedsiębiorstwo gazownicze ponadprzeciętnych zysków ze sprzedaży.

Kolejnym podejściem do wyznaczania taryf na podstawie wartości rynkowej świadczonych usług jest metoda Ramseya umożliwiająca określenie taryf w oparciu o analizę możliwości płatniczych poszczególnych odbiorców. Zgodnie z tą metodą taryfy za przesył i dystrybucję zostają ustalone na poziomie uwzględniającym sytuację ekonomiczną poszczególnych grup odbiorców, ryzyko utraty klienta oraz elastyczność popytu danego odbiorcy. Z tego powodu dla większych odbiorców stosowane jest indywidualne podejście do ustalania taryf w oddzielnie negocjowanych kontraktach. Dla mniejszych odbiorców, ze względu na niepraktyczność takiego rozwiązania, taryfy określane są dla grup klientów w zależności od elastyczności popytu na usługę oraz z zastosowaniem metod ekonometrycznych.

Metoda Ramseya może być zastosowana efektywnie w przypadku istnienia monopolu na świadczenie usług przesyłowych i dystrybucyjnych, ze względu na pewność realizacji wymaganych przychodów przez przedsiębiorstwo i utrudnione zadanie zmiany nośnika energii przez odbiorcę spowodowane brakiem alternatywy na przesył i dystrybucję gazu lub wysokimi kosztami przestawienia się na inny rodzaj paliwa. Zastosowanie metody Ramseya skutkuje dysproporcjami w wysokości opłat za takie same rodzaje usług pomiędzy różnymi klientami i może być postrzegane przez część klientów jako niesprawiedliwe. Jednocześnie wyznaczenie taryf tą metodą cechuje się niższą efektywnością alokacyjną z punktu widzenia całości gospodarki.

Ze względu na znaczny stopień możliwej dyskryminacji odbiorców o nieelastycznym popycie, metoda wyznaczania taryf w oparciu o wartość rynkową świadczonych usług stosowana jest na rynkach, na których istnieje konkurencja pomiędzy niezależnymi sieciami transportu gazu. Przykładem jest rynek usług przesyłu i dystrybucji gazu w Niemczech. Jednocześnie instytucje odpowiedzialne za regulację rynku, ze względu na możliwości dyskryminacji niektórych grup odbiorców, maksymalnie ograniczają zakres stosowania tej metody w praktyce. W rezultacie w wielu krajach monopolistyczne przedsiębiorstwa gazownicze stosują metody będące kompilacją metod ustalania taryf w oparciu o wartość rynkową usług i metod bazujących na kosztach świadczenia usług⁶⁰⁵.

4.2.3. Koncepcja wyznaczenia taryf w oparciu o wartość kosztu świadczenia usług

Drugą podstawową koncepcją wyznaczania taryf w przedsiębiorstwach gazownicznych jest koncepcja oparta na wartości kosztu świadczonych usług (*cost of service*). W przeciwieństwie do koncepcji wyznaczania taryf na podstawie wartości rynkowej świadczonych usług, ta koncepcja oparta jest na rzeczywistych kosztach.

⁶⁰⁵ R. Priddle, T. Morgan, E. Kuhlenkamp, *Natural gas pricing in competitive markets*, International Energy Agency, cyt. za: S. Hinc, *Struktury oraz metody...*, s. 65.

Kluczowe znaczenie w ustalaniu taryf w oparciu o rzeczywiste poniesione koszty ma określenie poziomu bazy kosztowej, na podstawie której kalkulowane będą opłaty taryfowe dla poszczególnych grup klientów. Szczegółowe rozwiązania w tym zakresie różnią się w niewielkim stopniu i można przyjąć, że uniwersalna formuła określająca poziom bazy kosztowej określanej też jako wysokość wymaganego przychodu regulowanego (*allowed, regulated revenue*) może zostać zaprezentowana w postaci wzoru:

$$P = \text{OPEX} + A + ZK, \quad (4.1)$$

gdzie:

- P – wysokość wymaganych przychodów (przychodu regulowanego),
- OPEX – koszty operacyjne prowadzonej działalności przesyłowej lub dystrybucyjnej,
- A – amortyzacja majątku niezbędnego do prowadzenia działalności,
- ZK – wynagrodzenie z zaangażowanego kapitału.

Formuła (4.1) zakłada wyznaczenie stawek taryfowych w oparciu o efektywnie planowane przez operatora koszty prowadzenia działalności operacyjnej (*operating expenditures* – OPEX), w tym koszty zużycia materiałów i energii, usług obcych, koszty pracy i podatków od nieruchomości. Oznacza to, że przedsiębiorstwo gazownicze ma możliwość zakwalifikowania do kosztów stanowiących podstawę kalkulacji taryf tylko takich planowanych kosztów operacyjnych, których poniesienie nie budzi wątpliwości regulatora, zostanie przez niego uznane za uzasadnione i tym samym alokowane do taryfy. Możliwość ingerencji regulatora w wysokość kosztów przedsiębiorstwa ma na celu zapobiegnięcie wliczaniu wszystkich generowanych przez operatora kosztów do podstawy kalkulacji taryf i wymuszenie racjonalnego kosztowo i efektywnego działania przedsiębiorstwa energetycznego w warunkach monopolu.

Kolejnym elementem przychodu regulowanego jest planowany na okres taryfowy koszt amortyzacji będący niewydatkowym kosztem zużycia elementów majątku trwałego na świadczenie usług w danym okresie regulacyjnym. Regulator zezwala tylko na alokowanie do taryfy amortyzacji od majątku stanowiącego infrastrukturę techniczną i infrastrukturę zaplecza technicznego, dedykowaną do działalności koncesjonowanej.

Na wysokość amortyzacji stanowiącej część przychodu regulowanego wpływają wartość całego majątku oraz stawki amortyzacyjne wynikające z zakładanego okresu użytkowania majątku. Praktyka pokazuje, że istotne jest dokładne określenie dla celów regulacyjnych wartości majątku zwanej wartością regulacyjną aktywów WRA (*Regulatory Asset Base* – RAB), gdyż mogą wystąpić istotne różnice w wycenie tego samego majątku w zależności od przyjętej metody wyceny⁶⁰⁶. W konsekwencji meto-

⁶⁰⁶ Taka sytuacja wystąpiła w Polsce po 1 lipca 2007 r., tj. podczas postępowania o zatwierdzenie taryfy dla regionalnych spółek dystrybucyjnych gazu po wydzieleniu w ramach unbundlingu z segmentu dystrybucji działalności polegającej na sprzedaży gazu (handlowej), kiedy Prezes URE odmówił zatwierdzenia stawek taryfowych kalkulowanych w oparciu o wartość regulacyjną aktywów wycenioną na bazie Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (MSR), pomimo że spółka

dyka wyceny majątku może decydować o wysokości stawek w danym okresie regulacyjnym. Podstawą określenia wartości regulacyjnej aktywów jest koszt historyczny aktywów. Przy założeniu, że dane przedsiębiorstwo energetyczne pełniące funkcję operatora dystrybucyjnego lub przesyłowego nie zostało sprywatyzowane, metodologia wyceny powinna zostać oparta na koszcie zakupu aktywów pomniejszonym o dotychczasową amortyzację lub ten sam koszt, ale skorygowany o inflację. Jeśli jednak przedsiębiorstwo dystrybucyjne lub przesyłowe zostało sprywatyzowane, historyczny koszt zakupu aktywów, nawet po skorygowaniu o inflację, nie odzwierciedla wielkości inwestycji poczynionej przez nowego właściciela. W tym wypadku wartość regulacyjna aktywów powinna być określana innymi metodami uwzględniającymi koszty odtworzenia lub zastąpienia wyeksploatowanego majątku jego aktualnym odpowiednikiem.

Ostatnim elementem, który powinien zostać uwzględniony w określaniu przychodu regulowanego, jest wynagrodzenie kapitału zaangażowanego w działalność przesyłową lub dystrybucyjną. Wynagrodzenie kapitału zaangażowanego w działalność określane jest jako iloczyn kosztu pozyskania kapitału oraz wartość majątku zaangażowanego w działalność przesyłową lub dystrybucyjną.

Najbardziej znanym, syntetycznym miernikiem wynagrodzenia kapitału jest średnioważony koszt kapitału WACC (*Weighted Average Cost of Capital*). WACC określa średni koszt pozyskania przez przedsiębiorstwo kapitału własnego oraz kapitału pochodzącego ze źródeł obcych. Określenie kosztu wynagrodzenia kapitału zaangażowanego w działalność koncesjonowaną wymaga sprecyzowania.

W przeszłości, głównie w przypadku operatorów systemu przesyłowego, występowała kategoria wartości majątku zaangażowanego w działalność przesyłową (WZM), która była szerszym pojęciem od wartości regulacyjnej aktywów WRA, ponieważ obejmowała oprócz WRA także kategorię kapitału pracującego. Kapitał pracujący zaangażowany w prowadzenie działalności określał niezbędną ilość aktywów wymaganych do finansowania bieżącej działalności i był kalkulowany jako różnica między majątkiem obrotowym (zapasami, należnościami i środkami pieniężnymi) a zobowiązaniami krótkoterminowymi wskazującymi źródło krótkookresowego finansowania zewnętrznego. Kapitał pracujący ma istotne znaczenie dla określenia płynności przedsiębiorstwa – im wyższy poziom, tym większa zdolność do terminowego regulowania własnych zobowiązań. Jednocześnie wysoki poziom kapitału pracującego oznacza zwiększenie wartości zaangażowanego kapitału własnego i obcego w majątek obrotowy (np. zapasy) i w konsekwencji wpływa na wyższy poziom ostatecznego wynagrodzenia kapitału zaangażowanego w działalność przesyłową lub dystrybucyjną gazu.

PGNiG była od roku 2005 r. przedsiębiorstwem publicznym – notowanym na GPW. Wartość aktywów do celów taryfowych została ustalona na bazie przepisów krajowych – Ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości i polskich standardów rachunkowości, która to wartość okazała się istotnie niższa niż wycena na bazie MSR.

Określenie poziomu wymaganych przychodów jest pierwszym etapem procesu wyznaczania taryf w działalności polegającej na przesyłce i dystrybucji gazu. W kolejnym etapie prac związanych z wyznaczaniem taryf konieczne jest przyporządkowanie całkowitych kosztów do poszczególnych grup obsługiwanych klientów.

Nie sprawia istotnych trudności przyporządkowanie poszczególnym grupom klientów kosztów bezpośrednich prowadzonej działalności. Szczególnie wrażliwym punktem wyznaczania taryf w oparciu o wartość kosztu świadczonych usług jest konieczność właściwego przyporządkowania kosztów pośrednich ponoszonych przez przedsiębiorstwo do poszczególnych rodzajów działalności, rodzajów opłat taryfowych oraz grup taryfowych klientów. Jak pokazuje praktyka kalkulacji taryf, problem ten nie został jednoznacznie rozwiązany, brak jest jednej prawidłowej metodyki, a stosowane w praktyce rozwiązania różnią się między sobą na skutek różnicy w celach, jakie stawiane są przed konkretnym systemem taryfowym. Tym bardziej szczególnego znaczenia nabiera problem właściwego zastosowania nośników czy kluczy podziałowych, umożliwiających prawidłową alokację kosztów pośrednich.

Podsumowując: koncepcja wyznaczania taryf w przedsiębiorstwach pełniących funkcję operatorów dystrybucyjnych lub przesyłowych opierająca się na rzeczywiście ponoszonych kosztach jest znacznie częściej preferowana od koncepcji wyznaczania taryf w oparciu o wartość rynkową świadczonych usług ze względu na jej niedyskryminacyjne podejście do klientów. Wszyscy klienci ponoszą takie same opłaty taryfowe za takie same usługi, gdy tymczasem w ramach koncepcji wyznaczania taryf w oparciu o ich wartość rynkową część klientów może być dyskryminowana w zależności od ich elastyczności popytu na usługę transportu gazu. Dodatkowo taryfy odzwierciedlające ponoszone koszty prowadzą zazwyczaj do podniesienia poziomu wydajności procesów. Koncepcje oparte na kosztach świadczonych usług są łatwiejsze do zrozumienia i zastosowania dla wszystkich uczestników rynku. Wadą natomiast jest pewien stopień arbitralności w ustalaniu taryf wynikający z przyjętej metody alokacji kosztów pośrednich dla różnych grup odbiorców. Niemniej jednak, koncepcja wyznaczania taryf w oparciu o wartość rynkową świadczonych usług, pod tym względem, zawiera większy stopień arbitralności w ustalaniu taryf⁶⁰⁷.

Szczegółowym rozwiązaniem metodycznym kalkulacji bazy taryfowej oraz wysokości stawek opłat taryfowych poświęcony został rozdz. 4.5. Przedstawione w nim zostały stan obecnej wiedzy oraz rozwiązania praktyczne dotyczące problematyki alokacji kosztów i zasad ustalania wysokości opłat taryfowych.

⁶⁰⁷ S. Hinc, *Struktury oraz metody...*, s. 70.

4.3. Kryteria wyboru systemu taryfowego oraz podstawowe rodzaje systemów ustalania opłat taryfowych w transporcie gazu ziemnego

4.3.1. Uwagi wstępne

Analiza dokonana w zakresie funkcjonujących w krajach UE rynków przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego wskazuje na dominację modelu rynku opartego na regulacji. Zarówno teoria ekonomii regulacji, jak i praktyka funkcjonowania rynków regulowanych wykazują znaczne zróżnicowanie form regulacji rynku, w szczególności w aspekcie zasad efektywnego ustalania taryf usług przesyłowych i dystrybucyjnych.

Wybór systemu regulacji ma istotne znaczenie dla przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem i dystrybucją gazu z punktu widzenia ponoszonego przez nie ryzyka. Różny poziom ryzyka, któremu poddane jest przedsiębiorstwo, wpływa bezpośrednio na stopień prawdopodobieństwa realizacji zaplanowanych przychodów. Decyzja o wyborze systemu regulacji należy do ustawodawcy, czasami także do organu zajmującego się regulacją branży gazowniczej i bezpośrednio wpływa na zachowanie się przedsiębiorstw gazowniczych na rynku.

Najpierw należy ustalić kryteria wyboru optymalnego systemu regulacyjnego. Ustalenie kryteriów wyboru optymalnego systemu opłat taryfowych jest bardzo utrudnione ze względu na fakt istnienia rozbieżności interesów poszczególnych uczestników rynku – odbiorców, regulatora, operatora gazowniczego. W związku z tym, optymalny system taryfowy powinien zostać określony w oparciu o zasadę równowagi pomiędzy przeciwstawnymi grupami interesów. W tym celu na bazie doświadczeń europejskich przedsiębiorstw gazowniczych wyodrębniono kryteria, jakie mogą służyć do oceny systemów taryfowych. Zgodnie z tymi kryteriami optymalny system taryfowy powinien⁶⁰⁸:

- promować zużycie gazu – system taryfowy powinien dostarczać bodźców dla rynku do ciągłego zwiększania konsumpcji gazu;
- maksymalizować wykorzystanie systemu – system taryfowy powinien pobudzać wykorzystanie zdolności transportowych systemu (przesyłowych i dystrybucyjnych) w celu maksymalizacji wolumenu transportowanego gazu;
- być wydajny ekonomicznie – system powinien dostarczać informacji o kosztach eksploatacji sieci gazowej oraz promować efektywne używanie sieci przez wszystkich jej użytkowników (przez tworzenie transparentnych bodźców ekonomicznych);
- odzwierciedlać koszty – system taryfowy powinien odzwierciedlać rzeczywiste koszty związane z transportem gazu gazociągami od punktu A do punktu B

⁶⁰⁸ S. Hinc, W. Prugar, *Analiza systemów opłat taryfowych za przesył gazu w Unii Europejskiej*, „Nowoczesne Gazownictwo” 2003, nr 2 (VIII), s. 21.

- (w przypadku systemu dystrybucyjnego od punktu wejścia do systemu dystrybucyjnego aż do punktu wyjścia, jakim jest układ pomiarowy klienta);
- być stabilny i przewidywalny – system taryfowy powinien być na tyle stabilny, aby możliwe było uniknięcie znaczących wahań w wysokości opłat taryfowych oraz aby istniała możliwość prognozy wysokości opłat przesyłowych w przyszłości;
 - być sprawiedliwy dla odbiorców – żadna z grup odbiorców nie powinna ponosić zawyżonych opłat, tzn. system taryfowy powinien być pozbawiony elementów subsydiowania skrośnego;
 - być przejrzysty – system taryfowy powinien być jasny i przejrzysty dla wszystkich zainteresowanych stron, w tym w szczególności dla obecnych oraz potencjalnych odbiorców;
 - być prosty metodycznie – system taryfowy powinien być możliwie łatwy do zrozumienia i prosty do zastosowania.

Do tego katalogu należy dodać stwierdzenie, iż system taryfowy powinien także promować rozwój przedsiębiorstwa energetycznego. Powinien więc zawierać system bodźców nagradzających za implementację innowacji, implementację rozwiązań proekologicznych w zakresie organizacyjnym i technologicznym oraz powinien nagradzać przedsiębiorstwo energetyczne za realizację projektów istotnych dla rozwoju regionalnego kraju (w tym projektów gazyfikacji neutralizujących ubóstwo energetyczne) oraz za realizację projektów istotnych dla rozwoju i bezpieczeństwa energetycznego danego kraju.

Operatorzy systemów gazowniczych pełnią funkcję przedsiębiorstw użyteczności publicznej, dlatego system taryfowy powinien promować także realizację działań organizacyjnych i inwestycji poprawiających bezpieczeństwo infrastruktury gazowniczej.

Na podstawie moich obserwacji i analiz można stwierdzić, że większość regulatorów stara się obecnie tak kształtować otoczenie regulacyjne, w którym funkcjonują systemy taryfowe, aby wynagradzać za podejmowanie przez przedsiębiorstwo działań optymalizujących w zakresie generowania kosztów działalności operacyjnej (OPEX) oraz wydatków inwestycyjnych. W całym przytoczonym katalogu na szczególną uwagę zasługuje postulat stabilności i przewidywalności systemu. Moim zdaniem, aby system taryfowy był stabilny i przewidywalny, musi być systemem długoterminowym (przynajmniej na okres 3 lat) pozwalającym regulatorowi zaimplementować wszystkie wymienione mechanizmy promujące w aspekcie regulacyjnym, a przedsiębiorstwu energetycznemu dać czas na ich wdrożenie w aspekcie organizacyjnym i technologicznym, tak aby przyniosły oczekiwane skutki dla przedsiębiorstwa, jego właściciela oraz klientów.

Kryteria optymalnego systemu taryfowego dla energetyki były od dawna analizowane i omawiane przez instytucje międzynarodowe, takie jak Komisja Europejska czy Międzynarodowa Agencja Energii (MAE)⁶⁰⁹. Według MAE za najważniejsze kryterium,

⁶⁰⁹ Międzynarodowa Agencja Energii (The International Energy Agency – IEA) już w 1994 r. zaprezentowała kryteria stosowane w krajach europejskich przy projektowaniu systemów taryfowych: International Energy Agency, OECD, *Natural gas transportation: organisation and regulation*, Paris 1994.

które powinno być brane pod uwagę podczas procesu ustalania taryf, uznana została efektywność ekonomiczna. Pojęcie efektywności ekonomicznej według Agencji obejmuje efektywność kosztową – rozumianą jako świadczenie usług transportowych po możliwie najniższym koszcie, efektywność dynamiczną – rozumianą jako zdolność przedsiębiorstwa do reagowania na zmiany w popycie rynkowym przy założeniu, że usługi transportowe są cały czas realizowane po najniższej, możliwej cenie, oraz efektywność alokacyjną – rozumianą jako zapewnienie przez system taryfowy maksymalnego wykorzystania dostępnej infrastruktury gazowniczej operatora⁶¹⁰.

Z czasem katalog wydłużono, co zostało zaprezentowane w dalszej części pracy przy okazji omawiania najlepszych praktyk w zakresie ustalania taryf dla spółek dystrybucyjnych.

Niemal każdy z krajów europejskich wypracował swój specyficzny system taryfowy. Niemniej jednak, pomimo ich zróżnicowania, można dokonać segmentacji tych systemów na podstawie zidentyfikowanych cech wspólnych. Pozwala to dokonać podziału na cztery grupy systemów taryfowych dedykowanych dla segmentu przesyłu i dystrybucji paliwa gazowego – system stawek jednolitych, dystansowych, strefowych oraz stawek wejście/wyjście (*entry/exit*).

4.3.2. System stawek jednolitych

W ramach systemu stawek jednolitych opłaty za transport gazu ustalone są na jednym poziomie dla wszystkich odbiorców, niezależnie od punktu wejścia do systemu gazowniczego oraz od punktu wyjścia z systemu, jakim jest najczęściej układ pomiarowy klienta (gazomierz). Opłaty transportowe nie są więc w żaden sposób zależne od dystansu, na jaki przesyłane jest paliwo gazowe, co oznacza, iż odbiorcy zlokalizowani w odległości odpowiednio 50 km i 300 km od punktu wejścia do systemu gazowniczego poniosą taki sam koszt transportu paliwa, pod warunkiem że będą mieli taką samą charakterystykę odbioru gazu⁶¹¹.

Taryfy transportowe ustalone są na poziomie zapewniającym pokrycie kosztów operacyjnych eksploatacji sieci oraz nakładów na rozwój sieci, z uwzględnieniem określonej stopy zwrotu z aktywów zaangażowanych w działalność przesyłową lub dystrybucyjną. Opłaty taryfowe w każdym roku kalkulowane są w oparciu o zdyskontowane przepływy pieniężne w ramach planowanej działalności transportowej z uwzględnieniem projekcji popytu i wewnętrznych kryteriów poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa.

W związku z tym, że w systemie stawek jednolitych każdy odbiorca (o tej samej charakterystyce odbioru) płaci taką samą opłatę za transport gazu, niezależnie od odległości, na jaką przesyłany jest gaz, system ten jest nieuchronnie związany z subsydio-

⁶¹⁰ S. Hinc, W. Prugar, wyd. cyt., s. 21.

⁶¹¹ Za zbliżoną charakterystykę uważa się zbliżony wolumen pobranego gazu oraz moc zamówioną.

waniem skrośnym pomiędzy różnymi grupami odbiorców zlokalizowanymi w różnych odległościach od miejsca zatłaczania gazu oraz nie w pełni odzwierciedla rzeczywiste koszty świadczonych usług. System ten nie odzwierciedla więc faktycznych kosztów związanych ze świadczeniem usługi transportu gazu na określonej trasie.

Pomimo krytyki tego systemu przez wielu uczestników rynku, należy pamiętać, że system ten ma jednak kilka pożądanых cech, takich jak prostota, ponieważ stawki taryfowe są łatwe do oszacowania, czy promocja wzrostu zużycia w szczególności w regionach mniej zurbanizowanych i położonych daleko od źródeł gazu.

System stawek jednolitych był historycznie pierwszym systemem taryfowym stosowanym w rozliczeniach pomiędzy operatorem a odbiorcami także w Polsce. Z tego systemu ewoluowały kolejne systemy, które w założeniu miały na celu eliminowanie podstawowej wady tego systemu, jaką było subsydiowanie skrośne grup klientów znacznie oddalonych od punktu wejścia do systemu operatora. Wady systemu stawek jednolitych szczególnie są widoczne w przypadku systemu przesyłowego, gdzie występuje technologiczne ograniczenie liczby punktów wejścia do systemu OSP, którymi są: interkonektory gazu (czyli wejścia do systemu OSP na granicy państwa), wejścia z systemów transgranicznych (wejścia do systemu OSP bezpośrednio z gazociągów transgranicznych, np. Jamału), wejścia z systemu operatorów terminali regazyfikacji gazu (np. w Polsce z terminala LNG w Świnoujściu), wejścia z podziemnych magazynów gazu (czyli wejście do systemu OSP z systemu operatora magazynowego OSM, np. z PMG Wierzchowice), wejścia z kopalń gazu.

Ograniczona liczba punktów wejścia do systemu OSP powoduje często ograniczenia w dostępie do odpowiedniej mocy przesyłowej⁶¹² na danym odcinku sieci przesyłowej, do którego potencjalny klient chciałby się przyłączyć. Stąd często budowa gazociągu wysokiego ciśnienia do odległego miejsca poboru gazu jest nieefektywna ekonomicznie i skutkuje odmową OSP przyłączenia klienta do systemu przesyłowego. Jeżeli niezależnie od znacznej odległości potencjalnego punktu poboru gazu od systemu OSP, gazociąg zostanie zbudowany, a klient zostanie przyłączony – zgodnie z systemem stawek jednolitych odbiorca o zbliżonych parametrach poboru paliwa zapłaci tyle samo w ramach taryfy przesyłowej, co klient posiadający przyłączy gazowe o niewielkiej długości, czyli do którego transport gazu odbywa się na krótkiej odległości. Dochodzi wtedy do negatywnego zjawiska – subsydiowania się klientów OSP w ramach jednej grupy taryfowej.

Pewne cechy systemu stawek jednolitych występują także w ramach systemów dystrybucyjnych. W Polsce system dystrybucyjny największego OSD gazowego podzielony jest na sześć stref dystrybucyjnych⁶¹³, w których klienci z tej samej grupy

⁶¹² Zapotrzebowanie na moc przesyłową można zdefiniować jako zapotrzebowanie na określony poziom dostarczanej energii wyrażony w jednostkach mocy – watach (kW, MW, GW, TW).

⁶¹³ Jest to konsekwencją konsolidacji 1 lipca 2013 r. sześciu regionalnych OSD działających niezależnie od 2003 r. w ramach segmentu dystrybucji GK PGNiG w jeden podmiot. Strefy – głównie ich zakresy i charaktery technologiczne – są więc konsekwencją rozwoju każdej z regionalnych spółek gazownictwa.

taryfowej w danej strefie bez względu na lokalizację (czyli oddalenie od sieci OSD) płacą jednolitą stawkę taryfową. Dochodzi więc często do sytuacji, w której w różnych strefach odbiorcy o tej samej charakterystyce poboru gazu (czyli o zbliżonym wolumenie pobieranego gazu i zamówionej mocy) płacą różne stawki taryfowe. Dochodzi wtedy do sytuacji nierównego traktowania klientów tej samej grupy taryfowej, ale alokowanych do różnych stref taryfowych na terenie kraju.

4.3.3. System stawek dystansowych

W ramach systemu stawek dystansowych taryfy ustalane są na podstawie odległości, na jaką przesyłany jest gaz. W typowym przypadku odległość stanowiąca podstawę kalkulacji opłat transportowych określana jest jako najkrótsza możliwa odległość między miejscem pozyskania poboru i miejscem odbioru gazu⁶¹⁴. W rzeczywistości gaz nie musi być transportowany dokładnie tą trasą, jednakże taryfa jest ustalana w taki sposób, ażeby odzwierciedlała koszty związane z transportem gazu najkrótszą możliwą trasą. W związku z tym odbiorcy ulokowani najdalej od źródła pozyskania gazu płacą najwyższe opłaty transportowe.

System ten jest szczególnie atrakcyjny dla inwestorów planujących zużywanie gazu w niedalekiej odległości od sieci gazowej. Zastosowanie czystej formuły stawek dystansowych prowadziłyby jednak do wypaczenia sensu tego systemu, ponieważ koszt transportu do odbiorcy zlokalizowanego 300 km od źródła gazu w porównaniu z odbiorcą zlokalizowanym 10 km od źródła gazu byłby 30-krotnie wyższy, co w sposób istotny łamałoby zasadę równego traktowania klientów. System dyskryminuje klientów oddalonych od sieci gazowej, a poprzez to prowadzi do ograniczenia zużycia gazu na obszarach oddalonych od sieci, co może wpływać na ograniczenie rozwoju gospodarczego w danym regionie. W związku z tym większość krajów stosujących ten system wprowadziła modyfikacje w kalkulacji dystansu.

W przypadku zastosowania ograniczeń odległości, stawka transportowa jest dla odbiorcy położonego w znacznej odległości od źródła pozyskania gazu ograniczona do z góry określonego dystansu. W celu zmniejszenia rozbieżności możliwe jest również wprowadzenie ograniczeń w zakresie minimalnej odległości, za którą obliczana jest opłata dystansowa⁶¹⁵.

System stawek dystansowych stosowany jest najczęściej w przypadku systemów przesyłowych, gdzie transport paliwa odbywa się na długich dystansach, np. w ra-

⁶¹⁴ W celu określenia dystansu obliczana jest na grafie sieci najkrótsza możliwa droga transportu gazu i w oparciu o tak wyznaczoną drogę kalkulowana jest stawka dystansowa (*distance cap*).

⁶¹⁵ Przykładem kraju, w którym w ramach systemu stawek dystansowych wprowadzane są ograniczenia, jest Hiszpania, gdzie wprowadzono górne ograniczenie dystansu do 500 km oraz dolne ograniczenie dystansu do 100 km. Odbiorcy przesyłający gaz na odległość powyżej 500 km płacą za transport paliwa na dystansie maksymalnie 500 km. Analogicznie odbiorcy przesyłający gaz na odległość poniżej 100 km ponoszą opłaty dystansowe kalkulowane dla odległości 100 km.

mach gazociągów (systemów OSP) międzystanowych w USA i w Kanadzie w rozliczeniach pomiędzy OSP i odbiorcami, a także w przypadku gazociągów tranzytowych w Rosji⁶¹⁶.

4.3.4. System stawek strefowych

System stawek strefowych łączy w sobie elementy systemu stawek jednolitych oraz systemu stawek dystansowych. Cechą charakterystyczną tego systemu jest podział kraju na strefy na bazie kryterium geograficznego, kryterium technologicznego (związanego z hydrauliką sieci) lub kryterium ekonomicznego. W systemie tym wszyscy odbiorcy znajdujący się w danej strefie płacą taką samą opłatę transportową przy założeniu jednakowej charakterystyki poboru. Strefa jest więc odzwierciedleniem obszaru kraju w systemie stawek jednolitych. Elementem dystansu jest natomiast kryterium geograficzne, na podstawie którego ustalane są z reguły strefy. Tak więc w przypadku transportu gazu pomiędzy strefami naliczane są opłaty, które pośrednio wynikają z odległości danej strefy od miejsca zatłaczania gazu.

System stawek strefowych może zminimalizować niektóre z problemów związanych z systemem stawek dystansowych, ponieważ połączenie odbiorców w grupy oparte na wspólnej strefie geograficznej spowoduje uśrednienie opłat taryfowych dla wszystkich odbiorców znajdujących się w danej strefie, czyli wszyscy odbiorcy alokowani do danej strefy będą ponosić jednakowe opłaty transportowe, niezależnie od ich odległości od źródeł dostaw. W systemie stawek strefowych opłaty transportowe oparte są na kosztach związanych z eksploatacją infrastruktury gazowej znajdującej się w danej strefie. Przy założeniu, że strefy zostają określone z uwzględnieniem odległości od źródła pozyskania gazu, opłaty taryfowe będą w dużym stopniu odzwierciedlać faktyczne koszty transportu paliwa gazowego.

System stawek strefowych nie jest jednak wolny od wady podstawowej, czyli subsydiowania skrośnego. Odbiorcy o identycznej charakterystyce poboru gazu i zamówionej mocy znajdujący się w różnych strefach ponoszą różne opłaty taryfowe. Jeśli strefy ustanowione są w oparciu o kryterium technologiczne, np. gęstość sieci w danym regionie kraju, to każda inwestycja w rozbudowę sieci gazowniczej może spowodować zmianę hydrauliki systemu gazowniczego w regionie, skutkującą zmianą odległości od źródła zatłaczania gazu i tym samym spowodować konieczność zmiany strefy. Taka sytuacja powoduje zachwianie stabilności systemu taryf i tym samym może podważyć zaufanie odbiorców, którym wzrosły opłaty transportowe do operatora gazowniczego i regulatora rynku.

System stawek strefowych występuje w ramach systemów zarówno przesyłowych, jak i dystrybucyjnych. System stawek strefowych oparty na odległości od źródeł dostaw funkcjonuje w ramach systemu przesyłowego w specyficznej formule w Wiel-

⁶¹⁶ S. Hinc, W. Prugar, wyd. cyt., s. 23–25.

kiej Brytanii, gdzie punkty wyjścia w modelu *Entry/Exit* podzielono na strefy w celu uproszczenia kalkulacji stawek taryfowych. Z kolei system dystrybucyjny w ramach operatora sieci dystrybucyjnej PSG w Polsce został podzielony na sześć stref taryfowych, gdzie odbiorcy o identycznej charakterystyce poboru gazu (czyli odbiorcy zamawiający zbliżony wolumen i moc dystrybucyjną), ale występujący w różnych strefach, płacą różne stawki opłat taryfowych.

4.3.5. System stawek wejście/wyjście

System stawek opartych na „wejściu do” i „wyjściu z” (*Entry/Exit Model*) systemu operatora jest najbardziej zaawansowanym systemem ustalania stawek taryfowych. W Europie system ten jako pierwszy został zaimplementowany w Wielkiej Brytanii, czyli na rynku uważanym za jeden z najbardziej rozwiniętych i zliberalizowanych rynków gazu w Europie. Obecnie system ten funkcjonuje w ramach systemów przesyłowych większości państw członkowskich UE na skutek realizacji wytycznych unijnych, w tym także w Polsce.

W systemie stawek taryfowych *Entry/Exit* konieczne jest określenie punktów „wejścia do” i punktów „wyjścia z” systemu przesyłowego. Punkty wejścia do systemu przesyłowego (*entry points*) oznaczają miejsca, w których gaz może być zatłaczany do sieci gazowniczej. Punktami wejścia są interkonektory, magazyny gazu, kopalnie gazu, terminale regazyfikacji gazu (inaczej punkty wyjścia z systemów operatorów regazyfikacji). Punktami wyjścia (*exit points*) są punkty poboru gazu znajdujące się u klientów operatora sieci przesyłowej lub punkty na granicy z systemami innych operatorów, najczęściej na granicy z systemem dystrybucyjnym. W celu uproszczenia systemu punkty wyjścia mogą zostać pogrupowane według stref geograficznych, tak jak to zrobiono na rynku gazu w Wielkiej Brytanii. Opłata stała przesyłowa w ramach tego systemu stanowi sumę opłaty na wejściu i opłaty na wyjściu z systemu.

W konsekwencji zastosowania modelu *Entry/Exit* stawki przesyłowe na odcinkach o takiej samej długości pomiędzy punktami A i B oraz pomiędzy punktami C i D mogą różnić się znacznie, ponieważ podstawą kalkulacji opłaty przesyłowej w tym systemie nie jest odległość, na jaką przesyłany jest gaz, lecz koszty zwiększenia zdolności przesyłowej sieci na poszczególnych odcinkach. Określenie wysokości opłat dla każdego punktu wejścia i punktu wyjścia następuje w oparciu o metodykę długoterminowych kosztów krańcowych (*Long Run Marginal Costs – LRMC*)⁶¹⁷ i zwiększenia przepustowości gazociągu na danej trasie. Kalkulacja kosztów krańcowych dokonywana jest dla każdej z możliwych kombinacji punktów wejścia oraz punktów wyjścia. Metodyka kosztów krańcowych wiąże wysokość opłat przesyłowych z wysokością dodatkowych

⁶¹⁷ LRMC to minimalny wzrost kosztu całkowitego związany ze wzrostem produkcji o jedną jednostkę, przy założeniu, że wszystkie pozostałe koszty produkcyjne są kosztami zmiennymi, *Cost curve*, https://en.wikipedia.org/wiki/Cost_curve.

kosztów związanych ze zwiększeniem przepustowości gazociągu o określoną ilość gazu (np. o 1 mln m³ rocznie)⁶¹⁸.

Kalkulacja długoterminowych kosztów krańcowych przeprowadzana jest z reguły przez operatorów dla okresu 10 lat. Koszty krańcowe skalkulowane dla poszczególnych okresów objętych analizą są następnie odpowiednio dyskontowane i dzielone przez ilość gazu, którą technicznie będzie można przesłać po zwiększeniu zdolności przepustowej danego węzła technologicznego sieci przesyłowej. Określony w ten sposób koszt przesyłu jednostki gazu jest następnie dzielony na dwa składniki – opłatę na wejściu i opłatę na wyjściu z systemu przesyłowego.

System ten promuje ekonomiczne wykorzystanie sieci przesyłowej. Pozwala operatorowi na uzyskanie pewnych oszczędności związanych z możliwością alokowania do taryfy kosztów wynikających ze zróżnicowania wykorzystania mocy przesyłowej w poszczególnych odcinkach sieci. Natomiast system ten, tak jak pozostałe opisane systemy, nie jest wolny od wad. Do ich katalogu zalicza się wysoki stopień skomplikowania kalkulacji taryf, brak zrozumienia u większości uczestników rynku metodyki ustalania stawek oraz tworzenie przez system rozbieżności pomiędzy wysokościami opłat przesyłowych dla odbiorców o jednakowej charakterystyce poboru paliwa gazowego⁶¹⁹.

Z przytoczonych informacji jasno wynika, że wszystkie prezentowane systemy taryfowe są systemami wadliwymi, gdzie najczęściej występującą wadą jest zjawisko subsydiowania skrótnego klientów o zbliżonej charakterystyce, lecz funkcjonujących w różnym oddaleniu od sieci gazowniczej. Z tego powodu często pojawia się sytuacja, w której odbiorca posiadający przyłączy o znacznej długości i tym samym znacznym oddaleniu od głównej sieci gazowniczej płaci taką samą stawkę co odbiorca ulokowany znacznie bliżej sieci.

Pomimo występujących wad systemem rekomendowanym przez Radę Europejskich Regulatorów Energii (CEER)⁶²⁰ i stosowanym przez większość europejskich ope-

⁶¹⁸ Koszt zwiększenia przepustowości może być nieistotny, gdy zdolność przepustowa istniejącego gazociągu nie jest w pełni wykorzystywana i konieczne jest tylko zainstalowanie dodatkowych kompresorów lub sprężarek. Koszty zwiększenia przepustowości mogą być jednak bardzo wysokie w sytuacji maksymalnego wykorzystania zdolności przepustowej istniejącego gazociągu, co oznacza konieczność wybudowania nowego odcinka sieci.

⁶¹⁹ S. Hinc, W. Prugar, wyd. cyt., s. 25.

⁶²⁰ Rada Europejskich Regulatorów Energii (The Council of European Energy Regulators – CEER) jest organizacją non-profit, w której europejskie, krajowe organy regulacyjne ds. energetyki współpracują w celu ochrony interesów konsumentów i ułatwienia utworzenia jednolitego, konkurencyjnego i zrównoważonego rynku wewnętrznego gazu i energii elektrycznej w Europie. Organizacja powstała w marcu 2000 r., kiedy to 10 krajowych regulatorów energetyki podpisało „Memorandum of Understanding” w sprawie powołania Rady Europejskich Regulatorów Energetyki. W 2003 r. CEER został formalnie utworzony jako stowarzyszenie *non-profit* na mocy prawa belgijskiego z siedzibą w Brukseli. Członkostwo w CEER jest otwarte dla krajowych organów regulacyjnych Unii Europejskiej i Europejskiego Obszaru Gospodarczego. CEER liczy obecnie 36 członków, w tym organy regulacyjne z 28 państw członkowskich UE oraz Islandii i Norwegii, a także 7 obserwatorów – organy re-

ratorów OSP jest system *Entry/Exit*. System ten sprzyja generowaniu bardzo jasnych sygnałów ekonomicznych dotyczących ograniczeń i „wąskich gardeł” systemu przesyłowego oraz promuje efektywne wykorzystanie sieci OSP.

4.4. Podstawowe metody ustalania taryf dla operatorów systemów gazowniczych

We wcześniejszych podrozdziałach zaprezentowano podstawowe koncepcje ustalenia taryf, a także wypracowane przez lata rodzaje systemów taryfowych przeznaczonych dla operatorów sieciowych z segmentu przesyłu i dystrybucji paliwa gazowego. Prezentowana systematyka byłaby niepełna bez wskazania najważniejszych metod ustalania (kalkulacji) wysokości przychodu regulowanego dla przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się transportem gazu ziemnego sieciami gazociągów, będącego podstawą ustalania taryfy dla odbiorcy. Przeprowadzona analiza rozwiniętych w ciągu lat rozwiązań europejskich umożliwia wskazanie następujących podstawowych metod regulacji przychodów operatorów gazowniczych:

- metody regulacji stopy zwrotu (*rate of return regulation*),
- metody pułapu cenowego i pułapu przychodów (*price cap* oraz *revenue cap regulation*),
- metody wynegocjowanego porozumienia (*negotiated settlement*).

4.4.1. Metoda regulowanej stopy zwrotu

W systemie regulowanej stopy zwrotu (*regulated rate of return method*) regulacji podlega wysokość stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału osiąganego przez regulowane przedsiębiorstwo oraz koszty operacyjne prowadzenia działalności. Z tego powodu podejście to zwane jest także metodą koszt plus. Formuła tej metody prezentuje się następująco:

$$\text{przychód regulowany} = \text{łączne koszty OSD} + \text{stopa zwrotu}. \quad (4.2)$$

Stopa zwrotu powinna być oparta na rynkowej stopie zwrotu. Taryfa jest więc pochodną kosztów oraz dopuszczalnej stopy zwrotu i zapewnia przedsiębiorstwu realizację zysku w określonych warunkach rynkowych. W przypadku rzeczywistego wzrostu kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo korygowany jest poziom przychodu regulowanego (czyli kosztów uzasadnionych oraz zwrotu z kapitału) w taki sposób, aby zapewnić odpowiednią stopę zwrotu przedsiębiorstwu energetycznemu. Wzrost kosztów działalności operacyjnej jest alokowany do taryfy i tym samym przenoszony

gulatory ze Szwajcarii, Czarnogóry, Mołdawii, Bośni i Hercegowiny, Kosowa, Gruzji i Macedonii. CEER ściśle współpracuje z Agencją ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (The European Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER) z siedzibą w Lublanie jako organem Wspólnoty Europejskiej. *Council of European Energy Regulators*, https://en.wikipedia.org/wiki/Council_of_European_Energy_Regulators.

jest na klientów końcowych. Ryzyko związane z prowadzeniem działalności transportowej (koncesjonowanej) przez przedsiębiorstwo jest w związku z tym niewielkie.

System oparty na regulowanej stopie zwrotu oferuje przedsiębiorstwu gwarantowaną stopę zwrotu, co w konsekwencji wpływa na zmniejszenie kosztu pozyskania kapitału. Zaletą tego systemu są mniejsze taryfy dzięki obniżeniu podstawy kosztowej kalkulacji taryf przez mniejsze koszty pozyskania kapitału. Wadą systemu jest konieczność ponoszenia przez odbiorców ryzyka zmian cen oraz osłabienie bodźców stymulujących do zwiększenia efektywności działalności operacyjnej. Osłabienie bodźców w ramach zachęty do redukcji kosztów operacyjnych jest spowodowane koniecznością przekazania klientom osiągniętych w wyniku redukcji oszczędności w postaci obniżenia stawek taryfowych.

Dodatkowo operator jest zainteresowany zdynamizowaniem działalności inwestycyjnej niezależnie od rzeczywistej potrzeby prowadzenia inwestycji. W efekcie niezbędny jest nadzór regulatora zmuszonego do weryfikacji zakresu planowanych inwestycji pod kątem ich zasadności oraz możliwości uznawania ich kosztów za uzasadnione dla celów kalkulacji taryf.

Istnieje kilka wariantów systemu opartego na regulowanej stopie zwrotu zorientowanych na zdynamizowanie czynników stymulujących efektywność. Przykładem jednego z nich jest wariant, w którym podwyższony poziom zwrotu jest dopuszczalny w przypadku realizacji celów w zakresie użyteczności publicznej, podwyższenia poziomu jakości i bezpieczeństwa usług czy też dywersyfikacji kierunków dostaw. W każdym jednak przypadku zbiorów stymulatorów efektywności oferowany przez system oparty na regulowanej stopie zwrotu jest mniejszy od zbioru stymulatorów oferowanego przez inne systemy. Wada ta jest często uznawana za istotniejszą niż pozytywne efekty innych cech tego systemu, w tym obniżenie kosztu pozyskania kapitału wynikające z małego ryzyka ponoszonego przez inwestorów.

Metoda oparta na regulowanej stopie zwrotu stosowana była w największym zakresie w USA, gdzie obecnie wypierana jest przez podejście *negotiated settlement*. Natomiast w Europie stosowana jest w wąskim zakresie, praktycznie tylko w Belgii i znaczenie tego systemu ze względu na przedstawione wady stale maleje.

4.4.2. Metoda pułapu cenowego

Metoda regulacji pułapu cenowego (*price cap method of regulation*), zwana także regulacją motywacyjną (*incentive regulation*), określa maksymalny poziom cen, po których przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją gazu może świadczyć swoje usługi.

W pierwszym okresie regulacyjnym poziom ceny zostaje określony w oparciu o prognozy wielkości popytu na usługi oraz koszty niezbędne do realizacji prognozowanego popytu. W kolejnych okresach maksymalna cena określana jest na podstawie ceny z poprzedniego okresu skorygowanej o współczynnik inflacji oraz dodatkowo o współczynnik poprawy efektywności działania operatora. W konstrukcji formuły

najczęściej stosowany jest wskaźnik inflacji oparty na indeksie cen detalicznych RPI (*Retail Price Index*), natomiast współczynnik poprawy efektywności oznaczony jako X wymusza zwiększenie efektywności działania przedsiębiorstw gazowniczych, czyli redukcję kosztów działalności (im większa wartość X , tym większa wymagana poprawa efektywności działania). Zgodnie z tym cena określana jest wzorem:

$$C_n = C_{(n-1)} \times (RPI - X), \quad (4.3)$$

gdzie:

C_n – cena w roku bieżącym,

C_{n-1} – cena w roku poprzednim,

RPI – wskaźnik inflacji,

X – współczynnik poprawy efektywności.

Cena opisana równaniem (4.3) jest stabilna i zmienia się tylko w zakresie, w jakim umożliwia jej to formuła RPI- X . Ryzyko działalności ponosi operator, a efektem stabilizacji cen jest wzrost niepewności co do możliwości realizacji zaplanowanego przez operatora zysku. Niepewność realizacji zysku przez operatora jest tym większa, że może wynikać zarówno z przeszacowania wielkości popytu obniżającego w efekcie całkowite przychody, jak i z niedoszacowania pozycji planowanych kosztów. Należy jednak nadmienić, że istnieje również ryzyko niedoszacowania wielkości popytu lub przeszacowania pozycji kosztów, co prowadzi do ponadprzeciętnego zwiększenia zysków przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem i dystrybucją gazu.

W systemie pułapu cenowego występuje silna stymulacja wzrostu efektywności, co w długim okresie (jego długość zależy od okresu taryfikacji – najczęściej 3–5 lat) wpływa na korzystną dla klientów obniżkę cen. Przedsiębiorstwo regulowane natomiast korzysta bezpośrednio z zysków związanych ze wzrostem efektywności w trakcie 3- do 5-letniego okresu taryfikacji.

Zarówno przewidywane, jak i nieoczekiwane oszczędności są w dłuższym terminie (w kolejnym okresie taryfikacji) przekazywane klientom dzięki zastosowaniu systemu wskaźników efektywności, systematycznym przeglądów cen dla kolejnych okresów taryfikacji lub takim mechanizmom, jak podział zysku i korekty cen z tytułu nieuzasadnionych różnic w poziomie zysku. Przedsiębiorstwo będzie dopóty zainteresowane zwiększeniem wolumenu sprzedaży, dopóki krańcowy przychód uzyskany ze sprzedaży dodatkowej jednostki usługi będzie większy od krańcowego kosztu związanego z jej wytworzeniem.

Analiza struktury kosztów przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem i dystrybucją gazu wskazująca na znaczny udział kosztów stałych w całości kosztów przedsiębiorstwa (nawet do 90%) pozwala stwierdzić, iż system pułapu ceny maksymalnej będzie silnie stymulował wzrost wolumenu sprzedaży usług.

Niestety system pułapu cenowego niesie także ryzyko celowego zaniżenia przez przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją gazu prognoz popytu,

aby w fazie obliczeń taryfowych doprowadzić do wyznaczenia ceny jednostkowej usługi na wyższym poziomie.

W praktyce funkcjonuje kilka wariantów metody pułapu ceny maksymalnej. Celem każdego z nich jest osiągnięcie efektywnego poziomu cen opartego zwykle na kosztach krańcowych. W sytuacji występowania kosztów stałych konieczne jest wprowadzenie narzutu pokrywającego koszty stałe, przy czym za optymalne rozwiązanie uznaje się wprowadzenie najwyższych narzutów na klientów o najmniejszej tolerancji na wzrost ceny. Ten sposób ustalania cen oparty jest na metodzie Ramseya⁶²¹. Wymagania informacyjne związane z określeniem cen metodą Ramseya są jednak na tyle duże, że w praktyce czysty model tego typu nie jest rozpowszechniany. Co więcej, rozwiązanie określające ceny według zdolności płatniczej może być postrzegane przez niektórych uczestników rynku jako dyskryminujące i jako nieakceptowalne społecznie.

Każda z form metody pułapu ceny maksymalnej wiąże się z ryzykiem nadmiernego lub zbyt niskiego „odzyskiwania przychodów”, np., jak już wspomniano, na skutek niedokładnego prognozowania przyszłych kosztów lub wolumenów sprzedaży. Aspekty, o których mowa, powinny więc zostać uwzględnione podczas określania przez ustawodawcę lub regulatora rynku szczegółowych zasad metody pułapu ceny maksymalnej dla danej jurysdykcji.

Metoda pułapu „czystej” ceny maksymalnej

Metoda pułapu „czystej” ceny maksymalnej (*pure price cap method*) zakłada ograniczenia poszczególnych cen usług, np. opłaty stałej, opłaty zmiennej (przesyłowej lub dystrybucyjnej) czy opłaty abonamentowej. Tak zwane czyste ceny maksymalne, odnoszące się do więcej niż jednej usługi, powodują zamrożenie proporcji cenowych pomiędzy nimi, w związku z czym prowadzą do utrwalenia się sztywnej struktury cen. W niektórych warunkach taki efekt może być pożądanym, prowadząc, poprzez ograniczenie możliwości zmian struktury cen, do ograniczenia zmian dyskryminujących niektórych klientów. Jednocześnie, w szczególności w sytuacji, kiedy obecne proporcje pomiędzy opłatami są nieprawidłowe, „zamrożenie” struktury cen może generować niewłaściwe bodźce stymulujące rozwój sieci. System taki może także prowadzić do opóźnień we wprowadzaniu nowych usług, ponieważ dla każdego nowego rodzaju usługi konieczne jest wynegocjowanie i uzgodnienie nowej opłaty z organem regulującym. System ten może także powodować problemy w sieciach gazowych, w których wolumen świadczonych usług jest zmienny, podczas gdy koszty są w większości stałe. Nieprzewidziane zmiany wolumenu mogą prowadzić zarówno do nadpłynności, jak i do braku funduszy przedsiębiorstwa gazowniczego⁶²².

⁶²¹ F.P. Ramsey, wyd. cyt.

⁶²² S. Hinc, *Systemy regulacji cen w transporcie gazu*, „Nowoczesne Gazownictwo” 2004, nr 1 (IX).

Metoda pułapu ceny maksymalnej z formułą wprowadzenia korekty

Metoda pułapu ceny maksymalnej z formułą wprowadzenia korekty (*price cap with triggers method*) jest podobna do metody pułapu „czystej” ceny maksymalnej. Podstawową różnicą jest wprowadzenie mechanizmu umożliwiającego korektę poziomu cen taryfowych w sytuacji, kiedy zostają spełnione pewne warunki. Przykładowo wprowadzenie przedziału $\pm 15\%$ nałożonego na prognozę wielkości popytu określa konieczność dokonania przez regulatora korekty ceny maksymalnej w sytuacji, kiedy wielkość rzeczywistego popytu zmieni się powyżej lub poniżej 15-procentowego progu w stosunku do prognozowanego popytu.

Uwzględnienie w formule korekty ceny maksymalnej pozwala ograniczyć ryzyko związane z prognozowaniem zysku przedsiębiorstwa (możliwości znacznego przeszacowania i niedoszacowania jego wielkości) i w konsekwencji pozwala obniżyć koszt pozyskania kapitału przez ten podmiot w stosunku do systemu pułapu „czystej” ceny maksymalnej. Znaczne obniżenie kosztu pozyskania kapitału w ramach tej metody może być następstwem wprowadzenia asymetrycznej formuły, w wyniku której przegląd ceny maksymalnej zostanie dokonany w sytuacji pojawienia się wyłącznie negatywnego wpływu czynników na zysk przedsiębiorstwa. Sytuacja ta będzie możliwa w przypadku przeszacowania popytu lub niedoszacowania kosztów przedsiębiorstwa.

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją gazu mogą ponosić także ryzyko związane z zakresem koniecznego przeglądu ceny maksymalnej przez organ regulujący. Ryzyko to jest ograniczone w sytuacji, kiedy przeglądowi poddany jest wyłącznie ten element, który wywołał przegląd. Ryzyko wzrasta jednak znacznie w sytuacji, kiedy regulator poddaje przeglądowi wszystkie składowe elementy kalkulacji taryf, w tym założenia makroekonomiczne, koszty przedsiębiorstwa, dane operacyjne itp., mając przy tym możliwość dokonania ich korekty w obu kierunkach⁶²³.

Metoda pułapu oparta na koszyku opłat za usługi

W metodzie opartej na koszyku opłat za usługi (*tariff basket method*) ograniczeniu podlega średnia cena koszyka opłat, tj. przykładowo łącznie opłaty stałej za usługę przesyłową lub dystrybucyjną, opłaty zmiennej za usługę przesyłową lub dystrybucyjną, opłaty za inne usługi systemowe w przeliczeniu na 1 m³ przesłanego gazu.

Koszyk opłat może obejmować zarówno opłaty za poszczególne usługi, jak i opłaty za podkategorie usług. W przypadku tego systemu znacznie prostsze jest monitorowanie wzrostu opłat, gdyż przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją gazu musi tylko dowieść, że proponowane zmiany nie powodują przekroczenia limitu cenowego dla całego koszyka opłat. Podejście to pozostawia pewną możliwość zmiany struktury taryf, np. podniesienia cen w szczycie połączonego z obniżeniem cen poza

⁶²³ Tamże.

szczytem, zmiany proporcji pomiędzy elementem stałym i zmiennym opłaty transportowej (tj. przesyłowej, dystrybucyjnej). Równocześnie przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją gazu dzięki zmianie struktury cen wewnątrz koszyka jest w stanie tak kształtować wysokość opłat, aby zapewnić sobie większą realizowalność przychodów lub nawet podwyższyć zyski. Niewątpliwie dla wybranych użytkowników lub ich grup dowolność w zmianie struktury cen może być niekorzystna.

Kluczowe znaczenie w systemie opartym na koszyku opłat za usługi ma określenie poziomu wag poszczególnych usług w ramach koszyka. Optymalne byłoby przypisanie wag według wolumenów sprzedaży, które wystąpiłyby przy efektywnych cenach. Jeśli to się nie zdarzy, przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją gazu będzie dążyło do koncentracji podwyżek na usługach, których wolumen w indeksie jest niedoszacowany.

W praktyce wagi są zwykle przypisywane według bieżącego schematu konsumpcji usług. Przykładowo mogą być określone na podstawie wolumenu zużycia z poprzedniego okresu. Wagi mogą być stałe w ciągu całego okresu taryfikacji (3 do 5 lat) lub też mogą być uaktualniane co roku. Podobnie jak w systemie „czystej ceny maksymalnej” możliwe jest wystąpienie pewnej niechęci ze strony przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem i dystrybucją gazu do wprowadzenia nowych usług. Należy również pamiętać, że w ramach systemu opartego na koszyku opłat, taryfy za poszczególne usługi mogą również podlegać regulacjom pułapu „czystej” ceny maksymalnej, mającym na celu zahamowanie wzrostu ceny jednego rodzaju, szczególnie ważnej usługi.

Metoda pułapu przychodów

W metodzie pułapu przychodów (*revenue cap method*)⁶²⁴ określane są stałe, maksymalne przychody możliwe do zrealizowania w danym okresie taryfowym przez przedsiębiorstwo objęte regulacją. Wielkość przychodów jest niezależna od faktycznej wielkości popytu oraz wysokości kosztów przedsiębiorstwa. Kwota maksymalnych przychodów możliwa do zrealizowania przez przedsiębiorstwo określana jest najczęściej na podstawie przychodów z poprzedniego okresu taryfowego z uwzględnieniem wskaźnika korygującego RPI-X.

Zgodnie z powyższym łączna kwota maksymalnych przychodów określona jest wzorem:

$$P_n \leq P_{n-1} \times [1 + (RPI_n - X_n) / 100\%], \quad (4.4)$$

gdzie:

- P_n – maksymalny, możliwy do realizacji przychód regulowany w roku bieżącym,
- P_{n-1} – maksymalny przychód regulowany określony dla roku poprzedzającego dany rok obowiązywania taryfy,
- RPI_n – wskaźnik inflacji,
- X_n – współczynnik poprawy efektywności w roku bieżącym.

⁶²⁴ Zwanej także metodą stałego pułapu przychodów (*fixed revenue cap*) lub metodą dozwolonego poziomu przychodów regulowanych (*regulated revenue method*).

W ramach wzoru (4.4) poziom przychodu regulowanego ustalany jest na podstawie formuły:

$$P = \text{OPEX} + (\text{WRA} \times \text{WACC}), \quad (4.5)$$

gdzie:

P – przychód regulowany operatora,

OPEX – dozwolone koszty operacyjne koncesjonowanej działalności operatorskiej (*Operating Expenditures*),

WRA – Wartość Regulacyjna Aktywów (*Regulatory Assets Base – RAB*),

WACC – średni ważony koszt kapitału (*Weighted Average Cost of Capital*).

Formuła (4.5) zakłada oszacowanie wielkości przychodu regulowanego jako sumy dwóch składników – kosztów dozwolonych, traktowanych przez regulatora jako uzasadnione koszty działalności koncesjonowanej, oraz zwrotu z aktywów regulacyjnych. Regulator określa, które elementy łącznej bazy kosztowej mogą zostać zaliczone do kosztów uzasadnionych działalności koncesjonowanej, a które pominięte w kalkulacji. Ich wielkość jest przez regulatora ograniczana, aby skłonić operatora do podejmowania działań oszczędnościowych oraz zwiększających efektywność procesów. Rozwinięciem formuły (4.5) jest także wzór:

$$P = \text{OPEX} + (\text{WRA} \times \text{WACC}) + \text{Zachęty}, \quad (4.6)$$

gdzie Zachęty oznaczają mechanizm zachęt dopuszczony przez regulatora.

Podstawowa wielkość przychodu regulowanego wyznaczana jest podobnie jak we wzorze (4.5), wykorzystywanym w ramach metody limitu przychodów, z tą tylko różnicą, że dodatkowym elementem jest mechanizm zachęt, które pozwalają operatorowi zwiększyć przysługujący im limit przychodu regulowanego dzięki spełnianiu wyznaczonych przez regulatora kryteriów, dotyczących np. redukcji kosztów, zapewniania wysokich standardów obsługi klienta lub podejmowania działań związanych z ochroną środowiska.

Zastosowanie takiego podejścia promuje efektywność operacyjną przedsiębiorstwa oraz dbałość o wysoki poziom świadczonych usług. Jeśli regulator ustali współczynnik poprawy efektywności na kolejny okres taryfowy na poziomie przekraczającym poziom inflacji i tym samym parametr korygujący RPI-X będzie miał wartość ujemną, to mechanizm zachęt może zneutralizować rzeczywisty spadek przychodu regulowanego na kolejny okres regulacyjny, co pozwoli zachować dotychczasowy poziom przychodów (tj. $P_n = P_{n-1}$).

Wracając do istoty metody limitu przychodów w sytuacji, w której prognozowana i rzeczywista wielkość popytu są sobie równe, można stwierdzić, że metoda ta generuje wyniki identyczne jak metoda pułapu ceny maksymalnej. W rzeczywistości rzadko spotykane są przypadki idealnego oszacowania wielkości popytu. Efektem niedoszacowania lub przeszacowania prognoz popytu, a w następstwie tego uzyskanych przychodów, jest konieczność wprowadzenia odpowiedniej korekty do podstawy

kalkulacji stawek w następnym okresie taryfowym. W przypadku niedoszacowania na etapie prognozowania popytu na usługi konieczne jest pomniejszenie w kolejnym okresie taryfowym szacunkowych przychodów przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem i dystrybucją gazu o różnicę pomiędzy faktycznie zrealizowanymi a dozwolonymi przychodami, natomiast w przypadku przeszacowania prognoz popytu konieczne jest powiększenie w kolejnym okresie szacunkowych przychodów o niezrealizowaną część dozwolonych przychodów.

Metoda ta zapewnia regulowanemu przedsiębiorstwu stabilność przychodów, natomiast nie chroni operatora przed wahaniami planowanego zysku, które mogą wynikać z różnicy pomiędzy planowanymi i zrealizowanymi kosztami. Dodatkowo w metodzie limitu przychodów możliwe są znaczne wahania w poziomie cen usług pomiędzy kolejnymi okresami taryfowymi. Ryzyko wahań cen usług wynikające z niedoszacowania lub przeszacowania wielkości popytu ponosi klient przedsiębiorstwa. Pomimo pewnych wad, metoda ta sprawdza się w przypadku rozwiniętych rynków gazowych, gdzie dominują koszty stałe, stosunkowo łatwe do zaplanowania i niepodlegające wpływowi zmiany popytu. Metoda limitu przychodów sprawdza się także w sytuacjach, w których możliwe jest dokładne określenie wielkości popytu na usługi.

Metoda ta nie tworzy bodźców skłaniających przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją gazu do zwiększenia podaży usług, gdyż dodatkowa sprzedaż nie spowoduje zwiększenia całkowitych przychodów przedsiębiorstwa, a wynikiem zwiększenia sprzedaży będzie jedynie wzrost kosztów zmiennych i w konsekwencji przy stałych przychodach – spadek zysku. Brak bodźców w kierunku intensyfikacji sprzedaży w ramach metody limitu przychodów może zostać skompensowany przez nałożenie na przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją gazu celów określających wymagany wzrost liczby klientów lub wolumenu sprzedaży usług.

Zwolennicy tej metody podkreślają, że w tym systemie wyeliminowany został czynnik zachęcający przedsiębiorstwo do nierealistycznego prognozowania popytu (zarówno niedoszacowania, jak i przeszacowania prognoz), co może mieć kluczowe znaczenie w procesie wyboru systemu regulacyjnego⁶²⁵. Metoda limitu przychodów jest implementowana na rozwiniętych rynkach gazowniczych w Europie, w tym w polskim gazownictwie. W Polsce metoda ta jest stosowana z formułą ustalania przychodu regulowanego z wyłączeniem mechanizmu zachęt.

Hybrydowa metoda pułapu

Hybrydowa metoda pułapu (*hybrid cap method*) w przypadku operatorów gazowniczych łączy cechy podstawowych postaci metody ceny maksymalnej i limitu przychodów.

W metodzie pułapu ceny maksymalnej występuje ryzyko związane z dążeniem przedsiębiorstwa regulowanego do celowego zaniżenia, na etapie planowania taryfowego, prognoz popytu na dany okres, aby maksymalizować faktyczne przychody

⁶²⁵ S. Hinc, *Systemy regulacji...*

będące iloczynem ceny oraz rzeczywistego, a nie prognozowanego wolumenu sprzedaży. Jednocześnie metoda limitu przychodów nie gwarantuje ani stabilności ceny dla odbiorcy, ani pewności realizacji planowanego zysku dla operatora.

Metoda hybrydowa pozwala, w pewnym stopniu, wyeliminować słabości scharakteryzowanych uprzednio metod. Hybrydowa metoda regulacji wzoruje się na strukturze kosztów przedsiębiorstwa i zakłada pokrycie kosztów stałych przedsiębiorstwa metodą limitu przychodów oraz pokrycie zmiennej części kosztów metodą pułapu ceny maksymalnej. Takie zdefiniowanie parametrów umożliwi stworzenie bodźców stymulujących wzrost efektywności przedsiębiorstwa, jednocześnie ograniczając zmienność zarówno cen, jak i przychodów oraz zysków przedsiębiorstwa w porównaniu z opisanymi metodami regulacji przychodów. Wdrożenie oraz funkcjonowanie metody hybrydowej nie wykluczają jednak konieczności kontroli ustalania cen przez regulatora rynku.

Do głównych zalet metody hybrydowej należą wzrost stabilności realizacji zysku przez przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją gazu w porównaniu z metodą pułapu ceny maksymalnej oraz zmniejszenie zakresu wahań ceny dla odbiorcy w porównaniu z metodą limitu przychodów. Wprowadzenie tej metody stabilizuje przepływy pieniężne przedsiębiorstwa. Wzrost pewności realizacji przepływów pieniężnych prowadzi do zmniejszenia ryzyka inwestycyjnego i w konsekwencji do częściowego obniżenia kosztu pozyskania kapitału przez przedsiębiorstwo. W dłuższym okresie może to doprowadzić do obniżenia kosztów świadczenia usług oraz ich ceny.

W ramach tego modelu porównuje się osiągnięty przez operatora zysk z wielkością dozwolonego zwrotu na kapitale, co gwarantuje, że operatorzy nie będą generować dodatkowych zysków kosztem obniżki jakości świadczonych usług.

Regulator szacuje skorygowany zysk danego operatora dla każdego roku okresu regulacyjnego. Następnie odejmowana jest od niego wielkość dozwolonego zwrotu na kapitale dla danego roku, a otrzymany wynik stanowi nadwyżkę albo deficyt dla danego roku. Na zakończenie wieloletniego okresu regulacyjnego nadwyżki lub deficyty dla poszczególnych lat są sumowane, by uzyskać łączną nadwyżkę lub deficyt dla całego okresu regulacyjnego. Otrzymana wartość jest następnie rekompensowana na poziomie cen ustalanych na kolejny okres regulacyjny – w przypadku nadwyżki operator ma obowiązek obniżenia cen, a w przypadku deficytu prawo do ich podniesienia.

W tabeli 4.1 przedstawiono ocenę porównawczą ryzyka dla klienta, dla przedsiębiorstwa oraz właściciela kapitału na tle podstawowych metod regulacji przychodów przedsiębiorstwa gazowniczego.

Analiza różnych metod regulacji przychodów przedsiębiorstwa energetycznego pozwala postawić tezę, iż nie istnieje jedna optymalna metoda regulacji dla operatora przesyłowego lub dystrybucyjnego. W procesie oceny oraz wyboru metody regulacyjnej w danym kraju należy przede wszystkim określić kryteria, których spełnienie jest istotne w danych warunkach ekonomicznych, politycznych i społecznych.

Tabela 4.1. Ocena ryzyka w różnych systemach regulacji przychodów

Rodzaj ryzyka	Metoda regulowanej ceny zwrotu	Metoda pułapu ceny maksymalnej			Metoda limitu przychodów	Metoda hybrydowa
		„czysta cena”	z formułą korekty	koszyk opłata za usługi		
Ryzyko dla klienta: – zmienność cen	4	1	2	1	5	2
Ryzyko dla operatora: – zmienność przychodów – zmienność zysku	2 1	4 5	3 4	3 4	1 3	3 3
Ryzyko pozyskania kapitału	1	5	4	4	3	3

Skala ocen: 1–5, 1 – bardzo małe ryzyko, 5 – bardzo duże ryzyko.

Źródło: opracowanie własne na podstawie: S. Hinc, *Systemy regulacji...*

Wydaje się, że głównym kryterium wyboru oraz oceny prezentowanych metod regulacji jest możliwość generowania prawidłowych bodźców dla efektywnego i racjonalnego prowadzenia działalności przez operatora. Działając w systemie regulacji, przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją gazu powinno dążyć do długofalowego obniżenia kosztów prowadzenia działalności. Zarówno osiągnięcie tego celu przez przedsiębiorstwo, jak i kontrola jego wykonania przez regulatora będą znacznie łatwiejsze w ramach bardziej przejrzystej i prosto skonstruowanej metody regulacji. Dopiero określenie głównych kryteriów oraz ocena wszystkich metod pod kątem każdego z nich dają możliwość opracowania optymalnego w danych warunkach narzędzia regulacji.

4.4.3. Metoda wynegocjowanego porozumienia

Metoda, która od dłuższego czasu zdominowała amerykańską i kanadyjską praktykę regulacyjną sektorów sieciowych użyteczności publicznej, a która także ma być docelowym modelem regulacji sektora użyteczności publicznej w Wielkiej Brytanii i Australii zwana jest w tych jurysdykcjach „wynegocjowanym porozumieniem” (*negotiated settlement*).

Zgodnie z tym podejściem odbiorcy paliwa gazowego, reprezentowani przez zorganizowaną (np. w postaci stowarzyszeń czy grup zakupowych) grupę użytkowników i odbiorców, negocjują porozumienie z operatorem systemu gazowniczego, jeszcze przed przedłożeniem tego porozumienia do akceptacji organu regulacyjnego. Porozumienie (zwane także ugodą) pomiędzy stronami musi zostać zatwierdzone przez regulatora, ale proces akceptacji w tym przypadku nie przebiega w ramach klasycznej procedury regulacyjnej odzwierciedlonej w przepisach prawa administracyjnego. Podejście to zostało wyczerpująco opisane w rozdz. 1.3.7 niniejszej pracy.

4.5. Proces kalkulacji opłat taryfowych na przykładzie polskiego gazownictwa

4.5.1. Uwagi wstępne

Pełny proces kształtowania opłat taryfowych w gazownictwie złożony jest z dwóch podstawowych subprocesów. W ramach pierwszego na podstawie kosztów uzasadnionych przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego działalność operatora systemu dystrybucyjnego i przesyłowego gazu oraz na podstawie wynagrodzenia zaangażowanego w tę działalność kapitału określana jest całkowita baza taryfowa, która jest podstawą do kalkulacji przez operatorów systemów gazowniczych (transgranicznego, przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowego oraz operatora systemu skraplającego) stawek opłat taryfowych.

Baza taryfowa, na którą składają się uzasadnione koszty działalności operacyjnej, odpisy amortyzacyjne od zaangażowanego w działalność operatorską majątku oraz wynagrodzenie kapitału stanowią łącznie kwotę dozwolonych przychodów, jakie przedsiębiorstwo energetyczne uprawnione jest uzyskać od swoich klientów. Wysokość dozwolonych przychodów, określanych także jako przychód regulowany, podlega analizie i akceptacji regulatora w ramach postępowania o zatwierdzenie taryfy⁶²⁶, który w ten sposób ma możliwość wymuszenia zwiększenia efektywności działania przedsiębiorstwa funkcjonującego na rynku – także w warunkach monopolu⁶²⁷.

Wysokość przychodu regulowanego kalkuluje się w oparciu o następującą, syntetyczną formułę⁶²⁸:

$$P = \text{OPEX} + (\text{WRA} \times \text{WACC}), \quad (4.7)$$

gdzie:

P – przychód regulowany operatora,

OPEX – dozwolone koszty operacyjne koncesjonowanej działalności operatorskiej (*Operating Expenditures*),

WRA – wartość regulacyjna aktywów (*Regulatory Assets Base – RAB*),

WACC – średni ważony koszt kapitału (*Weighted Average Cost of Capital*).

W ramach drugiego subprocesu kształtowania opłat taryfowych, na podstawie dozwolonego przychodu wyznaczone zostają stawki opłat dystrybucyjnych i przesyłowych. W ramach tego subprocesu następuje alokacja kosztów stanowiących

⁶²⁶ W polskim systemie prawnym takie postępowanie przebiega w formule postępowania administracyjnego rozpoczętego na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego lub regulatora w oparciu o przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego.

⁶²⁷ Przykładem typowego monopolu w Polsce jest rynek usług przesyłowych gazu ziemnego. W przypadku usług dystrybucyjnych gazu Operator Systemu Dystrybucyjnego – Polska Spółka Gazownictwa posiada 97% rynku.

⁶²⁸ W rozdziale 5 zostanie omówiona bardziej analityczna formuła ustalania wysokości przychodu regulowanego na bazie dobrych praktyk europejskich.

R.D. Treich i J.H. Yates wymieniają dwa kryteria, które powinny zostać uwzględnione w procesie kształtowania taryf – zasadność ponoszonych wydatków inwestycyjnych i zasadność ponoszonych kosztów operacyjnych jako warunki prawidłowego określenia bazy kosztowej oraz brak dyskryminacji odbiorców jako warunek prawidłowego podziału wymaganych przychodów pomiędzy grupy odbiorców⁶²⁹.

Na rysunku 4.2 ukazano proces kształtowania opłat taryfowych podzielony na dwa subprocesy. W ramach pierwszego subprocesu generowany jest przychód regulowany na bazie kosztów uzasadnionych OPEX oraz zwrotu z zaangażowanego kapitału. W ramach subprocesu drugiego generowane są, poprzez odpowiednią alokację przychodu regulowanego na działalność regulowaną, rodzaje transportowanego gazu, rodzaje grup taryfowych i rodzaje opłat taryfowych – stawki taryfowe. Celowo zrezygnowane w ramach subprocesu drugiego z alokacji przychodu regulowanego na strefy gazu, przyjmując założenie, że w większości operatorów dystrybucyjnych funkcjonujących w Polsce występuje tylko jedna strefa dystrybucyjna. Także w ramach największego OSD, jakim jest Spółka PSG, docelowy model taryfowy w przyszłości powinien zakładać tylko jedną strefę dystrybucji gazu zamiast obecnie występujących sześciu.

4.5.2. Ustalenie kosztów operacyjnych przedsiębiorstwa dystrybucyjnego gazu

Podstawą regulacji rodzaju oraz zakresu alokacji kosztów działalności koncesjonowanej przedsiębiorstwa pełniącego funkcję operatora systemu gazowego w Polsce jest Ustawa Prawo energetyczne, która precyzuje, że przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych lub energii stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie dystrybucji. Ustawa określa także, iż przedsiębiorstwo energetyczne, ustalając taryfę dla prowadzonej przez siebie działalności koncesjonowanej, musi przeprowadzić kalkulację w sposób zapewniający ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat⁶³⁰.

Prawo energetyczne w przypadku określenia szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf dystrybucyjnych paliw gazowych odwołuje się do innego aktu prawnego wydanego przez właściwego ministra do spraw energii, to jest do tzw. Rozporządzenia regulacyjnego (zwanego także w sektorze gazownictwa Rozporządzeniem taryfowym)⁶³¹.

⁶²⁹ American Gas Association Rate Committee, *Gas rate fundamentals*, 1987, s. 131, 132, cyt za: S. Hinc, *Struktury oraz metody...*, s. 72.

⁶³⁰ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997, art. 45.

⁶³¹ Prezentowaną kwestię precyzuje art. 46 Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 Prawo energetyczne, który odwołuje się w przypadku określenia szczegółów kalkulacji taryf do Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. poz. 640).

W omawianym przypadku minister właściwy do spraw energii, w drodze rozporządzenia, określi szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych, biorąc pod uwagę: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania paliw gazowych, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat.

W samym Rozporządzeniu (par. 3) sprecyzowano, że określone w taryfie ceny lub stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych różnicuje się odpowiednio do kosztów uzasadnionych wykonywanej działalności gospodarczej związanej z dostarczaniem paliw gazowych z uwzględnieniem eliminowania subsydiowania skrośnego. W świetle zapisów Ustawy i Rozporządzenia powstaje więc kluczowe pytanie: jakie koszty według ustawodawcy i regulatora należy traktować jako uzasadnione?

Samo prawo energetyczne za uzasadnione uznaje koszty niezbędne do wykonania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną przez przedsiębiorstwo energetyczne działalnością w zakresie dystrybucji oraz koszty przyjmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców⁶³². Wynika z tego, że w procesie kalkulowania taryf przedsiębiorstwo energetyczne powinno wyeliminować wszystkie koszty bezpośrednio nie związane z działalnością koncesjonowaną w zakresie świadczenia usług dystrybucyjnych paliwa gazowego. Jeśli więc operator dystrybucyjny gazu świadczy dla przykładu usługi w zakresie utrzymania systemów informatycznych dla innego przedsiębiorstwa energetycznego, koszty tej działalności powinny zostać zewidencjonowane na odpowiednim miejscu powstawania kosztów (MPK) lub na odpowiednim numerze zlecenia w ramach systemu finansowo-księgowego i nie powinny zostać alokowane do stawek taryfowych stosowanych dla klientów korzystających z usług transportu gazu siecią gazociągów dystrybucyjnych.

Pojawiający się w Prawie energetycznym ustawowy wymóg ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem poziomu cen nakłada na przedsiębiorstwo energetyczne obowiązek kontroli wysokości kosztów działalności operacyjnej (koncesjonowanej). W związku z tym zaleceniem każde przedsiębiorstwo energetyczne powinno ewidencjonować koszty w sposób pozwalający na ich grupowanie w podziale na koszty zależne (tj. kontrolowane przez przedsiębiorstwo) i koszty niezależne (tj. niepodlegające bezpośrednio kontroli).

Do kosztów zależnych zalicza się: koszty wynagrodzeń, ubezpieczeń społecznych i innych świadczeń na rzecz pracowników (tj. koszty pracy), koszty zużycia materiałów

⁶³² Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997, art. 3.

i energii, koszty usług obcych, koszty różnicy bilansowej⁶³³ oraz pozostałe koszty (tj. pozostałe koszty rodzajowe).

Z kolei do kosztów niezależnych zalicza się: koszty podatków i opłat (np. koszty podatku od nieruchomości i opłatę za wieczyste użytkowanie gruntów, opłatę za zajęcie pasa drogowego, liczne tzw. opłaty środowiskowe), koszty amortyzacji. Koszty amortyzacji są związane z poziomem realizowanych w okresie regulacyjnym nakładów inwestycyjnych (CAPEX). Regulator zatwierdza zakres rzeczowy i finansowy zawarty w Planie rozwoju operatora dystrybucyjnego, więc tym samym akceptuje plan amortyzacji wynikający z realizacji planów inwestycyjnych. W przypadku podatków i opłat (nieskarbowych) ich poziom również związany jest z realizowanym w okresie regulacyjnym planem rozwoju i zakresem rzeczowym oddawanych do eksploatacji systemowych środków trwałych oraz poziomem ustalanych przez samorządy stawek podatkowych.

W procesie administracyjnym o zatwierdzenie taryfy dla przedsiębiorstwa energetycznego w przypadku braku istotnego wzrostu tego rodzaju kosztów zwykle regulator zezwala na pełną ich alokację do kalkulowanej taryfy.

Moim zdaniem warunkiem koniecznym do rzetelnej alokacji kosztów do taryfy jest prowadzenie w przedsiębiorstwie energetycznym rozbudowanego analitycznie planu kont w układzie rodzajowym (tzw. zespół 4 kont) i kalkulacyjnym (tzw. zespół 5 kont) równocześnie, co nie stanowi obecnie problemu w przedsiębiorstwach dysponujących zintegrowanym systemem finansowo-księgowym klasy ERP (*Enterprise Resource Planning*).

Poza ustawowymi zapisami o konieczności ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem poziomu cen oraz koniecznością zaliczania do kosztów uzasadnionych jedynie kosztów ściśle związanych z prowadzoną działalnością dystrybucyjną nie istnieją inne kryteria ułatwiające kwalifikacje kosztów do grupy kosztów uzasadnionych. Taki stan rzeczy powoduje znaczne przedłużanie się postępowania administracyjnego prowadzonego przez regulatora o zatwierdzenie stawek taryfowych dla operatora i często turbulentny jego przebieg. Przykładem może być proces zatwierdzania taryfy dla największego operatora dystrybucyjnego gazu, czyli dla Polskiej Spółki Gazownictwa na okres regulacyjny w latach 2018 i 2019, który w obu przypadkach rozpoczął się pod koniec września i zakończył 25 stycznia, czyli po 4 miesiącach. W tym przypadku, jak i w wielu innych postępowaniach administracyjnych, brak precyzyjnych wytycznych co do sposobu kwalifikacji kosztów do grupy kosztów uzasadnionych powodował ze strony regulatora wprowadzenie dużego stopnia uzna-

⁶³³ Różnica bilansowa stanowi różnicę techniczną między wolumenem paliwa gazowego liczoną w m³ na wejściu i na wyjściu z systemu dystrybucyjnego i związana jest ze stratami gazu powstałymi na skutek uszkodzeń i niekontrolowanych nieszczelności gazociągów (np. wyeksploatowanych gazociągów stalowych, żeliwnych), jak również na skutek wykorzystania gazu do celów technologicznych, takich jak ogrzewanie urządzeń systemowych – np. stacji redukcyjno-pomiarowych I^o, prób szczelności remontowanych i oddawanych do eksploatacji, nowych gazociągów czy ogrzewania pomieszczeń kubaturowych operatora.

niowości w kwalifikowaniu proponowanych przez operatora kosztów działalności operacyjnej do alokowania do taryfy. W wielu przypadkach regulator kwestionował zasadność i poziom ponoszonych kosztów i w licznych wezwaniach w ramach postępowania administracyjnego żądał obniżenia lub usunięcia proponowanych kosztów jako nieuzasadnionych. Powodowało to i powoduje nadal wiele konfliktów pomiędzy stronami postępowania administracyjnego i często prowadzi do konieczności rozstrzygnięcia przed właściwym sądem administracyjnym.

Opisywany stan rzeczy powoduje permanentny konflikt między regulatorem a operatorem, cechujący się dużym stopniem subiektywizmu oraz interwencjonizmu ze strony regulatora jako organu administracji państwa. Nie służy to rozwojowi ani przedsiębiorstwa energetycznego, ani rynku tego typu usług transportowych i w wielu przypadkach podważa zasadę zaufania do państwa i stosowanych przez nie mechanizmów kontroli w stosunku do przedsiębiorstwa energetycznego.

Zasadne jest moim zdaniem wprowadzenie w Rozporządzeniu regulacyjnym precyzyjnego katalogu kosztów uzasadnionych działalności poszczególnych rodzajów operatorów. Jest to zadanie bardzo trudne, zważywszy duży zakres takich kosztów oraz ich zmieniający się charakter. Szczególnie trudne do uzgodnienia dla stron są zakres i poziom uzasadnionych kosztów pracy operatora, wynikające w pewnych kategoriach wprost z zapisów Zakładowego Układu Zbiorowego Pracy (ZUZP)⁶³⁴. Część świadczeń (także pozapłacowych) dla pracowników operatora gwarantowanych w ZUZP często może naruszać zasadę sprawiedliwości społecznej i w związku z tym nie jest akceptowane przez regulatora, który nie zezwala na ich alokowanie do taryfy i tym samym obciążanie nieuzasadnionymi kosztami klientów końcowych⁶³⁵. Z tych powodów, moim zdaniem, zasadne jest wykorzystanie w celu ustalenia zakresu i poziomu kosztów uzasadnionych dla celów taryfowych benchmarkingu kosztów w relacji do innych, porównywalnych operatorów dystrybucyjnych działających na tym samym rynku i stosujących najlepsze praktyki w branży lub w przypadku ich braku benchmarkingu międzynarodowego w segmencie operatorów dystrybucyjnych gazu. Taki proces benchmarkingu międzynarodowego w zakresie efektywności działalności operatorskiej został przeprowadzony w 2017 r. przez francuską firmę

⁶³⁴ Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy (ZUZP) jest dokumentem zawartym przez pracodawcę i pracowników reprezentowanych przez związki zawodowe (strona społeczna), w którym sprecyzowane są zakres oraz poziom dodatkowych, poza wynagrodzeniem podstawowym, świadczeń pracowniczych finansowanych przez pracodawcę. Duża część przedsiębiorstw energetycznych funkcjonujących w Polsce jest częścią holdingów multienergetycznych, w których skład wchodzi przedsiębiorstwa wydobywcze, dlatego zawarty przez strony ZUZP jest charakterystyczny dla przedsiębiorstw górniczych z mocno rozbudowanym katalogiem świadczeń finansowych i niefinansowych (takich jak pakiety usług medycznych, pakiety usług w zakresie rehabilitacji czy pakiety umożliwiające korzystanie z publicznych obiektów sportowych).

⁶³⁵ Przykładem są koszty zakupu dla pracowników operatora komercyjnych świadczeń w zakresie usług medycznych, na których finansowanie nie mogą sobie pozwolić pracodawcy z sektora publicznego (tzw. budżetowego – oświaty, szkolnictwa wyższego, ochrony zdrowia czy służb mundurowych).

doradczą Adéquation na potrzeby analityczne Komisji Europejskiej na grupie 7 europejskich operatorów dystrybucyjnych gazu, w tym także Polskiej Spółki Gazownictwa. Wyniki przeprowadzonych analiz wskazały, iż w porównaniu z analizowanymi OSD efektywność PSG była istotnie wyższa i uzasadniała tym samym wzrost przychodu regulowanego w najbliższym okresie regulacyjnym, tj. w latach 2018 i 2019⁶³⁶.

Ostatecznie regulator nie skorzystał z wyników benchmarkingu międzynarodowego i wymógł na operatorze pod groźbą odmowy zatwierdzenia taryfy w trybie bardzo kontrowersyjnego art. 47 pkt 2d⁶³⁷ Prawa energetycznego redukcję średniej stawki taryfowej na poziomie odpowiednio 7,43% dla 2018 r. i 5% dla 2019 r. Tym bardziej dziwi więc, że polski regulator pomimo stworzonych przez ustawodawcę w Prawie energetycznym zapisów umożliwiających stosowanie metody porównawczej oceny efektywności przedsiębiorstw energetycznych wykonujących w zbliżonych warunkach działalność gospodarczą tego samego rodzaju⁶³⁸, czyli metody benchmarkingu – ani nie inicjuje tego typu analiz do celów taryfowych, ani nie korzysta z wyników tych analiz zainicjowanych i przeprowadzonych przez operatorów (w tym przypadku PSG).

W obecnym stanie prawnym i w przyjętej na podstawie Rozporządzenia⁶³⁹ metodyce podstawą do określenia planowanych kosztów operacyjnych, które będą stanowić składnik przychodu regulowanego na kolejny okres taryfowy, są informacje w zakresie kosztów historycznych, poniesionych przez przedsiębiorstwo energetyczne, zaewidencjonowane w systemie finansowo-księgowym.

⁶³⁶ Szczegółowy raport z przeprowadzonych badań ankietowych przez firmę Adéquation znajduje się w dyspozycji PSG i stanowi tajemnicę przedsiębiorstwa.

⁶³⁷ Przywołany przepis mówi, iż taryfy dotychczasowej nie stosuje się, jeżeli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej. Przepis jest bardzo kontrowersyjny, ponieważ w praktyce jego zastosowanie oznacza pozbawienie operatora formalnej podstawy jaką jest taryfa do rozliczania się z klientami. W konsekwencji przedsiębiorstwo energetyczne powinno wstrzymać wykonywanie działalności operatorskiej i tym samym działalności gospodarczej, co w przypadku Operatora Systemu Dystrybucyjnego gazu, jakim jest PSG, byłoby sytuacją bez precedensu – zagrażającą bezpieczeństwu energetycznemu kraju. Moim zdaniem funkcjonowanie tego przepisu w obecnej formule jest bardzo kontrowersyjne, ponieważ daje możliwość wywołania poważnego kryzysu energetycznego w kraju jedną decyzją urzędnika państwowego. Zapis ten więc powinien zostać zmieniony przy okazji kolejnej nowelizacji Ustawy Prawo energetyczne.

⁶³⁸ Przywołany zapis precyzuje art. 47 pkt 2e Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997, zgodnie z którym Prezes URE analizuje i weryfikuje koszty uzasadnione w zakresie ich zgodności z przepisami ustawy, na podstawie sprawozdań finansowych i planów rzeczowo-finansowych przedsiębiorstw energetycznych, biorąc pod uwagę tworzenie warunków do konkurencji i promocji efektywności wykonywanej działalności gospodarczej, a w szczególności stosując metody porównawcze oceny efektywności przedsiębiorstw energetycznych wykonujących w zbliżonych warunkach działalność gospodarczą tego samego rodzaju.

⁶³⁹ Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 15 marca 2018.

Koszty historyczne są odpowiednio indeksowane wskaźnikiem inflacji oraz dyskontowane współczynnikiem korekcyjnym X , wymuszającym na przedsiębiorstwie zwiększenie efektywności działalności operacyjnej. W ramach postępowania ujawniana jest część kosztów, które nie są określane na podstawie danych historycznych, lecz na podstawie predykcji co do rzeczywistego poziomu wykorzystania danego rodzaju materiałów lub usług – i ta właśnie grupa kosztów stanowi obiekt szczególne go zainteresowania regulatora. W grupie planowanych kosztów na kolejny okres regulacyjny znajdują się także tzw. koszty przeniesione, które operator planuje w taryfie w oparciu o planowane zapotrzebowanie na moce zamawiane u innego operatora⁶⁴⁰. W przypadku PSG chodzi głównie o moce na wejściu i wyjściu do systemu przesyłowego operatora Gaz-System, zamawiane w ramach obowiązujących OSD i OSP Międzyoperatorских Umów Przesyłowych.

4.5.3. Ustalenie wartości majątku przedsiębiorstwa dystrybucyjnego gazu

Istotnym zagadnieniem bezpośrednio związanym z metodyką kalkulacji wymaganego poziomu przychodu regulowanego jest kwestia oszacowania wartości regulacyjnej aktywów (*Regulatory Asset Base*). Prawidłowe określenie wartości regulacyjnej aktywów jest tym bardziej istotne, że wartość ta determinuje na kolejnym etapie procesu kalkulacji taryfy dystrybucyjnej, wartość amortyzacji, która zwykle nie jest kwestionowana przez regulatora i w całości jest alokowana do taryfy.

Wartość regulacyjna aktywów jest również jednym z dwóch, oprócz średnioważonego kosztu kapitału (WACC), komponentów iloczynu służącego do ustalenia zwrotu z kapitału (ZK) zaangażowanego w działalność dystrybucyjną (tj. $ZK = WRA \times WACC$) – będącego elementem kalkulacyjnym przychodu regulowanego operatora. Wartość regulacyjna zatem jest to ta wartość aktywów, którą regulator przyjął do wyliczenia poziomu amortyzacji i zwrotu z kapitału jako elementów służących do kalkulacji poziomu przychodu regulowanego należnego dla przedsiębiorstwa energetycznego.

Przywołana definicja jest jednak zbyt syntetyczna i wprowadza duży ładunek uznaniowości w sposobie szacowania wartości regulacyjnej aktywów. Potwierdza to praktyka – w zależności od podejścia regulatora to samo przedsiębiorstwo energetyczne w różnych systemach regulacyjnych wykazywałoby różną wartość regulacyjną aktywów.

Wartość regulacyjna aktywów w praktyce polskiego rynku energetycznego jest ustalana na podstawie wartości netto majątku wykazywanego w księgach przedsiębiorstwa energetycznego (tj. majątku dystrybucyjnego oraz bezpośrednio związanego z działalnością operatorską majątku kubaturowego) na ostatni dzień bilansowy po dokonaniu korekt zwiększających i zmniejszających jego wartość. Okres regulacyjny

⁶⁴⁰ Chodzi o moce przesyłowe, magazynowe i regazyfikacyjne zamawiane odpowiednio u operatora systemu przesyłowego, magazynowego oraz operatora regazyfikacji i skraplania gazu.

w przypadku polskiego gazownictwa wynosi 12 miesięcy, a postępowania administracyjne na wniosek operatorów rozpoczynają się na przełomie trzeciego i czwartego kwartału, tj. przed zakończeniem bieżącego okresu regulacyjnego, więc ostatecznie, zweryfikowane i zatwierdzone przez ciała statutowe operatorów dane księgowe w zakresie wartości majątku netto pochodzą ze sprawozdania rocznego za ostatni rok obrachunkowy, który jest zazwyczaj ostatnim okresem regulacyjnym⁶⁴¹.

Powoduje to pewne trudności dla operatora, gdyż z jednej strony nie posiada on zamkniętych ksiąg rachunkowych dla roku bieżącego, a z drugiej dane co do zakresu i wartości majątku na kolejny okres regulacyjny musi opierać na prognozie. W praktyce dane odnośnie do wartości netto majątku kalkulowane są w oparciu o bieżące wykonanie pochodzące z systemu finansowo-księgowego oraz prognozę i korekty dotyczące ostatniego kwartału bieżącego okresu regulacyjnego, generowane na podstawie aktualnego planu inwestycyjnego operatora oraz planu rozwoju.

Ustalona w taki sposób baza kalkulacyjna dla kolejnego okresu regulacyjnego podlega korekcie zwiększającej i zmniejszającej wartość majątku w oparciu o prognozy z planów inwestycyjnych i planów rozwoju na kolejny okres regulacyjny (w przypadku planów rozwoju – uzgodnionych wcześniej z regulatorem). Oprócz korekty wartości majątku o prognozy pochodzące z planu rozwoju i planu inwestycyjnego operator w celu ustalenia prawidłowej wartości majątku dokonuje weryfikacji ekonomicznego okresu użytkowania majątku dystrybucyjnego oraz obowiązujących stawek amortyzacji, co bezpośrednio przekłada się na wartość amortyzacji, dokonuje korekt o wartość likwidowanego majątku trwałego i wartości niematerialne i prawne, dokonuje korekt aktualizujących wartość księgową majątku.

Zarówno w teorii, jak i w praktyce gospodarczej opisane zostały i mają zastosowanie liczne metody wyceny posiadanego przez operatora majątku na potrzeby kalkulacji wartości regulacyjnej aktywów. Należą do nich podejścia do kalkulacji według: kosztu historycznego, kosztu bieżącego i odtworzeniowego, kosztu zastąpienia oraz zoptymalizowanego kosztu zastąpienia, wartości rynkowej, wartości ekonomicznej oraz wartości najlepszej alternatywy. W każdym przypadku wycena musi uwzględniać strukturę wiekową aktywów, która określa stopień ich umorzenia oraz okres pozostały do pełnego ich zamortyzowania. W praktyce możliwa jest znaczna elastyczność w zastosowaniu wartości regulacyjnej do istniejących aktywów, dzięki czemu opłaty taryfowe mogą być ustalane bliżej ich efektywnego poziomu.

Dalej zaprezentowano stosowane najczęściej metody wyceny posiadanego przez operatora majątku na potrzeby kalkulacji wartości regulacyjnej aktywów.

⁶⁴¹ Warto zaznaczyć, że nawet w przypadku, kiedy regulator zatwierdził nową taryfę już w trakcie nowego roku kalendarzowego, bilansowego i regulacyjnego, zwykle taryfa obowiązuje do końca tego roku kalendarzowego, bilansowego, regulacyjnego. Tak właśnie było w przypadku taryf dla PSG na lata 2018 i 2019, gdy mimo że regulator w obu przypadkach zatwierdził taryfę 25 stycznia, obowiązywała ona tylko do końca danego roku kalendarzowego.

Metoda kosztu historycznego

Wartość majątku określana jest według ceny, za jaką dany składnik majątku został zakupiony na podstawie dokumentu księgowego. Definicja ta nie uwzględnia zmian w wartości danego aktywa od momentu zakupu, czyli nie odzwierciedla rzeczywistego kosztu nabycia na dzień obecny, który jest podstawą do ustalenia efektywnych opłat taryfowych. Metoda ta stosowana jest obecnie przez polskiego regulatora, którego wytyczne zrównują wartość regulacyjną aktywów operatorów do wartości kosztu historycznego, odzwierciedlonego wartością księgową netto majątku zaangażowanego w działalność operatorską na ostatni dzień roku bilansowego w poprzednim okresie regulacyjnym. W przypadku pojawiających się na rynku transakcji sprzedaży części majątku operatora stosowana jest do wyceny majątku metoda dochodowa, a jako wartość do ustalenia ostatecznej ceny transakcyjnej wybierana jest wartość wyższa, która podlega dalszym negocjacjom przez strony transakcji.

Metoda kosztu bieżącego

Metoda ta oparta jest na metodzie kosztu historycznego z uwzględnieniem wpływu inflacji od momentu nabycia składników majątkowych do chwili obecnej. Jest to forma kalkulacji kosztu bieżącego, w której koszt historyczny środka trwałego zindeksowany zostaje o stopę inflacji do momentu wyceny. Metoda ta uwzględnia ogólne ruchy cen w gospodarce, bez specyficznych zmian związanych z danymi aktywami. Do celów określenia wartości aktywów metoda ta została przyjęta m.in. przez regulatora brytyjskiego rynku energii⁶⁴².

Metoda kosztu odtworzenia

W określeniu wartości składników majątkowych w metodzie kosztu odtworzenia istotne są aktualne, niezbędne do poniesienia wydatki umożliwiające odtworzenie dokładnie takich samych składników majątkowych przy użyciu tych samych materiałów i technologii, jakie zostały użyte w pierwotnym procesie inwestycyjnym. W określeniu wartości majątku tą metodą istotne jest ustalenie wieku majątku i jego stopnia zużycia funkcjonalnego, technicznego oraz środowiskowego, umożliwiające określenie pozostałego czasu użytkowania majątku do momentu jego wycofania z użytkowania. Moment cyklu życia, w którym znajduje się dany składnik, umożliwia określenie zarówno wieku, jak i pozostałego okresu użytkowania i tym samym służy do określenia wartości kosztu odtworzenia netto.

Metoda kosztu zastąpienia

Metoda ta jest w istocie metodą kosztową opartą na kosztach zmodyfikowanych odtworzenia majątku. Istotną różnicą w stosunku do metody kosztu odtworzenia jest zasada określenia kosztu odtworzenia w oparciu o koszty wykonania nowego

⁶⁴² S. Hinc, *Struktury oraz metody...*, s. 78.

składnika majątkowego z zastosowaniem najnowszych, dostępnych materiałów oraz technologii realizacji inwestycji. Metoda ta uwzględnia więc zmiany technologiczne zachodzące w danej branży.

Obserwując dokonujący się dynamiczny postęp techniczny w branży gazowniczej, można jednoznacznie wskazać, iż większość technologii stosowanych 30 lat temu nie jest obecnie wykorzystywana, co może oznaczać, że wartość wyliczona w oparciu o koszt zastąpienia może być istotnie różna od jej kosztu historycznego⁶⁴³.

Modyfikacją metody kosztu zastąpienia jest metoda zoptymalizowanego kosztu zastąpienia polegająca na ocenie stopnia przeinwestowania. W wyniku tak przeprowadzonej oceny określany jest koszt zastąpienia dotychczas istniejących składników wyłącznie niezbędnymi składnikami majątkowymi do realizacji danego procesu. Przykładowo w ramach metody tej można zaproponować zastąpienie fizycznego odczytu układu pomiarowego dla klientów grup taryfowych od W1 do W3 (klientów indywidualnych i przedsiębiorstw o niewielkiej skali) odczytem zdalnym dzięki zastosowaniu modułu telemetrycznego w układzie pomiarowym. Innym przykładem jest zastąpienie budowy gazociągu metodą liniową na odcinku kilkunastu kilometrów w ramach gazyfikacji gminy na rzecz gazyfikacji metodą LNG poprzez budowę stacji regazyfikacji gazu skroplonego. Metoda ta szczególnie w drugim przykładzie wyraźnie obniża wartość majątku poprzez technologiczną optymalizację systemu.

Metoda kosztu zastąpienia, metoda zoptymalizowanego kosztu zastąpienia, podobnie jak metoda kosztu odtworzenia powinny uwzględniać wiek składnika majątkowego oraz pozostały okres jego ekonomicznej użyteczności, aby w konsekwencji określić wartość kosztu odtworzenia netto.

Metoda wartości rynkowej

W metodzie wartości rynkowej za wartość aktywów przyjmuje się cenę, po której nowi właściciele nabyli akcje lub udziały w przedsiębiorstwie, pomnożoną przez liczbę akcji i udziałów. Tak wyznaczona wartość jest w następnych okresach pomniejszana o amortyzację, może być też urealniana o inflację. Metoda ta w wielu odmianach była stosowana w Wielkiej Brytanii. Należy wspomnieć, że metoda ta może prowadzić w pewnych sytuacjach do określenia wartości regulacyjnej aktywów na niższym poziomie, niż wynikałoby to wprost z wartości księgowej aktywów (np. gdy wartość transakcji sprzedaży była mniejsza niż wartość księgowa spółki). Taka sytuacja prowadzi w efekcie do obniżenia stawek taryfowych po sprzedaży spółki, co wynika bezpośrednio z obniżenia wartości regulacyjnej aktywów. Regulator, który w takim wypadku

⁶⁴³ Zakładając, że w przypadku budowy gazociągów w ciągu ostatnich 30 lat zaszła istotna zmiana technologiczna w zastosowaniu materiałów, gdzie jako główny materiał do budowy gazociągów stosuje się polichlorek winylu PVC (*polyvinyl chloride*), który zastąpił m.in. staliwo i żeliwo (do budowy gazociągów wysokiego ciśnienia nadal stosuje się stal) wartość ustalona w oparciu o koszt zastąpienia będzie niższa od kosztu historycznego.

zastosowałby do określenia wartości regulacyjnej aktywów metodę inną niż metoda wartości rynkowej, godziłby się na osiągnięcie przez inwestora ponadprzeciętnych i nieuzasadnionych zysków.

Metoda wartości ekonomicznej

W metodzie wartości ekonomicznej aktywa są wyceniane w oparciu o większą z dwóch możliwych do uzyskania wartości: ceny sprzedaży lub skumulowanej wartości zdyskontowanych przyszłych strumieni pieniężnych generowanych przez te aktywa. Takie podejście powoduje jednak nieuniknione problemy związane z wystąpieniem pewnych kwestii metodycznych. Wartość dochodowa aktywów bowiem będzie określana na podstawie prognozowanych przychodów możliwych do wygenerowania na bazie tych aktywów.

Aby wyznaczyć wartości aktywów do celów regulacji metodą wartości ekonomicznej należy znać zarówno prognozowane przychody, jak i prognozowane koszty operacyjne oraz wysokość planowanych nakładów inwestycyjnych. Ze względu na opisaną rekurencję, organy regulacyjne w poszczególnych krajach najczęściej przyjmują założenia odnośnie do ścieżki wzrostu cen, co umożliwi przeprowadzenie kalkulacji zdyskontowanych przepływów pieniężnych.

Metoda najlepszej alternatywy

Metoda ta określa wartość majątku w oparciu o wartość bieżącą utraconych strumieni pieniężnych, które mogłyby zostać uzyskane w przypadku użycia majątku w najlepszym alternatywnym do obecnego zastosowaniu. Wartość majątku określona tą metodą zależy od rodzaju podjętej decyzji i ma na celu zagwarantowanie, że środki zostały zainwestowane w najlepszy możliwy sposób. Jeśli inwestor jest zdania, że istnieje lepsza alternatywna inwestycja, to jego działanie będzie skierowane na transfer środków do tej właśnie inwestycji. Różnica w wartości obecnego rozwiązania w stosunku do najlepszej alternatywy określana jest mianem renty ekonomicznej, koniecznej do utrzymania środków przy obecnym rozwiązaniu. Należy zaznaczyć, że inwestor nie podejmie decyzji o wycofaniu się z inwestycji dopóty, dopóki renta ekonomiczna będzie równa 0 lub większa od 0. Nie podejmie także decyzji o wycofaniu się w sytuacji, gdy wprowadzenie metody najlepszej alternatywy dla wyceny aktywów do celów regulacji obniży obecnie realizowane zyski przez przedsiębiorstwo dystrybucyjne.

W praktyce regulacyjnej innych krajów stosuje się różne metody wyznaczania wartości regulacyjnej aktywów. Zasady określania wartości regulacyjnej aktywów mogą się różnić w zależności od tego, czy przedsiębiorstwo jest spółką publiczną (której walory są dopuszczone do obrotu giełdowego), czy też nie. Niemniej jednak, prawidłowo skalkulowana wartość regulacyjna aktywów powinna zapewnić realizację następujących celów⁶⁴⁴: zachęcenie do wyższej efektywności ekonomicznej i kon-

⁶⁴⁴ S. Hinc, *Struktury oraz metody...*, s. 81.

kurencji, zapewnienie akcjonariuszom godziwego, ale nie nadmiernego zysku, osiągnięcie prawidłowej równowagi pomiędzy interesami klientów i przedsiębiorstw energetycznych, zapewnienie efektywności decyzji inwestycyjnych, zachęcanie firm do obniżania kosztów i zwiększenia zysków, uniknięcie niepewności związanej z procesem regulacji i redukcję kompleksowości procesu regulacji, a przez to obniżenie kosztów administracyjnych procesu wyznaczania taryf.

Niezależnie od tego, którą z wymienionych metod wyceny początkowej wartości regulacyjnej aktywów przyjmujemy, pozostaje problem zmiany tej wartości w czasie. Aby nie dopuścić do zniekształcania wyliczonej wartości regulacyjnej przez wpływ inflacji, regulatorzy w wielu krajach zdecydowali się na korygowanie wartości regulacyjnej o wzrost cen. Za właściwy uznano ogólny współczynnik wzrostu cen (CPI, RPI).

4.5.4. Ustalenie poziomu kosztu amortyzacji majątku

Amortyzacja jest specyficznym rodzajem kosztu uzasadnionego prowadzenia działalności operatorskiej, który praktycznie w całości alokowany jest za zgodą regulatora do taryfy. Jedynym warunkiem tej alokacji jest zgodność planu amortyzacji majątku na najbliższy okres regulacyjny z poziomem majątku planowanego do pozyskania w ramach zakupu zewnętrznego lub procesu inwestycyjnego, ujętego w uzgodnionym z regulatorem planie rozwoju operatora. Regulator może także w ramach procesu postępowania administracyjnego o zatwierdzenie taryfy skorzystać ze swoich uprawnień i zweryfikować zgodność planu amortyzacji z planem amortyzacji, uwzględnionym w Planie Działalności Gospodarczej Operatora na najbliższy rok budżetowy, który zarazem jest najbliższym w warunkach polskiego rynku okresem regulacyjnym.

Amortyzacja jest oprócz kosztów działalności operacyjnej (OPEX) i zwrotu z kapitału (ZK) istotnym składnikiem przychodu regulowanego przedsiębiorstwa energetycznego. Nie ma w europejskiej praktyce regulacyjnej wypracowanej, zunifikowanej metodyki naliczania amortyzacji. Istnieje natomiast zgodność co do tego, że jest to istotna część kosztów przedsiębiorstw energetycznych infrastrukturalnych, pomniejszająca wartość regulacyjną aktywów.

Większość operatorów w zakresie sposobu naliczania amortyzacji odwołuje się więc do obowiązujących w danym kraju przepisów prawa bilansowego i podatkowego⁶⁴⁵. W przypadku Polski doktryna prawa bilansowego stanowi, iż jeżeli dany składnik majątku przysparza w danym okresie bilansowym konkretnych korzyści ekonomicznych, może być rozpoznany w bilansie jako aktywum przedsiębiorstwa, a wybrana metoda amortyzacji powinna odzwierciedlać sposób czerpania tych korzyści z aktywów przedsiębiorstwa. Jeżeli zatem czerpanie korzyści ekonomicznych jest równo-

⁶⁴⁵ W przypadku Polski chodzi o przepisy Ustawy o rachunkowości z dnia 29 września 1994, Ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych z dnia 15 lutego 1992 r. (Dz.U. z 1992 r., nr 21, poz. 86) oraz noweli do tej ustawy z dnia 20 listopada 1999 r. (Dz.U. z 1999 r., nr 95, poz. 1101).

miernie rozłożone w czasie, najbardziej odpowiednią metodą amortyzacji majątku rzeczowego i wartości niematerialnych i prawnych będzie metoda liniowa. Pogląd ten podzielają także europejscy regulatorzy, stąd najczęściej stosowaną w praktyce metodą amortyzacji jest amortyzacja liniowa generująca równe odpisy amortyzacyjne w koszty okresu sprawozdawczego.

Metoda ta jest stosowana przez przeważającą część przedsiębiorstw energetycznych jako najprostsza i zarazem oddająca w prawidłowy sposób specyfikę utraty wartości składników majątku w związku z ich zużyciem fizycznym i zużyciem związanym z postępem technologicznym.

Należy także wspomnieć, iż w praktyce regulacyjnej możliwe jest także zastosowanie innych niż liniowa metod amortyzacji, m.in.:

- metody degresywnej, w ramach której odpisy amortyzacyjne kalkulowane są jako stały procent wartości księgowej netto, a korzyści wynikające z wykorzystania składnika majątkowego w miarę postępu czasu maleją,
- metody progresywnej, w ramach której korzyści wynikające z wykorzystania składnika majątkowego w miarę postępu czasu rosną,
- metody jednostek produkcji, w której wysokość odpisów amortyzacyjnych jest wprost proporcjonalna do zużycia składnika w danym okresie.

Analiza funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych regulowanych w Europie wskazuje, iż najczęściej stosowaną metodą amortyzacji jest metoda liniowa, z uwzględnieniem szacowania okresu ekonomicznej użyteczności poszczególnych składników majątkowych na podstawie warunków pracy składników majątkowych, tempa postępu technologicznego, prawnych i środowiskowych ograniczeń w użytkowaniu tych składników majątkowych.

Dalej zaprezentowano przykłady okresów użyteczności ekonomicznej wybranych składników majątku operatora dystrybucyjnego gazu, wyspecyfikowanych w dokumencie polityka rachunkowości spółki będącej przedsiębiorstwem energetycznym:

- gazociągi – 25–30 lat,
- stacje redukcyjno-pomiarowe (część technologiczna) – 5–15 lat,
- układy pomiarowe (gazomierze) – 10 lat.

Okresy ekonomicznej użyteczności poszczególnych składników majątkowych określają stawki amortyzacji wyrażone jako procent utraty wartości składnika majątkowego w danym okresie sprawozdawczym. W efekcie koszt amortyzacji kalkulowany jest jako iloczyn stawki amortyzacji wyrażonej w procentach oraz początkowej wartości księgowej brutto poszczególnych składników majątkowych.

Bardzo często zdarza się, że aby osiągnąć cel wewnątrz korporacyjny, jakim jest wygenerowanie przez przedsiębiorstwo energetyczne planowanego wyniku finansowego netto, w oparciu o ekspertyzy techniczne (na przykład dla gazociągów) celowo dokonuje się wydłużenia okresu ekonomicznej użyteczności, doprowadzając tym samym do obniżenia poziomu amortyzacji w danym okresie sprawozdawczym i w konsekwencji zwiększenia poziomu wyniku finansowego. Może to być jednak działanie

doraźne i krótkowzroczne, gdyż w konsekwencji może spowodować obniżenie poziomu planowanych remontów, których amortyzacja jest m.in. źródłem finansowania oraz planowanych inwestycji w kolejnym okresie regulacyjnym.

Można w tym przypadku przywołać przykład PGNiG, które w swojej polityce inwestycyjnej określiło, że rekomendowany, roczny poziom wydatków inwestycyjnych (CAPEX) dla spółek dystrybucyjnych, możliwy do realizacji w kolejnym okresie budżetowym, powinien stanowić sumę wygenerowanej amortyzacji za ostatni rok obrachunkowy oraz odpisu na kapitał rezerwowy za ostatni rok obrachunkowy, zgodnie z zaakceptowanym przez ciała statutowe operatora podziałem wyniku finansowego netto⁶⁴⁶.

Istotnym składnikiem majątku operatorów, zarówno kosztotwórczym, jak i kapitałotwórczym są grunty⁶⁴⁷, które z jednej strony stanowią dużą część aktywów w bilansie operatorów oraz w budżecie CAPEX na kolejny rok regulacyjny, a z drugiej nie zapewniają generowania odpisów amortyzacyjnych stanowiących istotną część finansowania odtworzenia majątku operatora. Polski ustawodawca w zakresie przepisów ustawy o podatku CIT potraktował grunty jako składnik majątku niepodlegający amortyzacji.

4.5.5. Ustalenie poziomu kosztu kapitału

W obecnie obowiązującym systemie regulacyjnym prawidłowe ustalenie przez operatora poniesionego kosztu kapitału decyduje m.in. o rentowności realizowanych inwestycji infrastrukturalnych, a także o poziomie należnego zgodnie z prawem energetycznym zwrotu z kapitału, który tym samym przekłada się na poziom kalkulowanego przychodu regulowanego stanowiącego podstawę ustalania opłat taryfowych w ramach realizowanej operatorskiej działalności koncesjonowanej.

Koszt kapitału jest istotnym, kolejnym po ustaleniu uzasadnionego poziomu kosztów działalności operacyjnej (OPEX), wartości regulacyjnej aktywów (WRA) oraz amortyzacji, elementem niezbędnym do ustalenia poziomu przychodu regulowanego. Określenie właściwego poziomu kapitału ma istotne znaczenie dla generowania prawidłowych bodźców inwestycyjnych w przedsiębiorstwach regulowanych. Niewłaściwe określenie poziomu kapitału będzie miało, w zależności od tego, czy poziom ten zostanie przeszacowany, czy niedoszacowany, daleko idące konsekwencje dla wszystkich uczestników rynku, w tym regulatora. Jak już podkreślano, zniżenie kosztu kapitału spowoduje w konsekwencji zmniejszenie należnego poziomu przychodu regulowanego i tym samym rentowności przedsiębiorstwa energetycznego – naj-

⁶⁴⁶ Dla jednej z sześciu spółek dystrybucyjnych działających w ramach PGNiG do końca czerwca 2013 r., tj. dla Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa, roczny, akceptowalny przez właściciela poziom CAPEX wynosił 200–300 mln zł.

⁶⁴⁷ Grunty jako istotny element rzeczowego majątku trwałego operatorów gazowniczych generują m.in. koszty podatku od nieruchomości i opłatę za wieczyste użytkowanie gruntu oraz jako istotny składnik WRA wpływają na wielkość zwrotu z kapitału.

częściej mierzonej za pośrednictwem wskaźnika rentowności kapitałów własnych (*Return On Equity* – ROE). Przy wystąpieniu w danym okresie regulacyjnym niższego od prognozy wolumenu gazu transportowanego systemem OSD przychody ze sprzedaży przedsiębiorstwa mogą się znacznie zmniejszyć, co w konsekwencji przełoży się na jeszcze niższą rentowność. Spowoduje to w kolejnych okresach regulacyjnych brak środków na realizację wydatków inwestycyjnych w ramach Planu Rozwoju (CAPEX), a także brak środków na bieżącą działalność operacyjną (OPEX), co jest równoznaczne z zachwianiem płynności przedsiębiorstwa.

Przedsiębiorstwa pełniące funkcję operatorów systemów gazowniczych są przedsiębiorstwami użyteczności publicznej, dlatego brak środków na działalność operacyjną i inwestycyjną może wpłynąć negatywnie na jakość wykonywanej działalności operatorskiej i bezpieczeństwo systemu gazowniczego, a tym samym negatywnie na bezpieczeństwo publiczne.

Jeśli operator jest częścią energetycznej grupy kapitałowej notowanej na giełdzie papierów wartościowych, zmniejszenie przychodu regulowanego poprzez zaniżenie kosztu kapitału, a tym samym przychodu ze sprzedaży i rentowności, może spowodować odpływ inwestorów zniechęconych spadkiem notowań kursów giełdowych akcji przedsiębiorstwa, co może utrudnić pozyskanie kapitału jako źródła finansowania nowych inwestycji za pośrednictwem dodatkowych emisji publicznych akcji skierowanych do dotychczasowych i nowych inwestorów. Taki stan rzeczy może nie tylko spowodować brak funduszy na rozwój przedsiębiorstwa, ale także zwiększyć ryzyko wrogiego przejęcia i w konsekwencji radykalną zmianę kierunku dalszego rozwoju przedsiębiorstwa.

Jak pokazuje praktyka, na polskim rynku gazu ziemnego wiele projektów inwestycyjnych w ramach gazyfikacji gmin jest na granicy akceptowanego przez operatora poziomu rentowności, więc spadek opłat taryfowych spowodowany niedoszacowaniem poziomu kosztu kapitału może spowodować istotne pogorszenie rentowności OSD poniżej akceptowalnego poziomu i tym samym rezygnację z projektu gazyfikacji gminy. Brak dostępu do paliwa gazowego natomiast istotnie ogranicza wzrost gospodarczy w gminie, a także przyczynia się do wystąpienia zjawiska ubóstwa energetycznego w danym regionie kraju.

Z kolei zawyżenie kosztu kapitału spowoduje ustalenie nieuzasadnionego poziomu przychodu regulowanego, co będzie skutkowało kalkulacją przez operatora zawyżonych opłat taryfowych i tym samym narażeniem klienta końcowego na poniesienie zbyt wysokich kosztów za transport paliwa gazowego. Taka sytuacja może spowodować przeniesienie decyzji inwestycyjnych na odległy termin lub rezygnację inwestorów z realizacji projektów inwestycyjnych opartych na źródłach gazowych.

Wyłącznie określenie kosztu kapitału odpowiadającego poziomowi, który zostałby określony poprzez mechanizmy rynkowe, pozwoli w dłuższym okresie na utrzymanie równowagi pomiędzy potrzebami inwestycyjnymi przedsiębiorstwa, wysokością zysku generowanego przez nie oraz poziomem taryf.

Średni ważony koszt kapitału

Koszt kapitału określa koszt pieniądza, po którym dane przedsiębiorstwo pozyskuje środki finansowe na rynku oraz finansuje prowadzoną przez siebie działalność. Ozwierciedla tym samym oczekiwania inwestorów angażujących środki finansowe w określone przedsięwzięcia wobec spodziewanego poziomu zwrotu z zainwestowanego kapitału.

Miernikiem kosztu kapitału prezentującym syntetycznie jego wysokość jest średni ważony koszt kapitału (*Weighted Average Cost of Capital* – WACC). Miernik ten, odzwierciedlając różne źródła pozyskania kapitału, tj. źródła wewnętrzne, takie jak kapitał własny, czy źródła zewnętrzne, takie jak kredyt bankowy, pozwala ustalić ich średni koszt pozyskania przy uwzględnieniu rzeczywistych proporcji pomiędzy źródłami finansowania aktywów przedsiębiorstwa. Średni ważony koszt kapitału (WACC) jest wyznaczany na podstawie wzoru:

$$WACC = R_E \times \frac{E}{D+E} + R_D \times \frac{D}{D+E}, \quad (4.8)$$

gdzie:

R_E – koszt kapitału własnego,

R_D – koszt kapitału obcego (długu),

E – wysokość kapitału własnego spółki,

D – wysokość kapitału obcego spółki.

Równanie (4.8) uwzględnia koszt pozyskania kapitału ze źródeł zewnętrznych, którymi są kredyty bankowe, pożyczki właścicielskie, obligacje korporacyjne, oraz ze źródeł wewnętrznych, którymi są wyemitowane w ramach kapitału zakładowego udziały i akcje oraz wypracowany i pozostawiony w spółce wynik finansowy w postaci niepodzielonego wyniku finansowego roku bieżącego i roku ubiegłego (w polskich warunkach zgodnie z przepisami prawa handlowego wynik finansowy roku ubiegłego ujawniany jest w pasywach przedsiębiorstwa maksymalnie przez okres 6 miesięcy od dnia bilansowego), a następnie w postaci kapitału zapasowego lub rezerwowego.

Charakterystyczne dla prezentowanej formuły jest uwzględnienie różnicy pomiędzy każdym ze źródeł kapitału, a także różnicy pomiędzy stopniem ryzyka w zależności od występujących proporcji pomiędzy tymi źródłami. Wyznaczenie WACC zgodnie z tą formułą nie uwzględnia natomiast podatkowych aspektów funkcjonowania przedsiębiorstwa. Wadę tą neutralizuje ujęcie WACC w formule przed opodatkowaniem i po nim.

WACC po opodatkowaniu jest formułą, w której koszty finansowe w postaci odsetek wygenerowanych przez zaciągnięty przez przedsiębiorstwo energetyczne dług, np. w postaci kredytu bankowego, stanowią koszty podatkowe, tj. zgodnie z polskim prawem podatkowym koszty uzyskania przychodu, pomniejszające podstawę opodatkowania podatkiem CIT (*Corporate Income Tax*). W efekcie przedsiębiorstwo energetyczne płaci mniejszy podatek dochodowy, co powoduje wygenerowanie dodatkowych wolnych przepływów pieniężnych. W rezultacie koszt kapitału obcego

finansowany jest częściowo przez oszczędności podatkowe. W związku z tym WACC po opodatkowaniu ($WACC_{\text{post-tax}}$) kalkulowany jest zgodnie z formułą:

$$WACC_{\text{post-tax}} = R_E \times \frac{E}{D+E} + R_D \times (1-T) \times \frac{D}{D+E}, \quad (4.9)$$

gdzie:

T – stopa podatku dochodowego od osób prawnych CIT.

Inwestorzy lokujący fundusze w walory przedsiębiorstwa energetycznego (tj. akcje, udziały) oczekują wynagrodzenia w wysokości przekraczającej koszt tego zaangażowanego kapitału. W rzeczywistości, zanim otrzymają wynagrodzenie z zaangażowanego kapitału, zysk będący jego odpowiednikiem podlega opodatkowaniu. Oznacza to, że przedsiębiorstwo musi wypracować większy zysk, aby pokryć zarówno zobowiązania podatkowe, jak i oczekiwany przez właściciela zwrot z kapitału. Z tego powodu w kalkulacji WACC należy uwzględnić jego odpowiednie zwiększenie, rekompensujące konieczność pokrycia zobowiązań podatkowych. W związku z tym WACC przed opodatkowaniem ($WACC_{\text{pre-tax}}$) kalkulowany jest zgodnie z formułą:

$$WACC_{\text{pre-tax}} = \frac{R_E}{1-T} \times \frac{E}{D+E} + R_D \times \frac{D}{D+E}. \quad (4.10)$$

Po podstawieniu do równań (4.9) i (4.10) tych samych parametrów liczbowych w zakresie wysokości i poziomu kosztu kapitału własnego oraz obcego, a także stawki podatku CIT, z wykonanych wyliczeń wynika, że najniższy poziom WACC generuje formuła *post-tax*, natomiast najwyższy formuła *pre-tax*⁶⁴⁸. Tym samym atrakcyjna dla operatora staje się formuła $WACC_{\text{pre-tax}}$. Jak wykazały wyliczenia, różnica pomiędzy formułami *pre-tax* i *post-tax* wynosi 1,5% dla przedsiębiorstwa energetycznego posiadającego kapitały zaangażowane w działalność koncesjonowaną na poziomie 1 mld zł, różnica w poziomie przychodu regulowanego z tytułu zastosowanej formuły wynosi 15 mln zł i wydaje się istotna.

Koszt kapitału własnego

Wyznaczenie kosztu kapitału własnego w przedsiębiorstwie regulowanym jest niezwykle trudne ze względu na ryzyko, jakie powoduje przeszacowanie tego kosztu lub jego niedoszacowanie.

W praktyce najczęściej stosowaną metodą wyznaczenia kosztu kapitału własnego jest model wyceny aktywów kapitałowych CAPM (*Capital Asset Pricing Model*). Zgodnie z tym modelem koszt kapitału własnego określający wynagrodzenia dla właściciela w zamian za lokowanie środków w dane przedsiębiorstwo składa się z dwóch podstawowych elementów – stopy wolnej od ryzyka oraz premii za udostępnienie kapitału przez inwestora.

⁶⁴⁸ Do celów kalkulacyjnych WACC przyjęto następujące parametry: strukturę kapitałów E/D – 50%/50%, R_E – 10%, R_D – 4%, CIT – 18%. Na bazie wyliczeń WACC wynosi 7,0%, $WACC_{\text{post-tax}}$ wynosi 6,6%, $WACC_{\text{pre-tax}}$ wynosi 8,1%.

Stopa wolna od ryzyka odzwierciedla ryzyko związane z inwestycją w danym kraju. Stopa ta najczęściej określana jest na podstawie stopy rentowności, alternatywnych, najbardziej bezpiecznych papierów wartościowych, dostępnych na danym rynku o terminie wykupu zbliżonym do długości ekonomicznej użyteczności majątku operatora gazowego.

Z kolei premia za udostępnienie kapitału przez inwestora do prowadzenia działalności operatorskiej określa poziom utraconych korzyści finansowych w formie potencjalnie nieosiągniętego zysku z inwestycji w bezpieczne papiery wartościowe na rzecz inwestycji w aktywa operatora gazowego. Wysokość premii zależy od oceny ryzyka, jakie cechuje projekt inwestycyjny, tj. inwestycję w papiery wartościowe operatora. Wysokość premii zależy także od oceny ryzyka inwestycji w relacji do przeciętnego ryzyka rynkowego związanego z inwestowaniem kapitałów na danym rynku – w przypadku rozważań w ramach niniejszej pracy na rynku polskim.

Koszt kapitału własnego zatem kalkulowany jest zgodnie z formułą:

$$r_e = r_f + \beta \times (r_m - r_f), \quad (4.11)$$

gdzie:

- r_f – stopa wolna od ryzyka (*Riskless Rate of Interest* – RRI lub *Risk-Free Interest Rate* – RFIR),
- β – współczynnik odpowiadający ryzyku zaangażowanego kapitału lub indeks ryzyka inwestycji w akcje⁶⁴⁹,
- $(r_m - r_f)$ – przeciętna, rynkowa premia za ryzyko kapitałowe (*equity risk premium* – ERP),
- r_m – stopa zwrotu z portfela rynkowego⁶⁵⁰.

Stopa wolna od ryzyka (r_f) jest odzwierciedleniem inwestycji postrzeganej przez inwestorów jako całkowicie bezpieczna. W związku z tym jest określana na podstawie inwestycji w wieloletnie, państwowe papiery wartościowe o długich okresach wykupu. Ze względu na potrzebę określenia stopy wolnej od ryzyka dla inwestycji infrastrukturalnych wybiera się walory dłużne o terminie wykupu przekraczające 10 lat. W związku z tym w praktyce najczęściej stopę wolną od ryzyka określa się na podstawie rentowności wieloletnich obligacji rządowych w walucie krajowej. W Polsce poziom stopy wolnej od ryzyka najlepiej odzwierciedla rentowność obligacji skarbowych o okresach wykupu minimum 10 lat⁶⁵¹.

⁶⁴⁹ S. Wrzosek (red.), *Ocena efektywności inwestycji*, Wydawnictwo Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu, Wrocław 2008, s. 134.

⁶⁵⁰ Stopa ta ustalona jest na podstawie dynamiki wzrostu walorów zaliczanych do danego indeksu giełdowego, np. dla polskiego rynku kapitałowego na podstawie indeksu WIG, dla amerykańskiego rynku kapitałowego na podstawie indeksu S&P500, DJIA czy NASDAQ100.

⁶⁵¹ Przykładem mogą być 10-letnie obligacje Skarbu Państwa serii EDO0730 oprocentowane na poziomie 1,70% w pierwszym rocznym okresie odsetkowym, w kolejnych rocznych okresach odsetkowych: marża 1,00% + inflacja, z roczną kapitalizacją odsetek, Ministerstwo Finansów, *Obligacje 10-letnie EDO*, <https://www.obligacjeskarbowe.pl/oferta-obligacji/obligacje-10-letnie-edo/edo0730/> (1.07.2020).

Kolejnym istotnym etapem w ustalaniu kosztu kapitału własnego jest określenie premii za udostępnienie kapitału przez właściciela (ERP). Premia może być zdefiniowana jako dodatkowy zwrot ponad poziom zwrotu z inwestycji w aktywa pozbawione ryzyka. Dodatkowy zwrot jest odpowiednikiem rekompensaty dla inwestora związanej z poniesieniem dodatkowego ryzyka wynikającego z inwestycji w dane przedsięwzięcie, które z założenia jest bardziej ryzykowne od inwestycji w bezpieczne papiery dłużne Skarbu Państwa. Premia za ryzyko jest wartością wynikającą z potencjalnego ryzyka, możliwego do wystąpienia w przyszłości, dlatego jest wartością prognozowaną, obciążoną błędem. W praktyce stosuje się szacowanie premii na podstawie:

- modeli skupiających się na stronie podaży, tzn. biorąc pod uwagę np. poziom zysków, wysokość dywidend w spółkach,
- modeli skupiających się na stronie popytu, tzn. biorąc pod uwagę oczekiwania inwestorów wobec wysokości zwrotu,
- danych historycznych; dane do oceny są publikowane przez wyspecjalizowane instytucje, takie jak np. firma doradcza Duff & Phelps w corocznie aktualizowanym opracowaniu *SBBI yearbook*⁶⁵².

Dla przykładu w oparciu o warunki rynkowe, związane z wystąpieniem niestabilności gospodarczej wywołanej przez pandemię koronawirusa (COVID-19)⁶⁵³ w latach 2020 i 2021 firma Duff & Phelps zarekomendowała zwiększenie premii za ryzyko kapi-

⁶⁵² Opracowanie *The stocks, bonds, bills, and inflation (SBBI) yearbook* było publikowane corocznie przez 30 lat przez Ibbotson Associates, a następnie w latach 2006–2015 przez Morningstar. Od 2016 r. rocznik SBBI jest wydawany przez firmę doradczą Duff & Phelps. Opracowanie jest aktualizowane corocznie. Jest to zbiór danych w zakresie rynku kapitałowego w USA, zawierający parametry i informacje generowane od 1926 r. Rocznik SBBI powstał na podstawie prac R.G. Ibbotsona (profesora finansów w Yale School of Management, byłego prezesa i założyciela Ibbotson Associates) oraz R.A. Sinquefelda (współzałożyciela Dimensional Fund Advisors). Opracowanie obejmuje dane dotyczące akcji zwykłych, długoterminowych obligacji rządowych, długoterminowych obligacji korporacyjnych, bonów skarbowych notowanych na NYSE oraz indeksów cen towarów i usług konsumenckich. Dane historyczne obejmują m.in. następujące kategorie: stopę procentową wolną od ryzyka (*riskless rate of interest*), premię za ryzyko kapitałowe (*equity risk premium*), premię za prolongatę wykupu obligacji (*bond default premium*). Przykładowym rocznikiem jest *The stocks, bonds, bills, and inflation (SBBI) 2020 yearbook*, autorstwa R.J. Grabowski, J.P. Harringtona i C. Nunes, wydany przez Duff & Phelps, <https://duffandphelps.onfastspring.com/books> (20.07.2021).

⁶⁵³ Wybuch epidemii COVID-19 wywołał bezprecedensową reakcję światowych rynków kapitałowych na globalną pandemię. Polityka rządów wielu państw w zakresie dystansowania społecznego zakłóciła łańcuch dostaw i spowodowała zamknięcie wielu firm, podważając tym samym zaufanie przedsiębiorców do instytucji państwa. Doprowadziło to do utraty miejsc pracy w wielu branżach, co z kolei obniżyło zaufanie konsumentów. Światowe giełdy załamały się w szybszym tempie niż podczas światowego kryzysu finansowego w 2008 r. Fluktuacje giełdowe osiągnęły rekordowy poziom, podczas gdy spready kredytowe przedsiębiorstw istotnie wzrosły. Ekonomiści obniżyli prognozy realnego wzrostu gospodarczego, a kilka źródeł opiniotwórczych przewidywało globalną recesję od 2020 r. Główne banki centralne rozpoczęły wdrażanie obniżania stóp procentowych, a niektóre rządy rozpoczęły realizację zatwierdzonych pakietów w zakresie dodatkowych funduszy pomocowych dla przedsiębiorców oraz w zakresie dodatkowych bodźców fiskalnych.

tałowe ERP w USA z 5,0 do 6,0% dla ustalenia stóp dyskontowych począwszy od końca I kwartału 2020 r. Zalecenie Duff & Phelps w zakresie ERP należało stosować w połączeniu ze stopą wolną od ryzyka RRI na poziomie 3,0%, czyli kluczowych parametrów wykorzystywanych do obliczania kosztu kapitału własnego w ramach modelu CAPM, co implikowało ustalenie kosztu kapitału własnego w USA po I kwartale 2020 r. na poziomie 9,0% (ERP 6,0% + RRI 3,0%)⁶⁵⁴.

Należy zwrócić uwagę, że w praktyce gospodarczej z wygenerowanego zysku przedsiębiorstwa energetycznego najpierw wynagradzany jest kapitał obcy, zobowiązania podatkowe i zobowiązania pracownicze⁶⁵⁵. Dopiero później nagradzany jest kapitał własny. Oznacza to pewną trudność z ustaleniem z góry wysokości wynagrodzenia kapitału własnego, a tym samym wzrost ryzyka realizacji zysku dla inwestorów właścicieli przedsiębiorstwa energetycznego względem inwestorów udostępniających kapitał obcy. Jest to przyczyną wyższego kosztu kapitału własnego od kosztu kapitału obcego.

Prezentowana premia za udostępnienie kapitału własnego przez inwestorów jest oczekiwaną premią dla całego rynku i odzwierciedla poziom ryzyka zwanego ryzykiem systematycznym rynku (*systematic risk*), którego nie można uniknąć poprzez jego dywersyfikację. Miernikiem poziomu tego ryzyka jest współczynnik beta (β), który mierzy relację zmienności stopy zwrotu z danej inwestycji w stosunku do stopy zwrotu możliwej do uzyskania na danym rynku kapitałowym. Tak zdefiniowany współczynnik beta mierzy dwa rodzaje niepodlegającego dywersyfikacji ryzyka ponoszonego przez inwestorów udostępniających kapitał i jest w literaturze przedmiotu określany jako beta kapitału własnego (*Equity Beta*) lub beta zalewarowana (*Levered Beta*):

- ryzyka operacyjnego bezpośrednio związanego z prowadzoną działalnością gospodarczą (*fundamental business risk*),
- ryzyka finansowego związanego z podejmowaniem decyzji finansowych, w szczególności dotyczących określenia poziomu zadłużenia oraz struktury kapitału (*financial risk*).

Do prawidłowego prowadzenia porównań pomiędzy przedsiębiorstwami działającymi na różnych rynkach w różnych krajach niezbędne jest wyeliminowanie ryzyka finansowego. Taki zabieg umożliwia porównywanie współczynników beta uwzględniających jedynie niepodlegające dywersyfikacji ryzyko operacyjne prowadzenia danego rodzaju działalności gospodarczej. W ten sposób z analizy wyeliminowany

⁶⁵⁴ Opracowano na podstawie: C. Nunes, J.P. Harrington, *Duff & Phelps recommended U.S. equity risk premium increased from 5.0% to 6.0% effective March 25, 2020*, <https://www.duffandphelps.com/insights/publications/cost-of-capital/us-equity-risk-premium-increased-march-25-2020> (25.03.2020).

⁶⁵⁵ W Polsce wiele przedsiębiorstw energetycznych ze znaczącym udziałem Skarbu Państwa ma zawarte ze stroną społeczną tzw. Zakładowe Układy Zbiorowe Pracy określające zasady ustalenia corocznej premii dla pracowników z wypracowanego dodatniego wyniku finansowego.

jest efekt decyzji finansowych podejmowanych przez inwestorów np. w związku z implikacjami polityki podatkowej realizowanej na danym rynku kapitałowym.

Tak ustalony współczynnik beta określany jest w literaturze przedmiotu jako beta aktywów (*assets beta*) lub beta odlewarowana (*unlevered beta*)⁶⁵⁶. Do obliczenia współczynnika beta odlewarowanej (β_U) ze współczynnika beta zalewarowanej (β_L) można skorzystać z formuły Hamady⁶⁵⁷:

$$\beta_L = \beta_U \times [1 + (1 - CIT) \times \phi], \quad (4.12)$$

gdzie:

β_L – beta zalewarowana,

β_U – beta odlewarowana,

ϕ – dźwignia finansowa (*the leverage*) zdefiniowana jako wskaźnik długu do kapitałów własnych (tj. D/K , łączne zobowiązania finansowe spółki w relacji do kapitałów własnych spółki),

CIT – realna stopa podatku dochodowego od osób prawnych.

Gdy beta dla danej inwestycji osiąga wartość równą 1, oznacza to, iż inwestycja cechuje się poziomem ryzyka równym średniemu poziomowi ryzyka na danym rynku kapitałowym. Natomiast gdy beta osiąga poziom równy 0, oznacza to, iż inwestycja jest pozbawiana ryzyka o stopie równej stopie wolnej od ryzyka. Wartość beta rośnie wraz ze wzrostem ryzyka wynikającego z prowadzonej działalności. Innymi słowy, im większe ryzyko, tym wyższa wartość beta.

W praktyce przedsiębiorstw regulowanych funkcjonujących na rynku energetycznym beta przybiera wartość poniżej 1, co oznacza, iż inwestycje w takie przedsiębiorstwa oceniane są przez inwestorów jako bezpieczniejsze od innych inwestycji na danym rynku kapitałowym, co skutkuje bezpośrednio oczekiwaniem niższej stopy

⁶⁵⁶ Beta odlewarowana jest zmodyfikowaną betą zalewarowaną. Tradycyjnie obliczany dla akcji danej spółki współczynnik beta względem głównego indeksu giełdy nie uwzględnia różnic zmian kursu giełdowego spółek wynikających ze zmian struktury ich kapitału, w szczególności zaciągniętych zobowiązań finansowych, takich jak kredyty. Gdy spółka zaciąga zobowiązania finansowe, ryzyko związane z posiadaniem jej akcji jest powiększone przez efekt dźwigni finansowej. W związku z tym współczynnik beta odlewarowana obrazuje w takim przypadku sumaryczne ryzyko zmiany kursu związanego z naturalną działalnością spółki, jak i z korzystaniem przez nią z efektu dźwigni finansowej. Przez „odlewarowanie” współczynnika beta rozumie się takie jego przeliczenie, aby oddzielić od niego efekt dźwigni finansowej. Odlewarowany współczynnik beta oblicza się, mnożąc wyjściowy współczynnik przez stosunek zobowiązań do kapitału własnego spółki skorygowanego o efekt tarczy podatkowej. Beta aktywów i beta kapitału własnego są takie same w przypadku kiedy firma ma zerowe zadłużenie. Wraz ze wzrostem zadłużenia firmy wzrasta współczynnik beta kapitału własnego.

⁶⁵⁷ R.S. Hamada, *The effect of the firm's capital structure on the systematic risk of common stocks*, „The Journal of Finance” 1972, vol. 27, no. 2, s. 435–452. Znaczenie równania Hamady polega na tym, że oddziela ono ryzyko biznesowe, odzwierciedlone przez współczynnik beta odlewarowany firmy β_U od współczynnika beta zalewarowanego β_L , który zawiera ryzyko finansowe dźwigni. Oprócz wpływu stawki podatkowej, rozbieżność między dwoma wersjami beta można przypisać wyłącznie sposobowi finansowania majątku firmy, czyli strukturze kapitałów.

zwrotu z zaangażowanego kapitału⁶⁵⁸. Wynika to głównie z zagwarantowanego przez opłaty taryfowe pokrycia kosztów działalności operacyjnej oraz zwrotu z kapitału zaangażowanego w aktywa przedsiębiorstwa energetycznego.

Określenie współczynnika beta na polskim rynku energetycznym jest utrudnione z powodu braku odpowiednich statystyk oraz ograniczonej liczby notowanych akcji operatorów gazowniczych na giełdzie⁶⁵⁹.

W dalszej części pracy zaprezentowana zostanie szczegółowa metodyka ustalania kosztu kapitału własnego, w tym współczynnika beta na polskim rynku energetycznym na przykładzie metodyki taryfowej dla operatora systemu dystrybucyjnego gazu.

Koszt kapitału obcego

Kapitałem obcym należy określić fundusze, których własność nie spoczywa w rękach inwestora lub przedsiębiorstwa prowadzącego inwestycje, ale którymi może dysponować zgodnie z umową, której istota polega na zobowiązaniu do dokonywania w przyszłości ustalonych płatności – odsetek oraz spłat kapitału (tzw. rata kapitałowo-odsetkowa). Spłaty są podstawowym obowiązkiem kapitałobiorcy. Utrata zdolności do spłat jest oznaką utraty płynności i prowadzi do konsekwencji w postaci wykorzystania zabezpieczeń (stanowiących majątek rzeczowy lub obrotowy kapitałobiorcy), co często prowadzi do utraty kontroli nad prowadzoną inwestycją, aż po bankructwo.

Można stwierdzić, że finansowanie przedsiębiorstwa kapitałem obcym wpływa na poprawę dyscypliny finansowej. Dodatkowe wymogi stawiane przez kredytodawców m.in. w zakresie konieczności utrzymywania wskaźników obsługi długu na odpowiednim poziomie, stałego pokrywania odsetek z zysku operacyjnego, bieżącej obsługi długu są dodatkowymi, pozytywnymi bodźcami dla menedżerów prowadzących przedsięwzięcia inwestycyjne. Korzystanie z długu pozwala na poprawę rentowności przez osiągnięcie pozytywnych efektów dźwigni finansowej oraz uzyskanie pozytywnego efektu tzw. tarczy podatkowej – z tego powodu, że odsetki jako koszt okresu (koszty finansowe) pomniejszają podstawę opodatkowania podatkiem dochodowym CIT:

$$E_{\text{tax}} = \text{int} \times T, \quad (4.13)$$

gdzie:

E_{tax} – wyrażona w pieniądzu wartość korzyści podatkowych (tzw. tarcza podatkowa),

int – odsetki,

T – stawka podatku CIT.

⁶⁵⁸ S. Hinc, *Struktury oraz metody...*, s. 95, 96. Z analizy porównawczej beta aktywów i beta kapitałów własnych tego autora prowadzonych w zakresie europejskich operatorów przesyłowych wynika, że niezależnie od wybranego kraju operatorska działalność przesyłowa gazu traktowana jest jako obciążona mniejszym ryzykiem niż średnie ryzyko prowadzenia działalności w danym kraju.

⁶⁵⁹ Najwięksi polscy operatorzy gazowi – Gaz System, Polska Spółka Gazownictwa, Gas Storage Polska czy Polskie LNG – nie są notowani bezpośrednio na Giełdzie. W przypadku największego polskiego OSD i OSM na GPW notowana jest spółka matka, tj. GK PGNiG SA.

Koszt kapitału obcego jest odzwierciedleniem stopy zwrotu, jakiej oczekują instytucje lub inwestorzy zewnętrzni zawodowo udostępniający środki finansowe dla przedsiębiorstwa. Jest to kolejny istotny element WACC – średniego ważonego kosztu kapitału (*Weighted Average Cost of Capital*) zawierający dwa elementy składowe – stopę wolną od ryzyka (*risk-free interest rate*) oraz premię za udostępnienie kapitału (*Equity Risk Premium*).

Generalnie koszt kapitału obcego wynika wprost z umowy pomiędzy stronami o udostępnienie kapitału (tj. najczęściej umowy kredytowej). Teoretycznie koszt kapitału obcego także może zostać określony w oparciu o formułę:

$$r_d = r_f + (r_m - r_f), \quad (4.14)$$

gdzie:

r_d – koszt kapitału obcego,

r_f – stopa wolna od ryzyka (*Riskless Rate of Interest* – RRI lub *Risk-Free Interest Rate* – RFIR),

$(r_m - r_f)$ – premia za udostępnienie kapitału własnego lub premia za ryzyko kapitałowe (*Equity Risk Premium* – ERP).

Wszystkie komponenty składające się na formułę (4.14) zostały omówiony na etapie prezentacji kosztu kapitału własnego. W praktyce koszt kapitału obcego najłatwiej jest ustalić, badając strukturę kapitału obcego w ramach pasywów przedsiębiorstwa, identyfikując wszystkie obecne źródła jego pozyskania.

W większości polskich przedsiębiorstw energetycznych będą to kredyty długoterminowe (inwestycyjne) oraz krótkoterminowe (kredyt odnawialny, rewolwingowy) udzielane przez banki, pożyczki korporacyjne udzielane przez podmiot dominujący w ramach grupy kapitałowej czy wyemitowane przez przedsiębiorstwo obligacje korporacyjne. Ich nominalny koszt pozyskania, czyli oprocentowanie w skali rocznej⁶⁶⁰, wynika wprost z zawartych umów czy udostępnionych prospektów emisyjnych. Rzeczywisty koszt pozyskania kapitału obcego pochodzący z kredytu (czyli z uwzględnieniem efektu tarczy podatkowej) można przedstawić jako:

$$K_{kk} = i_{kk} \times (1 - T), \quad (4.15)$$

gdzie:

K_{kk} – koszt kapitału pochodzący z kredytu bankowego,

i_{kk} – roczna stopa oprocentowania kredytu bankowego/pożyczki,

T – stopa podatku dochodowego CIT.

⁶⁶⁰ Nominalny poziom kosztu kapitału w przypadku kredytów w PLN ustalany jest najczęściej jako stawka bazowa WIBOR 1M, 3M powiększona o marżę banku, w przypadku kredytów walutowych – jako stawka bazowa EURIBOR lub LIBOR 1M, 2M powiększona o marżę banku. W przypadku pożyczek korporacyjnych koszt kapitału musi być ustalony na poziomie rynkowym. W przypadku obligacji korporacyjnych koszt pozyskania kapitału ustalany jest również na poziomie rynkowym, tj. na podstawie kosztu alternatywnych, bezpiecznych inwestycji dostępnych na rynku powiększonego o premię za ryzyko.

Bardzo popularną alternatywą dla kredytu czy pożyczki jest pozyskanie kapitału obcego poprzez emisję obligacji korporacyjnych – najczęściej obejmowanej przez spółkę matkę w ramach holdingu, gdzie nie wymagane jest żadne zabezpieczenie na majątku emitenta.

Koszt kapitału obcego pochodzący z emisji obligacji korporacyjnych można przedstawić równaniem:

$$K_{ko} = \text{int}/V_o \times (1 - T), \quad (4.16)$$

gdzie:

K_{ko} – koszt kapitału pochodzący ze sprzedaży obligacji,

int – wartość rocznych odsetek z obligacji,

V_o – skorygowana wartość rynkowa obligacji.

Aktualna cena rynkowa obligacji obejmuje również wartość oprocentowania należnego za czas, jaki upłynął od ostatniej wypłaty odsetek, więc na pierwszym etapie kalkulacji należy dokonać skorygowania ceny rynkowej obligacji o określony procent i na drugim etapie dokonać obliczenia rzeczywistego kosztu kapitału.

Skorygowaną wartość rynkową obligacji można ustalić następująco:

$$V_o = P_o \times [1 - m/12 \times i_o/100], \quad (4.17)$$

gdzie:

V_o – skorygowana wartość rynkowa obligacji,

P_o – rynkowa cena obligacji,

i_o – stopa procentowa obligacji (wyrażona w procentach),

m – liczba miesięcy, które upłynęły od ostatniej wypłaty odsetek.

Dawcy kapitału obcego indywidualnie, w zależności od sytuacji finansowo-majątkowej przedsiębiorstwa i płynności przedsiębiorstwa, szacują premię za ryzyko udostępnienia kapitału, która jest doliczana do kosztu pozyskania pieniądza na rynku (w przypadku banków na rynku międzybankowym).

Przez lata rynek finansowy wypracował narzędzia pozwalające ocenić sytuację konkretnego przedsiębiorstwa, biorąc pod uwagę katalog czynników wewnętrznych i zewnętrznych, jakie oddziałują na przedsiębiorstwo. Agencje ratingowe⁶⁶¹ dokonują kompleksowej oceny sytuacji przedsiębiorstwa, która to ocena decyduje o wysokości ratingu. Należy stwierdzić, że poziom ratingu danego przedsiębiorstwa wpływa odwrotnie proporcjonalnie na poziom premii za udostępnienie kapitału obcego (ERP). Istnieje więc zależność – im wyższy rating, tym niższa premia, im niższy rating tym wyższa premia. Zasada ta dotyczy zarówno instytucji bankowej, jak i inwestorów obejmujących emisje obligacji korporacyjnych przedsiębiorstwa.

W praktyce marże dla przedsiębiorstw regulowanych o najwyższym ratingu (AAA, AA, A i BBB) mogą oscylować w przedziale 0,1–1%, natomiast w przypadku ratingu dla przedsiębiorstw z grupy C do poziomu 5%.

⁶⁶¹ Najbardziej znanymi na rynku finansowym agencjami są Moody's, Fitch, Standard & Poor's.

W przypadku przedsiębiorstw energetycznych często spotyka się praktykę przyjmowania przez krajowych regulatorów określonego poziomu premii niezależnie od rzeczywistego kosztu pozyskania kapitału na rynku przez konkretne przedsiębiorstwo. Regulator określa na podstawie analiz poziom premii za udostępnienie kapitału (ERP), a przedsiębiorstwo, pozyskując kapitał, efektywniej realizuje dodatkowy zysk lub odwrotnie – ponosi stratę w przypadku mniej efektywnego pozyskania kapitału.

Na lata 2019–2023 polski regulator ustalił premię za ryzyko udostępnienia kapitału obcego dla operatorów systemów gazowych na poziomie 1%⁶⁶².

Struktura kapitału

Koszt kapitału przedsiębiorstwa energetycznego jest średnioważonym kosztem pozyskanego kapitału własnego i obcego. W związku z tym istotne jest określenie właściwych, tj. zgodnych z rzeczywistością, proporcji między kapitałem własnym a kapitałem obcym w ramach struktury kapitałów przedsiębiorstwa, niezbędne tym samym do ustalenia WACC.

W podejściu do określenia struktury kapitałów regulator może zarówno przyjąć rzeczywistą strukturę kapitałów charakterystycznych dla przedsiębiorstwa, jak i określić preferowaną przez niego strukturę kapitałów dla przedsiębiorstw, dla których zatwierdza taryfę i tym samym administracyjnie ustalić poziom WACC dla regulowanego segmentu przedsiębiorstw (np. dla segmentu operatorów dystrybucyjnych gazu) na dany okres regulacyjny.

Z analizy europejskich operatorów przesyłowych, jaką przeprowadził S. Hinc, wynika jednoznacznie, że w związku ze zbyt dużą rozbieżnością w strukturze kapitałów pomiędzy przedsiębiorstwami przyjęcie jednej docelowej struktury byłoby zbyt trudne⁶⁶³. Z analiz tego autora wynika, że większość przedsiębiorstw posiadała przynajmniej 50% udział kapitałów własnych w finansowaniu prowadzonej działalności. Jego zdaniem za pożądany więc poziom udziału kapitałów własnych w całości pasywów spółki można przyjąć poziom w przedziale 50–65%, który gwarantować będzie z jednej strony bezpieczeństwo finansowania, z drugiej – możliwość uzyskania pozytywnego efektu dźwigni finansowej, która jego zdaniem nie może być zbyt wysoka w branży gazowniczej. Rekomendacje te, mimo że pochodzą sprzed dekady, mają potwierdzenie w obecnych realiach sektora.

Średni udział kapitału obcego przyjmowanego do kalkulacji kosztu kapitału stosowany przez gazowych operatorów przesyłowych i dystrybucyjnych w państwach członkowskich UE w 2017 r. wynosił 50%. Zgodnie z rekomendacjami polskiego regulatora od 2017 r. do obliczania WACC przyjmowany jest modelowy poziom zadłuże-

⁶⁶² Urząd Regulacji Energetyki, *Metodologia określania wskaźnika kosztu kapitału zaangażowanego dla operatorów systemów gazowych na lata 2019–2023*, Warszawa 2018, s. 9.

⁶⁶³ S. Hinc, *Struktury oraz metody...*, s. 100. Dla przykładu w latach 2005 i 2006 duński Energinet posiadał 26% udział kapitału własnego w całości kapitałów, podczas gdy rosyjski Gazprom posiadał 80% udział kapitału własnego.

nia, który wynosił w 2018 r. 30%⁶⁶⁴. Narodowi operatorzy przesyłowy, dystrybucyjny i magazynowy na rynku gazu ziemnego w Polsce planują istotne zwiększenie poziomu CAPEX w najbliższych okresach regulacyjnych, dlatego pojawiło się empiryczne uzasadnienie dla wzrostu poziomu zadłużenia tych przedsiębiorstw. W związku z tym Prezes URE uznał za zasadne stopniowe zwiększanie udziału kapitału obcego w kalkulacji WACC, do osiągnięcia w 2023 r. średniego poziomu występującego w państwach członkowskich, tj. 50%.

Analiza z perspektywy historycznej wskazuje, że takie arbitralne podejście regulatora nie zawsze jest korzystne dla operatorów systemów gazowniczych. Jako przykład można przywołać największego OSD gazu w Polsce – Polską Spółkę Gazownictwa, która w latach 2016 i 2017 w związku z prowadzoną polityką finansowania spółek zależnych w ramach GK PGNiG i w związku z nadpłynnością nie posiadała w strukturze pasywów zobowiązań kredytowych wobec podmiotów zewnętrznych. Sytuacja ta spowodowała, że operator zarówno działalność operacyjną (OPEX), jak i inwestycyjną (CAPEX) finansował głównie kapitałem własnym. W związku z administracyjnym ustaleniem przez regulatora 30% udziału kapitału obcego w finansowaniu majątku operatora wystąpiła sytuacja, w której OSD posiadający praktycznie 100% udział kapitału własnego w łącznych kapitałach, teoretycznie zaniżył średnio ważony koszt kapitału dla okresu regulacyjnego 2017. Oczywiście, zważywszy większy koszt pozyskania kapitału własnego niż kapitału obcego, taka sytuacja nie jest korzystna ani dla OSD, ani dla rynku w dłuższej perspektywie. Stąd stopniowe zwiększanie udziału kapitału obcego w strukturach pasywów polskich przedsiębiorstw gazowniczych przez regulatora wydaje się bardzo zasadne, zważywszy obniżenie poziomu przychodu regulowanego przez obniżenie zwrotu z kapitału, uzyskanie pozytywnego efektu dźwigni finansowej oraz skorzystanie z mechanizmu tarczy podatkowej przez OSD.

4.5.6. Alokacja przychodu regulowanego na rodzaje działalności i opłat oraz wyznaczanie stawek taryfowych

Po ustaleniu wysokości poszczególnych komponentów tworzących przychód regulowany, a tym samym wysokości skumulowanego przychodu regulowanego, kolejnym etapem procesu ustalania taryf jest podział przychodu regulowanego na poszczególne rodzaje realizowanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności. Oznacza to przyporządkowanie kosztów do odpowiedniego rodzaju działalności, która te koszty wygenerowała.

Dla większości przedsiębiorstw prowadzących w systemie finansowo-księgowym ewidencję kosztów w układzie rodzajowym (czyli w zespole 4 kosztów) oraz w układzie kalkulacyjnym (czyli w zespole 5 kosztów) jest to czynność nieskomplikowana, ponieważ system księgowy pozwala dzięki rozwiniętemu katalogowi tzw. zleceń księ-

⁶⁶⁴ Urząd Regulacji Energetyki, *Metodologia określania...*, s. 5.

gowych oraz stanowisk kosztów, które są integralną częścią łańcucha konta przedsiębiorstwa, precyzyjnie przyporządkować koszty do danego rodzaju działalności. Etap ten jest także ważny z racji ustawowej potrzeby rozdzielania i alokacji kosztów do działalności regulowanej i nier regulowanej. W przypadku działalności regulowanej krajowy regulator będzie badał prawidłowość alokacji oraz uzasadnienie dla ustalonego poziomu danego rodzaju kosztów działalności, a w przypadku działalności nier regulowanej o akceptowalności poziomu kosztu będzie decydował czynnik rynkowy.

Jakkolwiek w przypadku kosztów bezpośrednich ich weryfikacja przez regulatora pod kątem zasadności ponoszenia danego rodzaju kosztów jest stosunkowo łatwa do przeprowadzenia, tak alokacja na rodzaje prowadzonej działalności szczególnie kosztów pośrednich (czyli kosztów wydziałowych czy ogólnego zarządu) stwarza regulatorowi problemy. W tej sytuacji regulator nie tylko weryfikuje wysokość ponoszonych kosztów pośrednich, ale także metodykę ich podziału na bazie proponowanych przez przedsiębiorstwo kluczy podziałowych kosztów. Przyjęcie prawidłowych kluczy do podziału w ramach działalności operatorskiej na działalność regulowaną i nier regulowaną, do podziału kosztów na rodzaje opłat w obrębie danej działalności, a także do podziału na poszczególne grupy taryfowe ma istotne znaczenie dla uniknięcia subsydiowania skrośnego⁶⁶⁵. Eliminacja subsydiowania skrośnego jest jednym z najważniejszych zadań stawianych regulatorowi przez ustawodawcę, zważywszy kwestie sprawiedliwości społecznej w finansowaniu ponoszonych przez OSD kosztów działalności operatorskiej.

W kolejnym kroku po dokonaniu podziału kosztów rodzajowych (w ramach układu rodzajowego) na koszty bezpośrednie i pośrednie (w ramach układu kalkulacyjnego) danego rodzaju działalności operatorskiej następuje określenie rodzaju opłat dystrybucyjnych operatora gazowego. W większości krajów rodzaje opłat zostały zidentyfikowane i opisane w krajowych aktach prawnych. W polskim systemie prawnym aktem precyzującym rodzaje opłat oraz metodykę ich ustalania dla przedsiębiorstw energetycznych na rynku regulowanym jest rozporządzenie taryfowe właściwego do spraw energii ministra⁶⁶⁶. Rozporządzenie określa rodzaje opłat obowiązkowych, które są pobierane przez przedsiębiorstwo zajmujące się dystrybucją paliwa gazowego. Opłaty te obejmują opłatę stałą dystrybucyjną⁶⁶⁷, opłatę zmienną dystrybucyjną⁶⁶⁸, opłaty za przyłączenie do sieci gazowniczej dystrybucyjnej wszystkich ciśnień, opłatę za przekroczenie mocy umownej, opłatę za nielegalny pobór paliw gazowych, opłatę za wstrzymanie dostarczania paliw gazowych z winy odbiorcy. Dodatkowo operator sys-

⁶⁶⁵ Zgodnie z art. 3 pkt 31 Prawa energetycznego subsydiowanie skrośne oznacza pokrywanie kosztów jednego rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej lub kosztów dotyczących jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców, Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997.

⁶⁶⁶ Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 15 marca 2018.

⁶⁶⁷ Wyrażoną w zł/m-c lub w gr/(kWh/h) za h.

⁶⁶⁸ Wyrażoną w gr/kWh.

temu dystrybucyjnego może pobierać opłaty zatwierdzone w taryfie przez regulatora np. za wznowienie dostarczania paliw gazowych czy za sprawdzenie (w tym laboratoryjne) prawidłowości wskazań układu pomiarowego⁶⁶⁹.

Zaprezentowane opłaty można podzielić na dwie grupy – grupę opłat obligatoryjnych (podstawowych) oraz grupę opłat dodatkowych. Grupa opłat obligatoryjnych powinna być kalkulowana na podstawie planowanego zakresu (technicznego lub merytorycznego) i planowanej ilości czynności operatorskich (w tym przede wszystkim eksploatacyjnych) wykonywanych we własnym zakresie przez operatora lub na bazie planowanego zakresu (technicznego lub merytorycznego) i planowanej ilości świadczonych na rzecz operatora usług obcych przez inne podmioty. Przychody uzyskiwane z opłat podstawowych, a skalkulowane na podstawie poniesionych kosztów, powinny zapewnić operatorowi odzyskanie całego należnego przychodu regulowanego.

Z kolei grupa opłat dodatkowych obejmuje zdarzenia incydentalne lub zdarzenia podlegające penalizacji. Prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzeń incydentalnych, np. wygenerowanych przez klientów operatora, jest duże, natomiast przedsiębiorstwo osiąga w ramach opłat dodatkowych przychód tylko przy założeniu wcześniejszego poniesienia kosztów. Przykładem takich opłat jest laboratoryjne sprawdzenie poprawności działania gazomierza.

Wystąpienie tego zdarzenia jest prawdopodobne (ponieważ czynność sprawdzenia poprawności działania układu pomiarowego u odbiorcy jest obowiązkiem koncesyjnym operatora OSD), natomiast planowana liczba tych czynności zawsze obciążona jest błędem. Zdarza się, że operator celowo zawyża koszt kalkulowanej czynności w ramach opłaty dodatkowej, aby uzyskać ponadprzeciętną marżę – co powinno stanowić przedmiot interwencji regulatora. Zdarza się także, iż regulator, nie zezwalając na wzrost opłaty dodatkowej w danym okresie w przypadku jednej, dodatkowej czynności operatorskiej, doprowadza do sytuacji braku pokrycia kosztów i tym samym może doprowadzić do subsydiowania przez inną grupę czynności objętych opłatami dodatkowymi.

Część opłat zarówno z grupy opłat podstawowych, jak i dodatkowych ma charakter penalizujący nieprawidłowe zachowania odbiorców⁶⁷⁰ i określana jest jako kara – zależna lub niezależna od wielkości poniesionych przez operatora kosztów. Na przy-

⁶⁶⁹ Do innych opłat dodatkowych określonych w taryfie operatora można zaliczyć opłatę za: wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego wcześniej układu pomiarowego, założenie plomb na urządzenia podlegające oplombowaniu (w szczególności po naprawie instalacji), wymianę uszkodzonego układu pomiarowego, badanie jakości dostarczanych paliw gazowych, dodatkowy odczyt niewynikający z harmonogramu, instalowanie przedpłatowego układu pomiarowego.

⁶⁷⁰ Za najbardziej niebezpieczne działanie uważa się nielegalny pobór gazu, czyli, inaczej mówiąc, kradzież gazu, która implikuje duże zagrożenie dla bezpieczeństwa publicznego, zważywszy skład chemiczny paliwa gazowego i jego podatność na samozapłon i wybuch. W związku z tym operator oprócz wymierzenia kary za ujawniony proceder w oparciu o taryfę składa także zawiadomienie do odpowiednich organów ścigania o próbie popełnienia przestępstwa.

kład opłata za nielegalny pobór gazu⁶⁷¹ nie zależy od poziomu poniesionych kosztów. Natomiast karę, której wysokość zależy od wysokości kosztów poniesionych przez przedsiębiorstwo, stanowi opłata za przekroczenie zamówionej mocy przez odbiorcę.

Ogólnie nie jest możliwe wyznaczenie prawidłowych opłat taryfowych bez ich zróżnicowania ze względu na wielkość odbiorcy i jego charakterystykę poboru, dlatego konieczne jest podzielenie odbiorców na zunifikowane grupy taryfowe o zbliżonych wielkościach i profilach odbioru danego rodzaju paliwa gazowego. Po dokonaniu standaryzacji klientów na poziomie grupy taryfowej możliwy jest do przeprowadzenia finalny etap alokacji kosztów, decydujący o rzeczywistej wysokości obciążeń taryfowych poszczególnych odbiorców.

Polskie przepisy określają kryteria przyporządkowania odbiorców do grup taryfowych za pośrednictwem rozporządzenia, w którym ustawodawca wyspecyfikował kryteria podziału⁶⁷².

Moim zdaniem w przypadku OSD do najlepiej odzwierciedlających determinantów podziału odbiorców na grupy taryfowe zaliczyć można wystąpienie następujących kryteriów: rodzaju paliwa gazowego⁶⁷³, charakterystyki technicznej punktów wyjścia z systemu OSD⁶⁷⁴, wielkości i charakterystyki odbioru paliwa gazowego⁶⁷⁵ oraz systemu rozliczeń z odbiorcą⁶⁷⁶.

⁶⁷¹ W przypadku kradzieży paliwa gazowego trudno jest ustalić czas trwania proceduru i wielkość skradzionego wolumenu gazu – w związku z tym opłata za nielegalny pobór gazu ma charakter ryczałtowy.

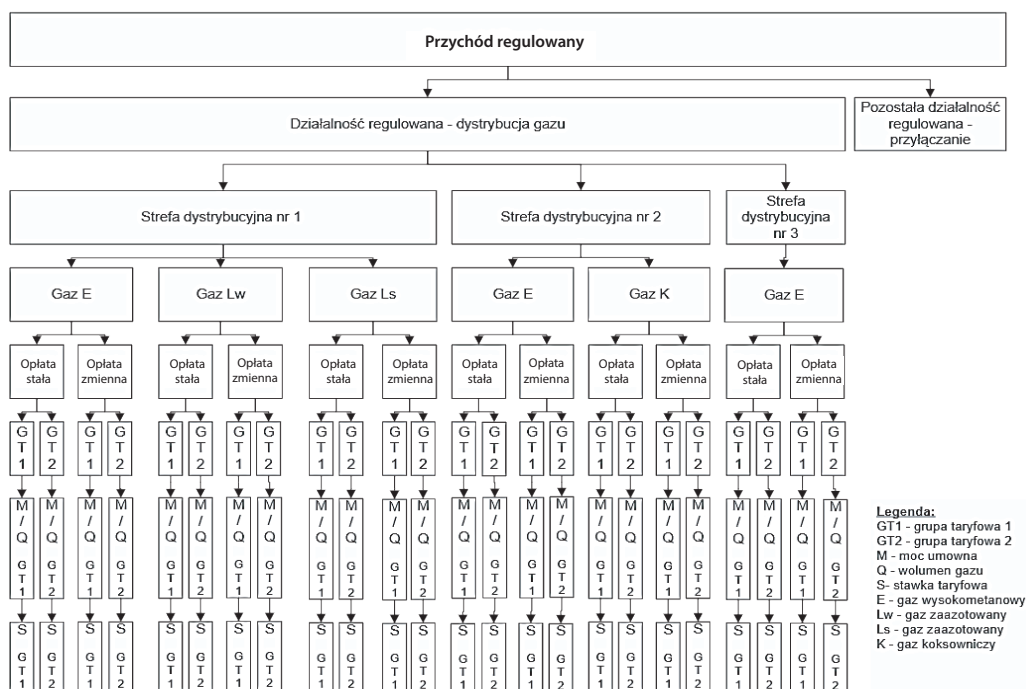
⁶⁷² Zgodnie z par. 5 pkt 1 Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 podział odbiorców na grupy taryfowe jest dokonywany w zależności od poziomu kosztów uzasadnionych, ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z dostarczaniem paliw gazowych, na podstawie następujących kryteriów: 1) rodzaju paliw gazowych, 2) charakterystyki technicznej punktów wejścia lub punktów wyjścia, 3) charakterystyki funkcjonalnej punktów wejścia lub punktów wyjścia, 4) wielkości i charakterystyki zatłaczania lub odbioru paliw gazowych z instalacji magazynowej, 5) wielkości i charakterystyki dostarczania lub odbioru paliw gazowych w miejscach ich dostarczania lub odbioru, 6) zakresu świadczonych usług, 7) miejsc dostarczania lub odbioru paliw gazowych, 8) systemu rozliczeń, 9) zużycia paliw gazowych na potrzeby odbiorców w gospodarstwach domowych, 10) ilości energii zawartej w paliwie gazowym nabywanym w punkcie wirtualnym, 11) odbioru paliw gazowych z użyciem przedpłatowego układu pomiarowego. Odbiorca, który z sieci gazowej odbiera paliwa gazowe z kilku miejsc, jest zaliczany do grup taryfowych oddzielnie w każdym z tych miejsc odbioru.

⁶⁷³ W pracy oparto się na przykładzie największego OSD, jakim jest PSG, więc chodzi o dystrybuowany przez ten podmiot gaz wysokometanowy (E), gaz zaazotowany (Ls) i (Lw) oraz gaz koksowniczy (K). Te trzy rodzaje gazu różnią się istotnie tzw. kalorycznością.

⁶⁷⁴ Odbiorcy paliwa gazowego z systemu OSD podzieleni są w ramach każdej strefy taryfowej i rodzaju gazu także na odbiorców pobierających paliwo gazowe o ciśnieniu w miejscu jego odbioru nie wyższym niż 0,5 MPa oraz na odbiorców pobierających paliwo gazowe o ciśnieniu w miejscu jego odbioru wyższym niż 0,5 MPa. Ciśnienie techniczne w punkcie odbioru determinuje także rodzaj wykorzystanego przez operatora gazomierza.

⁶⁷⁵ W zakresie tego kryterium chodzi o moc umowną (kWh/h) oraz roczną ilość odbieranego paliwa gazowego (m³/rok).

⁶⁷⁶ W przypadku klientów indywidualnych systemem rozliczeń jest system oparty na wartościach prognozowanych, na który wpływ ma liczba odczytów układu pomiarowego w roku, natomiast w przypadku klientów korporacyjnych klient rozliczany jest comiesięcznie na bazie rzeczywistego odczytu układu pomiarowego.



Rys. 4.3. Proces ustalania opłat taryfowych przez operatora dystrybucyjnego paliwa gazowego

Źródło: opracowanie własne⁶⁷⁷.

Po zgromadzeniu informacji ilościowych w zakresie planowanej liczby układów pomiarowych (tj. liczby odbiorców) w danej grupie taryfowej, którą można przypisać do konkretnej wielkości mocy umownej, oraz konkretnej, planowanej ilości odbieranego paliwa gazowego w trakcie okresu regulacyjnego (tj. w trakcie roku) następuje finalne wyznaczenie stawek taryfowych przez ustalenie ilorazu przychodu regulowanego przypadającego na daną grupę taryfową (w danej strefie i dla danego rodzaju gazu) oraz wielkości odpowiedniego nośnika dla tej grupy (czyli mocy umownej i wolumenu odbieranego paliwa gazowego w trakcie roku⁶⁷⁸). W rezultacie ustalenia

⁶⁷⁷ W legendzie do schematu umieszczono symbole oznaczające dany rodzaj gazu: E – dawniej GZ50, oznacza gaz wysokometanowy charakteryzujący się ciepłem spalania zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 nie mniejszym niż 34,0 MJ/m³, Lw – dawniej GZ41,5 – oznacza gaz ziemny zaazotowany o ciepłe spalania nie mniejszym niż 30,0 MJ/m³, Ls – dawniej GZ35 oznacza gaz ziemny zaazotowany charakteryzujący się ciepłem spalania nie mniejszym niż 26,0 MJ/m³.

⁶⁷⁸ Nie bez znaczenia jest także liczba dokonywanych w roku odczytów układu pomiarowego, których koszt odzwierciedla opłata abonamentowa, obecnie wykazywana na dokumencie faktury autonomicznie jako opłata taryfowa, czyli niezależnie od opłaty stałej.

tego ilorazu skalkulowane zostają stawki taryfowe, które po akceptacji i publikacji przez regulatora stanowią będą podstawę do prowadzenia rozliczeń operatora z odbiorcami usługi transportowej gazu w ramach systemu dystrybucyjnego⁶⁷⁹.

Zaprezentowana metodyka została zilustrowana na rys. 4.3.

Na rysunku 4.3 zilustrowano uproszczoną metodykę ustalania stawek taryfowych przez OSD prowadzącego działalność w dwóch obszarach regulowanych – w ramach działalności dystrybucyjnej gazu oraz polegającej na przyłączaniu odbiorców do sieci dystrybucyjnej gazu.

Metodyka ta oparta jest na systemie hybrydowym stanowiącym połączenie systemu stawek strefowych oraz systemu stawek jednolitych obejmujących opłatę stałą i zmienną. Odbiorcy zostali zaalokowani do trzech stref dystrybucyjnych, dla których cechą charakterystyczną jest występowanie różnych rodzajów gazów⁶⁸⁰. W ramach wyodrębnionych stref odbiorcy zostali przyporządkowani do konkretnej grupy taryfowej w zależności od rodzaju pobieranego gazu. Z kolei dla każdej z dwóch grup taryfowych została skalkulowana stawka na poziomie stawki stałej i zmiennej w oparciu o wielkość odpowiedniego nośnika dla tej grupy, czyli parametru mocy umownej (M) i wolumenu pobieranego paliwa gazowego (Q)⁶⁸¹.

⁶⁷⁹ W opracowaniu niniejszego podrozdziału oparto się także na metodyce ustalania taryf charakterystycznej dla operatora przesyłowego gazu zaprezentowanej przez S. Hincę, *Struktury oraz metody...*, s. 113–118.

⁶⁸⁰ Rysunek 4.3 odzwierciedla trzy rzeczywiste strefy dystrybucyjne w ramach Polskiej Spółki Gazownictwa, gdzie w strefie dystrybucyjnej wrocławskiej występują trzy rodzaje gazu: E, Lw oraz Ls, w strefie dystrybucyjnej górnośląskiej występują dwa rodzaje gazu – E oraz K, a w strefie warszawskiej natomiast występuje tylko gaz wysokometanowy E.

⁶⁸¹ W taryfie PSG nr 8 obowiązującej od 19 marca 2020 r. do 3 kwietnia 2021 r. parametry mocy umownej i wolumenu pobieranego paliwa gazowego stanowiły łącznie wielkości traktowane jako nośniki do skalkulowania stawki taryfowej dla grupy taryfowej od W1.1. do W4 – czyli charakterystycznej dla odbiorców indywidualnych i małych firm. W przypadku odbiorców obszaru warszawskiego moc umowna na poziomie do 110 kWh/h łącznie z wolumenem pobieranego gazu na poziomie do 8000 m³/rok i powyżej stanowi podstawę kalkulacji dla wspomnianych grup taryfowych od W1.1 do W4. W przypadku odbiorców obszaru warszawskiego zakwalifikowanych do grup taryfowych od W5.1 do W13.2 – czyli charakterystycznej dla odbiorców korporacyjnych, nośnikiem kalkulacji jest moc umowna w przedziale od 110 kWh/h do 713 180 kWh/h i powyżej.

Rozdział 5

Prezentacja dobrych praktyk taryfowych stosowanych w dystrybucji gazu ziemnego i energii elektrycznej w wybranych państwach UE

5.1. Wprowadzenie do zagadnienia

Celem niniejszego rozdziału jest podsumowanie wyników prac analitycznych dotyczących identyfikacji najlepszych praktyk w obszarze taryfowania działalności dystrybucyjnej gazu ziemnego i energii elektrycznej na wybranych rynkach energetycznych państw członkowskich Unii Europejskiej, w tym także w Polsce. Analiza składa się z dwóch części – prezentacji rozwiązań regulacyjnych w sektorze dystrybucji gazu i energii elektrycznej w wybranych krajach unijnych oraz prezentacji i oceny rozwiązań regulacyjnych w Polsce. W rozdziale przedstawiono więc analizę rozwiązań regulacyjnych segmentu gazu ziemnego w Niemczech, Czechach, Włoszech, Holandii, Francji, Wielkiej Brytanii i Polsce oraz analizę rozwiązań regulacyjnych segmentu energii elektrycznej w Niemczech, Czechach, Holandii, Wielkiej Brytanii i Polsce. Analizę segmentów gazu i energii elektrycznej każdego z krajów zaprezentowano w ujednocionym podejściu obejmującym: dane podstawowe dotyczące rynku, długość okresu taryfowego, metodykę wyznaczania przychodu regulowanego, stosowane mechanizmy stymulowania wzrostu efektywności, pozostałe informacje na temat taryf. Na końcu rozdziału zawarto konkluzję wynikającą z przeprowadzonych analiz.

Prezentowane dane zostały zgromadzone przez autora w latach 2016–2019 w ramach współpracy z Polską Spółką Gazownictwa i pochodzą z przeprowadzonych własnych ankiet międzynarodowych oraz za pośrednictwem doradców zewnętrznych⁶⁸².

Jak już wskazano we wstępie do niniejszej pracy, taryfa jest podstawowym źródłem przychodów dla przedsiębiorstwa energetycznego działającego na rynku regulowanym, a jej konstrukcja powinna umożliwiać pokrycie kosztów działalności koncesjonowanej i zaangażowanego w tę działalność kapitału oraz zgromadzenie środków

⁶⁸² Autor w latach 2016–2019 pełnił funkcję członka zarządu PSG ds. finansowych. Jako odpowiedzialny bezpośrednio za obszar taryf w tej Spółce był inicjatorem i sponsorem wszystkich działań związanych z procesem taryfowania oraz implementacji długoterminowego modelu regulacyjnego w PSG w oparciu o dobre praktyki europejskie.

na realizację inwestycji, a także umożliwić wygenerowanie nadwyżki dla właściciela. System taryfowy niezapewniający pokrycia kosztów operacyjnych, zwrotu z zaangażowanego kapitału i środków na inwestycje prowadzi do obniżenia rentowności przedsiębiorstwa, zachwiania płynności oraz w konsekwencji rezygnacji właściciela z dalszej partycypacji kapitałowej w przedsiębiorstwo.

Taryfa powinna być także narzędziem w rękach państwa wspierającym walkę z ubóstwem energetycznym przez gazyfikację regionów bez dostępu do paliwa gazowego. W tym zakresie państwo, dzięki odpowiednim regulacjom dającym przedsiębiorstwu możliwość osiągnięcia ponadprzeciętnego zwrotu z kapitału, może zachęcić operatorów do realizacji inwestycji ryzykownych, a nawet na granicy rentowności. Podobnie jest z inwestycjami skierowanymi na poprawę bezpieczeństwa energetycznego państwa, które powinno przez system zachęt, a nie przez arbitralne decyzje administracyjne skłonić operatorów do z jednej strony ryzykownych i kapitałochłonnych inwestycji, a z drugiej kluczowych z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego i ciągłości dostaw energii. W związku z tym można postawić tezę, że system taryfowy przedsiębiorstw energetycznych jest ważnym narzędziem interwencjonizmu państwowego, który powinien stymulować wzrost gospodarczy i wpływać na poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Po opracowaniu w poprzednim rozdziale systematyki podejść do taryfowania w segmencie dystrybucji i przesyłu paliwa gazowego oraz prezentacji podstawowych koncepcji, systemów ustalania opłat taryfowych dla przedsiębiorstwa energetycznego, a następnie prezentacji najważniejszych metod ustalania przychodu regulowanego oraz taryf w gazownictwie, uzasadnione jest dokonanie prezentacji dobrych praktyk regulacyjnych w zakresie taryfowania, jakie wypracowano na rozwiniętych rynkach usług przesyłu i dystrybucji gazu w krajach Unii Europejskiej.

Także prezentacja rozwiązań regulacyjnych w zakresie taryfowania w polskiej energetyce gazowej na tle rozwiązań w innych krajach pozwala zidentyfikować słabe strony systemu, celem dalszej poprawy jego efektywności. Tak więc dokonana prezentacja zarówno europejskich, jak i polskich rozwiązań staje się z kolei podstawą do rekomendacji w zakresie stosowanych przez europejskich operatorów i regulatorów nowoczesnych metod oraz narzędzi regulacyjnych pod kątem dalszej ich implementacji w ramach rozwiązań regulacyjnych na polskim rynku usług dystrybucji i przesyłu gazu. Ten benchmarking dobrych praktyk nie tylko ma wartość poznawczą dla nauki i praktyki gospodarczej, ale także może stanowić podstawę merytoryczną dla decydentów do przeprowadzenia pilnych zmian w środowisku regulacyjnym na polskim rynku energetyki gazowej determinowanych koniecznością realizacji transformacji całej polskiej energetyki w ramach nowej europejskiej polityki klimatycznej.

5.2. Analiza dobrych praktyk regulacyjnych sektora dystrybucji energii elektrycznej i gazu w wybranych państwach UE

5.2.1. Uwagi wstępne

Na wstępie należy zwrócić uwagę, że w ostatniej dekadzie nastąpiła istotna zmiana w podejściu regulatorów do metodyki wyznaczania przychodu regulowanego wynikająca w dużej mierze z regulacji unijnych, które jednoznacznie wskazują, że obowiązujące spółki dystrybucyjne taryfy powinny zawierać zachęty do poprawy efektywności. Chodzi tu o dwa akty prawne: Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego⁶⁸³ oraz Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. dotyczącą efektywności energetycznej⁶⁸⁴.

Następnie należy zwrócić uwagę na dwa istotne trendy kształtujące obecną sytuację sektora dystrybucji i przesyłu gazu oraz energii elektrycznej, determinujące także podejście regulacyjne do tego sektora, mianowicie zmiany w obszarze inwestycji spowodowane wzrostem znaczenia energetyki odnawialnej oraz zwiększenie zakresu działalności operacyjnej głównie w przypadku spółek dystrybucyjnych.

W przypadku zmian w obszarze realizacji inwestycji – spowodowanych wzrostem znaczenia energetyki odnawialnej – należy zwrócić uwagę na skrócenie cyklu inwestycyjnego w przypadku realizacji inwestycji przez spółki dystrybucyjne. Powodem jest konieczność podniesienia przepustowości sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w celu przyjęcia zwiększającej się mocy instalacji wykorzystujących OZE. Przyszłe inwestycje w obszarze dystrybucji będą się różnić od obecnie realizowanych pod kilkoma względami:

- nowe inwestycje wykorzystują innowacyjne technologie, których koszty i korzyści są trudne do oszacowania i w przypadku których istnieje znaczna asymetria informacji między regulatorami i spółkami dystrybucyjnymi;
- dla nowych inwestycji istnieje o wiele więcej dróg do osiągnięcia tych samych celów niż w przypadku inwestycji realizowanych metodami tradycyjnymi – naj-

⁶⁸³ Art. 41 (1)(a): „Do obowiązków regulatora powinno należeć ustalanie lub zatwierdzanie, w zgodzie z transparentnymi kryteriami taryf przesyłowych i dystrybucyjnych lub ich metodyk”; art. 41(8): „Podczas ustalania lub zatwierdzania taryf lub ich metodyk, regulator powinien zapewnić operatorom systemów przesyłowego i dystrybucyjnego zachęty do poprawy efektywności, wspierania integracji rynków, zwiększenia bezpieczeństwa dostaw oraz promujące działalność badawczo-rozwojową”.

⁶⁸⁴ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. dotycząca efektywności energetycznej zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE, Dz.U. UE z 2012 r., L 315/1, art. 15 (4): „Państwa członkowskie powinny zapewnić wyeliminowanie takich zachęt w taryfach dystrybucyjnych i przesyłowych, które mają negatywny wpływ na ogólną efektywność (w tym efektywność energetyczną) wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i dostaw energii”.

lepszym przykładem jest przypadek coraz szerszego wykorzystania przez spółki dystrybucyjne gazu realizacji inwestycji sieciowych metodą pregazyfikacji przy zastosowaniu LNG zamiast realizacji inwestycji tradycyjną metodą liniową, tj. budowy wielu kilometrów sieci gazociągów⁶⁸⁵;

- istotny wpływ na decyzje inwestycyjne w obszarze dystrybucji mają decyzje podejmowane przez podmioty, np. administrację rządową, na które OSD nie mają wpływu. Przykładem mogą być decyzje dotyczące realizacji strategii rozwoju infrastruktury IT⁶⁸⁶.

Kolejnym trendem istotnie wpływającym na kształtowanie się obecnej sytuacji sektora dystrybucji gazu i energii elektrycznej jest rozszerzenie zakresu własnej działalności na nowe obszary, takie jak: promocja efektywności energetycznej, realizacja celów związanych z ochroną środowiska i celów społecznych (m.in. walka z ubóstwem energetycznym na obszarze niezgazyfikowanych gmin w Polsce). Przedstawione trendy w obszarze dystrybucji gazu mają odzwierciedlenie w obecnym podejściu do ustalania taryf dla spółek dystrybucyjnych.

W ramach podejścia tradycyjnego cele związane z ustalaniem taryf dla OSD obejmują:

- zagwarantowanie poziomu cen usług świadczonych na rzecz konsumentów odzwierciedlającego ich rzeczywistą wartość,
- wprowadzenie mechanizmów rynkowych do branży będącej monopolem naturalnym,
- zapewnienie efektywności kosztowej spółek dystrybucyjnych poprzez wprowadzenie systemu zachęt mających wpływ na wielkość przychodu regulowanego,
- zapewnienie odpowiedniego poziomu jakości obsługi klientów,
- zagwarantowanie szerokiego dostępu do dostarczanych usług.

W ramach podejścia nowoczesnego cele związane z ustalaniem taryf dla OSD obejmują:

- wsparcie działań zmierzających do zwiększenia efektywności energetycznej,
- promocję inicjatyw proekologicznych i innowacyjnych,
- wsparcie działań w zakresie kogeneracji rozproszonej,
- zwiększenie elastyczności systemu dystrybucji energii elektrycznej i gazu.

Nowoczesne podejście do ustalenia taryf dla spółek dystrybucyjnych łączy zatem tradycyjne cele związane z zarządzaniem poziomem cen i zapewnianiem efektywności kosztowej ze szczególnym naciskiem na wsparcie działań proekologicznych i innowacyjnych.

⁶⁸⁵ Jak pokazuje praktyka, inwestycje infrastrukturalne realizowane przez OSD w ramach gazyfikacji gmin, polegające na budowie gazociągów metodą klasyczną, liniową trwają kilkanaście lat, związane są z budową wielu kilometrów gazociągów i wymagają wielomilionowych nakładów inwestycyjnych. Gazyfikacja gmin przy zastosowaniu pregazyfikacji metodą LNG polegająca na budowie tzw. instalacji wyspowej do regazyfikacji LNG (tj. niepołączonej bezpośrednio z krajowym systemem dystrybucyjnym) trwa ok. 2 lat (łącznie faza projektowania i budowy instalacji oraz przyłączy).

⁶⁸⁶ Przykładem są prace rozpoczęte przez byłe Ministerstwo Energii w kierunku powołania Narodowego Operatora Systemu Transmisji Danych dla przedsiębiorstw energetycznych.

5.2.2. Systematyka dobrych praktyk regulacyjnych w segmencie dystrybucji energii

Dobre praktyki taryfowe zapewniające równowagę systemu dystrybucyjnego

Najlepsze praktyki regulacyjne w zakresie ustalania taryf dla spółek dystrybucyjnych w segmencie elektroenergetyki i gazownictwa można podzielić na trzy grupy: zmierzające do zapewnienia równowagi systemu, promujące efektywność ekonomiczną oraz zapewniające ochronę interesariuszy.

Praktyki zapewniające równowagę systemu dystrybucyjnego charakteryzują się następującymi cechami:

- **wystarczalnością** – stawki taryfowe powinny pozwalać na pokrycie wszystkich kosztów OSD związanych ze świadczeniem usług dystrybucyjnych oraz zapewniać mu odpowiedni zwrot na zainwestowanym kapitale,
- **adekwatnością** – wysokość regulacyjnej stopy zwrotu powinna być określona stosownie do ryzyka inwestycji oraz warunków jej finansowania,
- **realnością systemu zachęt** – mechanizm zachęt dla dystrybutorów powinien określać realistyczne, możliwe do osiągnięcia cele,
- **addytywnością komponentów** – poszczególne komponenty taryfy (np. uzasadnione koszty działalności OSD, zwrot z kapitału) powinny sumować się tak, aby umożliwić osiągnięcie przez dystrybutora wyznaczonej, łącznej kwoty przychodu regulowanego.

Dobre praktyki taryfowe zapewniające OSD efektywność ekonomiczną

Praktyki te charakteryzują się następującymi cechami:

- **efektywnością produkcyjną** – usługi dystrybucyjne powinny być dostarczane odbiorcom po jak najniższych kosztach, co może zostać zagwarantowane poprzez koordynację działań inwestycyjnych i operacyjnych pomiędzy różnymi podmiotami, działającymi w obszarach wytwarzania, przesyłu, dystrybucji oraz usług wsparcia,
- **efektywnością alokacji zasobów** – taryfy powinny zachęcać użytkowników do efektywnego wykorzystania sieci poprzez dostarczanie zachęt do zarządzania zapotrzebowaniem na energię podczas szczytów popytowych,
- **ekwiwalentnością kosztów** – konsumenci powinni być obciążani opłatami w wysokości adekwatnej do kosztu dostarczonych do nich usług, z uwzględnieniem jednocześnie ich wkładu w tworzenie szczytów popytowych i ich pozycji w sieci,
- **promocją innowacji** – regulacje taryfowe nie powinny tworzyć żadnych barier do rozwoju innowacji w obszarze dystrybucji.

Dobre praktyki taryfowe zapewniające ochronę interesariuszy

Praktyki te charakteryzują się następującymi cechami:

- **transparentnością** – metodyka ustalania taryf oraz ustalone na jej podstawie stawki powinny być dostępne dla wszystkich zainteresowanych podmiotów, a otrzymywane przez klientów rachunki powinny wyraźnie określać poszczególne składniki ponoszonych przez nich opłat,
- **brakiem dyskryminacji** – wszyscy odbiorcy należący do tej samej kategorii oraz korzystający z tych samych usług sieciowych powinni być obciążani równymi stawkami taryfowymi, niezależnie od końcowego przeznaczenia odbieranej przez nich energii,
- **sprawiedliwością społeczną** – wrażliwe grupy odbiorców, takie jak np. osoby o niskich dochodach, powinny być obciążane stawkami, które są niższe od rzeczywistych kosztów świadczonych na ich rzecz usług,
- **przejrzystością** – metodyka ustalania taryf oraz wartości jej stawek powinny być łatwe do zrozumienia oraz wdrożenia,
- **przewidywalnością** – taryfy powinny być tworzone w oparciu o możliwe do zaobserwowania, znane odbiorcom i innym zainteresowanym podmiotom zmienne – na podstawie tych zmiennych odbiorcy energii powinni być w stanie łatwo skalkulować przyszłe stawki,
- **stabilnością** – metodyka tworzenia taryf powinna być stabilna w celu minimalizacji niepewności związanej z przyszłym kształtem regulacji,
- **spójnością** – taryfy powinny być spójne z innymi obowiązującymi aktami prawnymi zarówno krajowymi, jak i międzynarodowymi (tj. na obszarze UE).

Na uwagę zasługuje, iż wdrożenie wszystkich omówionych najlepszych praktyk może być trudne, ponieważ część z nich wzajemnie się wyklucza, co wymusza konieczność oceny korzyści związanych ze stosowaniem każdej z nich. Przykłady możliwych konfliktów interesów i braku komplementarności pomiędzy poszczególnymi najlepszymi praktykami w dziedzinie ustalania taryf dla spółek dystrybucyjnych można scharakteryzować następująco.

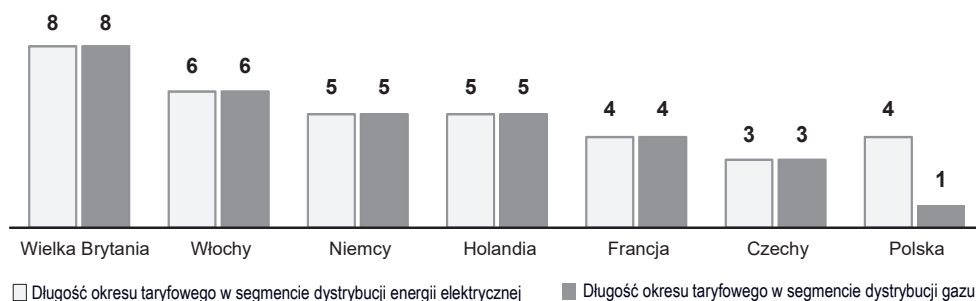
- Taryfy spełniające zasadę ekwiwalentności kosztów mogą nie spełniać zasady przejrzystości – obliczanie wysokości ich stawek może być bardzo skomplikowane z uwagi na konieczność odzwierciedlenia w kosztach pozycji danego odbiorcy w sieci i jego wkład w generowanie szczytów popytowych.
- Zasada ekwiwalentności kosztów może być sprzeczna z zasadą stabilności, jeśli jej dochowanie wymaga wprowadzania do taryf częstych modyfikacji w zależności od bieżących warunków funkcjonowania sieci dystrybucyjnej.
- Wdrożenie do systemu taryfowego zasady sprawiedliwości społecznej może skutkować naruszeniem zasady ekwiwalentności kosztów, ponieważ odbiorcy gazu o niskich dochodach będą płacić za dostarczone paliwo stawki, które nie w pełni odzwierciedlają związane z jego dostarczeniem koszty. Wystąpi wtedy zjawisko subsydiowania skrośnego, które jest niedopuszczalne w większości doktryn prawa energetycznego państw członkowskich UE, w tym polskiego prawa energetycznego.

- Podobny problem może się pojawić w przypadku obsługi klientów zamieszkałych w słabo zaludnionych i odległych od systemu dystrybucyjnych regionach. Na przykład dostarczenie paliwa gazowego do takich odbiorców jest bardziej kosztowne i w przypadku chęci zapewnienia im takich samych cen jak pozostałym klientom złamana może być zasada efektywności alokacji zasobów i ekwiwalentności kosztów.

W większości krajów objętych autorską analizą w zakresie stosowanych metod regulacji przychodów operatorów gazowniczych i operatorów dystrybucji energii elektrycznej zdecydowanie dominuje metoda limitu przychodów (*revenue cap*). W ramach tego podejścia poziom przychodu regulowanego ustalany jest w oparciu zarówno o formułę nieuwzględniającą mechanizmu zachęt (np. w Polsce), jak i o formułę uwzględniającą ten mechanizm, gdzie wielkość przychodu regulowanego wyznaczana jest z uwzględnieniem mechanizmu, który pozwala operatorowi zwiększyć przysługujący mu limit przychodu regulowanego dzięki spełnianiu wyznaczonych przez regulatora kryteriów, dotyczących np. redukcji kosztów, zapewniania wysokich standardów obsługi klienta lub podejmowania działań związanych z ochroną środowiska czy realizacji działań podnoszących bezpieczeństwo funkcjonowania infrastruktury dystrybucyjnej⁶⁸⁷.

5.2.3. Długość okresu regulacji

W krajach objętych analizą okresy regulacji segmentu dystrybucji energii elektrycznej i gazu ziemnego mają taką samą długość dla obu segmentów i wynoszą od 3 do 8 lat, wyjątkiem w tej kwestii jest Polska.



Rys. 5.1. Długość okresu regulacyjnego w obszarze dystrybucji gazu i energii elektrycznej w poszczególnych krajach UE w latach 2014–2020

Źródło: opracowanie własne.

⁶⁸⁷ Obszerniejszy opis podstawowych metod regulacji przychodów głównie operatorów gazowniczych zaprezentowano w rozdz. 4.4. Podstawowe metody ustalania taryf dla operatorów systemów gazowniczych.

Większość zaawansowanych metodyk regulacji OSD zakłada stosowanie wieloletniego okresu regulacji. W krajach objętych analizą, okresy regulacji segmentów energii elektrycznej i gazu ziemnego obejmują taki sam zakres czasowy. Polska jest w tej kwestii wyjątkiem w skali europejskiej – okres taryfowy dla operatorów dystrybucyjnych w przypadku energii elektrycznej wynosi 4 lata, natomiast w przypadku operatorów przesyłowego i dystrybucyjnych gazu ziemnego – 1 rok. Zróżnicowanie długości okresów regulacji jest uzależnione od specyfiki poszczególnych rynków. Regulator ustala długość okresu regulacji, biorąc pod uwagę potrzeby specyficzne rynku, w tym m.in.: dojrzałość rynku, zakres planowanych zmian regulacyjnych, liczbę OSD, zróżnicowanie poziomu kosztów pomiędzy OSD.

5.2.4. Mechanizmy zachęt stosowane przez regulatorów

W ramach przeprowadzonych analiz zidentyfikowano obowiązujące mechanizmy zachęt promujących głównie podniesienie efektywności funkcjonowania OSD. W rezultacie przeprowadzonego przeglądu europejskich dystrybutorów gazu zidentyfikowano zbiór mechanizmów wykorzystywanych przez regulatorów do promocji efektywności funkcjonowania OSD oraz jakości świadczonych przez nich usług. Na rysunku 5.2 przedstawiono 4 główne obszary mechanizmów zachęt.



Rys. 5.2. Segmentacja mechanizmów zachęt stosowanych przez regulatorów

Źródło: opracowanie własne.

W dalszej części przedstawione zostaną szczegółowe uwarunkowania oraz pochodzące z różnych państw przykłady mechanizmów promujących efektywność OSD, w każdym z wymienionych obszarów.

Mechanizmy zachęcające do podnoszenia efektywności kosztowej

Poprzez mechanizm zachęt regulator może motywować OSD do obniżania kosztów operacyjnych do poziomu uznanego przez regulatora za ekonomicznie uzasadniony, a także może motywować do większego angażowania się w inwestycje, które postrzega jako priorytetowe, oraz do efektywnego wydatkowania pozostałych nakładów inwestycyjnych.

Mechanizmy osiągnięcia wyznaczonych celów:

- ograniczenie zakresu ponoszonych przez OSD kosztów operacyjnych, które mają wpływ na obliczenie wysokości przychodu regulowanego, do kosztów uznanych przez regulatora za ekonomicznie uzasadnione i efektywne;
- wyznaczanie wysokości dozwolonych kosztów operacyjnych OSD w oparciu o analizę benchmarkingową, która porównuje koszty danego operatora z kosztami najbardziej efektywnych OSD operujących na rynku lub ze średnią rynkową;
- wyznaczanie przez regulatora niższego niż aktualny, docelowego poziomu kosztów operacyjnych, który powinien osiągnąć dany OSD dzięki poprawie swojej efektywności;
- wyznaczenie przez regulatora współczynnika poprawy efektywności, który w każdym roku trwania okresu regulacyjnego obniża wysokość dozwolonych kosztów operacyjnych o ustaloną część;
- umożliwienie OSD zachowania części zysku osiągniętego dzięki dodatkowemu ograniczeniu kosztów poniżej celu wskazanego przez regulatora;
- umożliwienie OSD osiągnięcia dodatkowego, przekraczającego ustalony WACC zwrotu na inwestycjach, które regulator uznaje za szczególnie ważne z punktu widzenia krajowego systemu gazowego;
- poddawanie zgłaszanych przez OSD propozycji nakładów inwestycyjnych ocenie oraz zatwierdzeniu przez regulatora pod kątem ich efektywności oraz celowości.

Dalej zostaną podane przykłady praktyczne państw stosujących przedstawione mechanizmy.

➤ Holandia – przykład praktyczny

Obowiązujący w Holandii mechanizm benchmarkingowy pozwala efektywnie działającym operatorom na osiągnięcie zysków, jednocześnie karząc OSD o niższej niż średnia efektywności kosztowej. Narzędziem stosowanym przez holenderskiego regulatora w celu zmotywowania OSD do poprawy efektywności kosztowej jest mechanizm benchmarkingu stosowany w ramach podejścia *yardstick competition*. Koszty operacyjne danego OSD są porównywane ze średnią wyznaczoną dla wszystkich działających na rynku operatorów, która stanowi benchmark. Wygenerowanie kosztów operacyjnych niższych niż wartość benchmarkowa pozwala danemu OSD na osiągnięcie dodatkowych zysków, co motywuje go do bardziej efektywnego zarządzania bazą kosztową. Regulator nie wskazuje, w jaki sposób OSD powinni osiągać poprawę swojej efektywności kosztowej i które kategorie kosztów operacyjnych powinny zostać zre-

dukowane. Podejście takie wynika z założenia, że każdy operator może samodzielnie podjąć decyzję, w których obszarach istnieje pole do poprawy jego efektywności.

Stosowana w Holandii metodyka redukcji kosztów operacyjnych OSD przebiega w trzech etapach.

Etap I – kalkulacja średnich kosztów działania wszystkich operatorów

Określenie średnich kosztów działania wszystkich OSD odbywa się z wykorzystaniem następującego wzoru:

$$AC_i = \frac{\sum_i (C_i - ORV_i)}{\sum_i SO}, \quad (5.1)$$

gdzie:

AC_i – koszty operacyjne wszystkich OSD,

ORV – koszty niekontrolowane wszystkich OSD,

SO – produkcja sektora dystrybucji wyznaczana na podstawie zarezerwowanych mocy i liczby przyłączy.

Etap II – wyznaczenie benchmarku kosztów OSD i dozwolonego poziomu przychodów

Benchmark kosztów dla danego OSD zostaje wyznaczony na poziomie równym średniemu poziomowi kosztów dla wszystkich operatorów. OSD mogą uzyskiwać przychody równe wyznaczonemu benchmarkowi kosztów. W przypadku gdy dany OSD generuje koszty równe poziomowi benchmarku rynkowego, jego zysk jest równy zwrotowi na regulacyjnej wartości aktywów⁶⁸⁸ ($RAV \times WACC$).

Etap III – zarządzanie efektywnością kosztową przez OSD

OSD mogą podejmować działania zmierzające do ograniczenia ich kosztów operacyjnych poniżej poziomu benchmarku rynkowego, co pozwala im na osiągnięcie dodatkowego zysku. W przypadku gdy koszty danego OSD są wyższe niż wartość benchmarku rynkowego, jego zysk nie osiąga poziomu zwrotu na regulacyjnej wartości aktywów. Takie podejście pozwala efektywnie działającym OSD na osiągnięcie dodatkowych zysków, jednocześnie karząc firmy o efektywności niższej niż średnia dla całego sektora.

➤ **Czechy – przykład praktyczny**

W Czechach dopuszczalna wysokość bazy kosztowej OSD jest każdego roku zmniejszana o wartość współczynnika poprawy efektywności, dzięki czemu operatorzy poddani są stałej presji na redukcję kosztów operacyjnych. Regulator wyznacza wysokość bazy kosztów na podstawie danych z przedostatniego roku poprzedniego okresu regulacyjnego. Do bazy kosztowej zaliczane są tylko koszty zaklasyfikowane przez regulatora jako ekonomicznie uzasadnione. Podstawowa wysokość bazy kosztowej

⁶⁸⁸ Wartość regulacyjna aktywów obejmuje aktywa uznane przez regulatora za niezbędne do wykorzystywania przez operatora w ramach działalności koncesjonowanej. Ich wartość stanowi m.in. podstawę do kalkulacji przychodu regulowanego.

wyznaczana jest dla pierwszego roku danego okresu regulacyjnego, który traktowany jest jako okres/rok 0. Obecny okres regulacyjny ze względu na dynamiczne zmiany regulacyjne na rynku został skrócony do 3 lat. W kolejnych latach wyznaczona dla roku 0 wysokość bazy kosztowej jest korygowana o trzy parametry: współczynniki X , RPI oraz wpływ zdarzeń nadzwyczajnych.

Współczynnik poprawy efektywności X określa oczekiwaną przez regulatora wysokość poprawy efektywności działalności operacyjnej OSD. Początkowo jego wartość miała być wyznaczana na podstawie benchmarkingu zewnętrznego w ramach branży OSD. Jednak ze względu na uwarunkowania czeskiego rynku energetycznego zrezygnowano z tego pomysłu. Zamiast tego regulator wprowadził na podstawie dobrych praktyk innych krajów UE oraz na podstawie danych historycznych jednolitą dla wszystkich OSD, zagregowaną stawkę współczynnika (np. dla okresu regulacyjnego 2010–2015 stawka wynosiła 9,75%, dlatego każdego roku baza kosztowa redukowana była o 2,031%).

Współczynnik inflacji (RPI) używany do korekty wysokości bazy kosztowej w kolejnych latach jest określany na podstawie średniej ważonej indeksu wzrostu cen CPI towarów i usług konsumpcyjnych (waga 70%) oraz indeksu wzrostu cen usług biznesowych IPS (waga 30%). Oblicza się ten współczynnik z równania:

$$\text{RPI} = 0,3 \times \text{IPS} + 0,7 \times (\text{CPI} + 1). \quad (5.2)$$

Współczynnik zdarzeń nadzwyczajnych: w przypadku wystąpienia nieprzewidzianych okoliczności, mających istotny wpływ na sytuację na rynku, takich jak np. pojawienie się nowych technologii czy sprzedaż znacznej części majątku, regulator może wprowadzić korektę wysokości przychodu regulowanego danego OSD. Wysokość korekty wyznaczana jest więc arbitralnie przez regulatora na podstawie przyjętej wcześniej metodyki.

➤ **Włochy – przykład praktyczny**

Poprzez mechanizm zachęt regulator może motywować OSD do angażowania się w inwestycje, które postrzega jako priorytetowe, np. związane z rozwojem krajowej infrastruktury gazowej i bezpieczeństwem energetycznym, oraz do efektywnego wydatkowania pozostałych nakładów inwestycyjnych na inwestycje ekonomicznie uzasadnione. Włoski regulator zidentyfikował kilka kategorii inwestycji jako priorytetowe i wprowadził mechanizm mający zachęcić OSD do ich podejmowania. Za priorytetowe uznane zostały inwestycje w bezpieczeństwo sieci, rozwój sieci krajowej oraz rozbudowa mocy na interkonektorach. Mechanizm zachęty zakłada umożliwienie OSD uzyskania dodatkowego, przekraczającego bazowy poziom WACC zwrotu na inwestycjach priorytetowych. Wartość dodatkowego zwrotu kapitału jest uzależniona od kategorii i wynosi: dla kategorii Bezpieczeństwo 1% rocznie przez 5 lat, dla kategorii Rozwój sieci regionalnej 2% rocznie przez 7 lat, dla kategorii sieci krajowej 2% rocznie przez 10 lat oraz dla kategorii Rozbudowa mocy interkonektorów 3% rocznie przez 15 lat.

Mechanizmy zachęt do podnoszenia bezpieczeństwa sieci

W obszarze bezpieczeństwa regulatorzy dostarczają operatorom zachęty do podjęcia działań zmierzających do: ograniczania liczby i czasu przerw w dostarczaniu paliwa gazowego do odbiorców końcowych, redukcji liczby punktów uchodzenia gazu oraz zagwarantowania szybkiej reakcji OSD w przypadku zaistnienia awarii sieci dystrybucyjnej, poprawy standardów w zakresie nawaniania paliwa gazowego poprzez zwiększoną liczbę kontroli wyeksploatowanej infrastruktury, zwiększenia zakresu remontów wyeksploatowanych gazociągów, zmniejszenia liczby wypadków przy pracy i podniesienia standardów BHP.

Mechanizmami osiągnięcia wyznaczonych celów są:

- wyznaczenie docelowego procentowego poziomu redukcji liczby wypadków przy pracy,
- przyznawanie premii finansowych operatorom, którym udało się znacząco zmniejszyć liczbę wycieków gazu z sieci,
- przyznawanie premii finansowych operatorom, którzy zwiększyli liczbę kontroli poziomu nawonienia gazu,
- ustalenie minimalnych standardów obsługi zgłoszeń o wycieku gazu z sieci (odsetek zgłoszeń, które powinny zostać rozpatrzone w ciągu godziny od złożenia),
- wyznaczenie każdemu z OSD docelowej długości przestarzałych gazociągów, które powinien wymienić w trakcie trwania okresu regulacyjnego,
- wprowadzenie mechanizmu korekty wysokości przychodu regulowanego o współczynnik, którego wartość wyznaczana jest w oparciu o niezawodność usług świadczonych przez danego operatora, mierzoną liczbą i czasem trwania przerw w świadczeniu usług na rzecz odbiorców końcowych,
- wyznaczenie limitu dopuszczalnych błędów oraz standardów dokładności odnośnie do usług pomiarowych i wprowadzenie kar za ich przekroczenie,
- zobowiązanie OSD do utrzymywania wydajności sieci wystarczającej do obsłużenia szczytów popytowych.

Państwami stosującymi przedstawione mechanizmy są np. Włochy i Holandia.

➤ **Włochy – przykład praktyczny**

Włoski regulator wyznaczył OSD dwa podstawowe cele w obszarze bezpieczeństwa: poprawę standardów w zakresie nawaniania paliwa gazowego przez zwiększenie dotychczasowej częstotliwości kontroli poziomu nawonienia i zmniejszenie liczby przypadków wycieku paliwa gazowego z sieci. Wprowadzony mechanizm zachęt zakłada przyznawanie premii finansowych operatorom, którzy osiągnęli pozytywne wyniki we wskazanych obszarach, oraz kar finansowych dla operatorów, którzy nie spełnili wyznaczonych przez regulatora standardów. W ocenie włoskiego regulatora mechanizm przyniósł pozytywny efekt w dziedzinie poprawy bezpieczeństwa działania sieci dystrybucyjnej gazu.

➤ Holandia – przykład praktyczny

W Holandii przez pojęcie bezpieczeństwa sieci rozumie się niezawodność OSD w realizacji usług dystrybucyjnych. Jest to podstawowe kryterium determinujące wysokość przychodu regulowanego OSD w danym roku. W celu wyznaczenia dopuszczalnego przychodu dla danego okresu regulacyjnego wykorzystywane jest obliczanie wysokości przychodu regulowanego uwzględniające mechanizm zachęt, w którym koryguje się przychód z roku poprzedniego o następujące współczynniki: efektywności (X), jakości (Q) i inflacji (CPI). Współczynnik Q jest wyznaczany dla każdego OSD na podstawie jakości usług danego operatora rozumianej jako występowanie przerw w realizacji przez niego usług. Holenderski regulator uwzględnia współczynnik Q przy wyznaczaniu przychodu regulowanego z równania:

$$\begin{aligned} & \text{przychód regulowany dla roku bieżącego} = \\ & = \text{przychód regulowany z roku poprzedniego} \times (1 + \text{CPI} + X + Q). \end{aligned} \quad (5.3)$$

Na przykład przygotowując zasady wyznaczania przychodu regulowanego dla okresu regulacyjnego 2014–2016, holenderski regulator zlecił oszacowanie innych możliwych do przyjęcia wskaźników jakości zewnętrznemu doradcy (Kiwa Gas Technology). Doradca po przeprowadzeniu analiz uznał, że nie istnieją stosowne wskaźniki do wykorzystania w celu wyznaczenia współczynnika Q . W związku z wysoką w ocenie regulatora jakością usług realizowanych przez OSD mierzoną brakiem przerw w dostarczaniu gazu oraz z wykazaniem przez doradcę zewnętrznego braku innych wskaźników mających zastosowanie do wyznaczenia współczynnika Q w kolejnym okresie regulacyjnym wynosił on 0. Holenderscy OSD mają obowiązek przedstawiać raz na dwa lata raport dotyczący zdolności przesyłowych sieci i jakości świadczonych usług mierzonej liczbą i czasem przerw w dystrybucji paliwa gazowego.

Mechanizmy zachęt do podnoszenia standardu obsługi klienta

Wysoki poziom obsługi klientów jest jednym z istotnych celów wyznaczanych przez regulatorów dla OSD, stopień jego realizacji odzwierciedla się w wysokości korekt przychodu regulowanego. W tym zakresie regulator wskazuje główne cele: poprawę standardów obsługi klienta końcowego OSD, m.in. w zakresie przyłączenia do sieci OSD (przez zapewnienie odbiorcom końcowym możliwości szybkiego przyłączenia do sieci OSD) oraz efektywny pomiar poziomu zadowolenia klienta. Mechanizmy osiągnięcia wyznaczonych celów są następujące:

- wprowadzenie obowiązku przeprowadzania wśród klientów ankiet dotyczących poziomu zadowolenia z usług świadczonych przez OSD i wdrożenie mechanizmu korekty przychodu regulowanego (w górę lub w dół) wyznaczonego dla danego operatora w zależności od zbiorczych wyników ankiet,
- wprowadzenie obowiązku mierzenia przez OSD efektywności prowadzonej przez siebie obsługi zgłoszeń i skarg klientów i wdrożenie mechanizmu korekty przy-

chodu regulowanego (w górę lub w dół) wyznaczonego dla danego operatora w zależności od wyników przeprowadzonych pomiarów,

- wyznaczenie dla każdego OSD liczby gospodarstw domowych, które powinien przyłączyć do sieci dystrybucyjnej gazu w czasie trwania okresu regulacyjnego,
- mierzenie poziomu świadomości na temat zagrożeń związanych z tlenkiem węgla wśród klientów poszczególnych OSD i publikacja wyników w formie ogólnodostępnego rankingu; zapewnia to operatorom zachętę do podejmowania działań edukacyjnych wśród swoich klientów,
- wprowadzenie obowiązujących OSD wymaganych standardów obsługi klienta w zakresie przyłączania nowych odbiorców do sieci dystrybucyjnej gazu,
- poprawa świadomości społecznej zagrożeń związanych z tlenkiem węgla, przez mierzenie poziomu tej świadomości wśród klientów poszczególnych OSD i publikacja wyników w formie rankingu (ranking stymuluje najgorsze OSD do podjęcia działań edukacyjnych),
- przyznawanie premii finansowych dla OSD wyróżniających się w obszarze obsługi przyłączania klientów do sieci dystrybucyjnej gazu oraz kar dla OSD, którzy nie spełniają wymaganych standardów w tym zakresie.

➤ **Wielka Brytania – przykład praktyczny**

Wysoki poziom obsługi klientów końcowych jest jednym z istotnych celów wyznaczonych przez brytyjskiego regulatora dla OSD. Stopień jego realizacji ma odzwierciedlenie w wysokości korekt przychodu regulowanego. Celami wskazanymi przez regulatora w tym zakresie są poprawa standardów obsługi klienta końcowego przez OSD oraz efektywny pomiar poziomu zadowolenia klientów. Jakość obsługi klientów OSD w Wielkiej Brytanii mierzona jest za pomocą trzech opisanych dalej narzędzi.

1. *Ankiety zadowolenia klientów.* OSD mają obowiązek przeprowadzania wśród swoich klientów ankiet dotyczących ich poziomu zadowolenia ze świadczonych przez operatorów usług dystrybucyjnych. Zadowolenie klientów mierzone jest w odniesieniu do trzech kryteriów: nieplanowanych przerw w dostawach, planowanych przerw w dostawach oraz obsługi przyłączania do sieci. Każdemu z kryteriów przypisano równą wagę, natomiast wielkość zachęt mieści się od $-0,5\%$ do $+0,5\%$ wysokości przychodu regulowanego wyznaczonego dla danego OSD.

2. *Efektywność obsługi skarg klientów.* Regulator wymaga od OSD, by zgłaszane przez klientów skargi były rozpatrywane szybko i efektywnie. Pomiar efektywności/skuteczności obsługi zgłoszeń prowadzony jest na podstawie czterech kryteriów:

- a) odsetka zgłoszeń nierozwiązanych w ciągu 1 dnia roboczego (waga 10%),
- b) odsetka zgłoszeń nierozwiązanych w ciągu 31 dni roboczych (waga 30%),
- c) odsetka powtórnych zgłoszeń w sprawie tego samego klienta (waga 50%),
- d) liczby uwzględnionych odwołań do Rzecznika Konsumenta (waga 10%).

Każdemu z kryteriów przypisano więc różną wagę, a wielkość kar wynosi do $(-0,5\%$ wysokości przychodu regulowanego wyznaczonego dla danego OSD.

3. *Ocena zaangażowania interesariuszy.* Celem regulatora jest dostarczenie OSD zachęt do konsultowania ich decyzji biznesowych z dużym gronem interesariuszy w ramach rynku gazu. Ocena poziomu zaangażowania interesariuszy przez danego OSD jest dokonywana przez niezależny zespół ekspertów. Na podstawie złożonego przez OSD raportu oraz serii pytań i odpowiedzi eksperci rekomendują ewentualną wielkość premii dla danego OSD. Maksymalny poziom premii wynosi w tym zakresie do (+)0,5% przychodu regulowanego dla danego OSD. Łączna wielkość zachęt dedykowana przez regulatora w obszarze jakości obsługi klienta dla OSD wynosi do (+)1% wielkości przychodu regulowanego danego OSD. Łączny poziom kar wynosi do (-)1% wielkości przychodu regulowanego.

Brytyjski regulator określił, że oczekuje od wszystkich OSD, by wspólnie oraz po konsultacjach z odbiorcami końcowymi wypracowali standardy obsługi klienta w zakresie warunków przyłączenia do sieci gazowniczej. Standardy miały obejmować trzy obszary:

- standardy obsługi wniosków o przyłączenie do sieci OSD, planowanie prac projektowych i budowlanych z precyzyjnym określeniem terminu ich zakończenia,
- karne opłaty w przypadku niedotrzymania przez OSD wyznaczonych standardów,
- wymagania w zakresie raportowania.

Regulator wprowadził możliwość uzyskania przez OSD, którzy pozytywnie wyróżniają się w obszarze przyłączenia do sieci gazowniczej, premii finansowych w ramach systemu nagród uznaniowych (*discretionary reward scheme*). Łączna wielkość zachęt i kar związanych ze wspomnianymi trzema obszarami mieści się w przedziale od (-)1% do (+)1% wielkości przychodu regulowanego ustalonego dla danego OSD.

Jednym z priorytetowych celów wyznaczonych przez brytyjskiego regulatora jest prowadzenie przez OSD dynamicznego programu przyłączania do sieci dystrybucyjnej gazu gospodarstw domowych, które do tej pory nie miały dostępu do tego paliwa. Dla każdego OSD regulator wyznaczył docelową liczbę gospodarstw domowych, które powinny zostać przyłączone do sieci podczas całego okresu regulacyjnego.

Na przykład dla operatora Wales&West Utilities działającego w regionie Walii limit gospodarstw domowych do przyłączenia w całym okresie regulacyjnym wyniósł 10,8 tys. Operator Northern Gas Network działający w regionie północnej Anglii został zobligowany do przyłączenia 12 tys. gospodarstw domowych, z kolei operator SGN⁶⁸⁹ działający w regionie Szkocji, południowej Anglii i Irlandii Północnej otrzymał zadanie przyłączenia 20 tys. gospodarstw domowych. Dla poprzedniego okresu regulacyjnego⁶⁹⁰ wyznaczony przez regulatora minimalny limit gospodarstw domowych do przyłączenia przez wszystkie OSD na terenie Wielkiej Brytanii wyniósł 77 450.

⁶⁸⁹ Operator ten działał od 2005 r. pod nazwą Scotia Gas Networks, a po dokonaniu rebrandingu od września 2014 r. działa pod nazwą SGN.

⁶⁹⁰ Poprzedni okres regulacyjny w Wielkiej Brytanii trwał 8 lat, tj. od 2013 r. do 2021 r.

Dla porównania Polska Spółka Gazownictwa przyłączyła w samym tylko 2018 r. 58 731 gospodarstw domowych do swojej sieci dystrybucyjnej, a w 2019 r. – 79 354 gospodarstw⁶⁹¹. Dane te pokazują istotną różnicę w dynamice rozwoju sieci dystrybucyjnej między Polską a Wielką Brytanią – oczywiście na korzyść polskiego operatora, który jest właścicielem prawie 97% sieci dystrybucyjnej gazu na terenie Polski. To, co 31 gazowych OSD działających na terenie Wielkiej Brytanii planowało wykonać w okresie 8 lat, PSG zrealizowała w samym 2019 r.

W przypadku niewykonania przez brytyjskie OSD wyznaczonych dla nich limitów, regulator wprowadził karną korektę wysokości przysługującego im przychodu regulowanego w trakcie kolejnego okresu regulacyjnego, który rozpoczął się w roku 2022.

Mechanizmy zachęt do podnoszenia innowacyjności i działań w zakresie ochrony środowiska

Promocja działalności innowacyjnej i promocja działalności w kierunku zmniejszenia emisyjności dwutlenku węgla (CO₂) oraz innych szkodliwych dla środowiska substancji wśród OSD może się odbywać przez zapewnienie im możliwości zwiększenia wyznaczonego przychodu regulowanego na dany okres taryfowy o wartość nakładów na inwestycje innowacyjne i inwestycje w ochronę środowiska.

Mechanizmami osiągnięcia wyznaczonych celów są:

- przyznanie operatorom możliwości zwiększenia przysługującej im wysokości przychodu regulowanego o wartość nakładów przeznaczonych na finansowanie projektów innowacyjnych,
- wprowadzenie premii finansowych na realizację dużych, kompleksowych projektów innowacyjnych, które wybierane są w drodze konkursu spośród propozycji zgłoszonych przez wszystkich OSD,
- zagwarantowanie operatorom możliwości uzyskania dofinansowania na innowacyjne projekty w obszarze ochrony środowiska, których realizacja bez wsparcia finansowego byłaby biznesowo nieopłacalna,
- wprowadzenie systemu zachęt wizerunkowych dla OSD, którzy są aktywnie zaangażowani we wspieranie rozwoju instalacji wykorzystujących gaz pochodzący ze źródeł odnawialnych,
- wprowadzenie wyznaczanych indywidualnie dla każdego operatora celów redukcji strat gazu w procesie transportu oraz systemu zachęt i kar finansowych przyznawanych w zależności od poziomu ich wykonania,
- przyznawanie dodatkowych nagród pieniężnych operatorom, którzy realizują zadania związane z ochroną środowiska nieuwzględnione w ramach podstawowego mechanizmu wyznaczania wysokości przychodu regulowanego.

⁶⁹¹ Dane pochodzą z Departamentu Inwestycji Polskiej Spółki Gazownictwa z dnia 1 marca 2020 r.

➤ **Wielka Brytania – przykład praktyczny**

Brytyjski regulator postrzega promocję innowacyjności wśród OSD jako jeden z podstawowych celów wyznaczonych na bieżący okres regulacyjny. Znaczna długość okresu regulacyjnego (obecnie 8 lat) ma zapewnić operatorom możliwość odniesienia korzyści z podejmowania działań innowacyjnych w dłuższym okresie, bez konieczności wykazywania natychmiastowych efektów.

Do promocji działań innowacyjnych wykorzystywane są następujące mechanizmy wsparcia finansowego OSD.

Network Innovation Allowance – podniesienie wysokości przysługującego danemu OSD przychodu regulowanego o kwotę przeznaczoną na sfinansowanie projektów innowacyjnych. Maksymalna wartość zwiększenia może wynieść 1% przychodu regulowanego. Założenia zgłoszonych projektów innowacyjnych publikowane są w Internecie, co sprzyja wymianie dobrych praktyk pomiędzy OSD (*best practice benchmarking*).

Network Innovation Competition – organizowany co roku przez regulatora konkurs na duży, kompleksowy projekt innowacyjny w obszarze ochrony środowiska. Co roku wybierany jest jeden projekt dotyczący elektroenergetyki i jeden dotyczący energetyki gazowej, którym regulator zapewni finansowanie (w ramach zwrotu z kapitału). Łączny, zaplanowany budżet na dofinansowanie projektów energetyki gazowej wyniósł w ciągu ostatniego okresu regulacyjnego 160 mln GBP.

Innovation Roll-out Mechanism – możliwość uzyskania przez OSD dodatkowego finansowania dla projektów innowacyjnych dotyczących ochrony środowiska i gospodarki niskoemisyjnej. Finansowaniem objęte są projekty o udowodnionej efektywności ekologicznej, których wdrożenie bez uzyskania wsparcia finansowego byłoby nieopłacalne biznesowo.

Regulator w Wielkiej Brytanii podzielił cele, jakie powinni zrealizować OSD w obszarze ochrony środowiska, na dwie grupy: ogólne cele środowiskowe rozumiane jako wkład operatorów w rozwój gospodarki niskoemisyjnej oraz promocję efektywności energetycznej.

Jednym ze specyficznych celów środowiskowych dla OSD jest zwiększenie mocy przyłączanych do sieci dystrybucyjnej instalacji wykorzystujących gaz pochodzący ze źródeł odnawialnych (tj. biogaz). Pomiar poziomu realizacji tego celu prowadzony jest w oparciu o dwa kryteria: łączną moc (w WM) przyłączonych instalacji wykorzystujących biogaz oraz łączną moc instalacji (w MW) wykorzystujących biogaz, które są w trakcie procesu przyłączenia, lub co do których złożono wnioski o przyłączenie.

System motywowania OSD do osiągnięcia wyznaczonych celów środowiskowych składa się z dwóch mechanizmów:

- *zachęt wizerunkowych* – regulator publikuje ranking OSD w zależności od ich wyników w zakresie przyłączania nowych instalacji wykorzystujących biogaz; ogólnodostępny ranking ma na celu promowanie najbardziej efektywnych w tym obszarze OSD, wpływając pozytywnie na ich wizerunek jako firm przyjaznych dla środowiska naturalnego,

- *zachęt finansowych* – regulator wprowadził system tzw. nagród uznaniowych (*Discretionary Reward Scheme* – DRS), którego celem jest dostarczanie dodatkowych premii finansowych dla OSD podejmujących działania w obszarze ochrony środowiska standardowo wykraczające poza ramy podstawowego mechanizmu wyznaczania wysokości przychodu regulowanego. Łączna wartość premii możliwych do otrzymania w ramach DRS wynosi 12 mln GBP w ciągu całego okresu regulacyjnego (8 lat).

5.2.5. Mechanizmy regulacyjne stosowane w sektorze dystrybucji energii elektrycznej i gazu – podsumowanie

W większości krajów objętych autorską analizą obowiązujących rozwiązań w zakresie metod regulacji przychodów operatorów gazowniczych i operatorów dystrybucji energii zdecydowanie dominuje metoda limitu przychodów. W ramach tego podejścia poziom przychodu regulowanego ustalany jest zarówno w oparciu o formułę nieuwzględniającą mechanizmu zachęt (m.in. w Polsce), jak i w oparciu o formułę uwzględniającą ten mechanizm, gdzie wielkość przychodu regulowanego wyznaczana jest z uwzględnieniem mechanizmu, który pozwala operatorowi zwiększyć przysługujący mu limit przychodu regulowanego dzięki spełnianiu wyznaczonych przez regulatora kryteriów, dotyczących np. redukcji kosztów, zapewniania wysokich standardów obsługi klienta lub podejmowania działań związanych z ochroną środowiska czy realizacji działań podnoszących bezpieczeństwo funkcjonowania infrastruktury dystrybucyjnej.

Większość zaawansowanych metodyk regulacji zakłada stosowanie wieloletniego okresu regulacyjnego. Wartość przychodu regulowanego ustalana jest na podstawie przychodu z roku bazowego, z uwzględnieniem korekt wynikających z celów szczegółowych regulacji (poprawy jakości usług, poprawy efektywności kosztowej, zmiany skali działalności). Długość wieloletnich okresów regulacji jest bardzo zróżnicowana. Regulator ustala długość okresu regulacji, biorąc pod uwagę potrzeby specyficzne rynku, w tym m.in.: dojrzałość rynku, zakres planowanych zmian regulacyjnych, liczbę OSD, planowane zmiany organizacyjne, zróżnicowanie poziomu kosztów OSD.

Analiza wykazała także, że istnieją mechanizmy wykorzystywane przez europejskich regulatorów do podnoszenia efektywności funkcjonowania OSD, jakości świadczonych przez nich usług oraz osiągania innych wyznaczonych przez regulatora celów. Zachęty mogą zostać podzielone na 9 obszarów: redukcji kosztów operacyjnych, efektywności nakładów inwestycyjnych, ochrony środowiska, obsługi klienta, obowiązków społecznych, warunków przyłączenia do sieci, bezpieczeństwa, niezawodności oraz innowacyjności.

Wyznaczone przez regulatorów zachęty dają OSD możliwość zwiększenia przysługującego im przychodu regulowanego w przypadku spełnienia wyznaczonych przez regulatora celów. W przypadku nierealizowania wymagań postawionych przez

regulatora, kwota przychodu regulowanego wyznaczonego dla danego OSD może zostać zmniejszona.

Innym narzędziem wpływu regulatora na operatorów jest dostarczenie im zachęt wizerunkowych, np. przez publikację rankingów najbardziej efektywnych OSD w obszarze ochrony środowiska czy wdrożonych innowacji.

Spośród przeanalizowanych państw zdecydowanie najbardziej rozbudowany system zachęt dla OSD gazowych do zwiększania efektywności został wprowadzony przez regulatora w Wielkiej Brytanii. Przykłady interesujących mechanizmów zaimplementowano także w Holandii, Czechach i we Włoszech. Wydaje się więc zasadne, aby zaprezentowane rozwiązania regulacyjne w zakresie proponowanych zachęt zaimplementować w ramach polskiego gazownictwa, a w szczególności dobre praktyki wypracowane przez regulatora brytyjskiego.

5.3. Prezentacja dobrych praktyk regulacyjnych w segmencie dystrybucji energii w wybranych państwach Unii Europejskiej – case study

5.3.1. Dobre praktyki regulacyjne w segmencie dystrybucji gazu ziemnego

W niniejszym rozdziale zaprezentowano praktyczne przykłady rozwiązań regulacyjnych wprowadzonych w segmencie dystrybucji gazu ziemnego w wybranych państwach Unii Europejskiej: Niemczech, Czechach, we Włoszech, w Holandii, Francji, Polsce oraz w Wielkiej Brytanii (byłym już członku UE). W dalszej części przedstawiono odrębną analizę dla każdego z krajów w ujednoliconym podejściu obejmującym: dane podstawowe, długość okresu taryfowego, metodykę wyznaczania przychodu regulowanego, mechanizm stymulowania wzrostu efektywności, pozostałe informacje na temat taryf.

Jeżeli chodzi o kryteria wyboru – zostały ustalone ekspercko, a do grupy podlegającej analizie dany kraj został włączony na podstawie opisanych argumentów.

Niemcy. Rynek usług transportowych paliwa gazowego gazociągami jest bardzo konkurencyjny pomimo chyba największego rozproszenia w UE. Działa na nim 17 OSP i 711 OSD, w tym 68 obsługujących ponad 100 tys. odbiorców. Operatorzy są głównie własnością prywatną dużych koncernów energetycznych lub własnością samorządów lokalnych. Jest to rynek istotnie zliberalizowany, na którym operatorzy gazowniczy regulowani są metodami pułapu przychodów uwzględniającymi rozwinięty system zachęt, a okres regulacyjny wynoszący 5 lat pozwala przedsiębiorstwom realnie implementować rozwiązania w zakresie podnoszenia rentowności, jakości i innowacyjności. Niemiecki regulator w ramach regulacji ekonomicznej wykorzystuje metody empiryczne – jak metoda benchmarkingu oraz metody ekonometryczne, których celem i efektem jest ustalenie odpowiedniego współczynnika optymalizacji kosztowej.

Czechy. Rynek przesyłu i dystrybucji gazu jest rynkiem skonsolidowanym, na którym działa 1 OSP oraz 3 dużych OSD (obsługujących ponad 100 tys. odbiorców). Jest to rynek istotnie zliberalizowany, w ramach którego operatorzy gazowniczy regulowani są metodami pułapu przychodów uwzględniającymi rozwinięty system zachęt, a okres regulacyjny w wyniku poważnych zmian regulacyjnych został skrócony do lat 3, co jest okresem pozwalającym przedsiębiorstwom realnie implementować rozwiązania w zakresie podnoszenia rentowności, jakości i innowacyjności.

Włochy. Rynek przesyłu gazu jest rynkiem istotnie skonsolidowanym, na którym działa aż 10 OSP, w tym 1 kontrolujący ponad 90% sieci przesyłowej. Rynek dystrybucji z kolei jest bardzo rozproszony – w 2022 r. na rynku funkcjonowało 236 OSD, z czego 30 miało ponad 100 tys. klientów. OSD operują na podstawie licencji przyznawanej przez administrację lokalną na danym obszarze na okres 12 lat. Na tym rynku większość OSD jest własnością lokalnych samorządów. Jest to rynek istotnie zliberalizowany, na którym operatorzy gazowniczy regulowani są metodami pułapu przychodów uwzględniającymi rozwinięty system zachęt, a okres regulacyjny wynoszący 6 lat pozwala przedsiębiorstwom realnie implementować rozwiązania w zakresie podnoszenia rentowności, jakości i innowacyjności.

Holandia. Rynek gazu ziemnego jest rynkiem krytycznym dla holenderskiej gospodarki, zważywszy, że paliwo gazowe pokrywa prawie 90% holenderskiego zapotrzebowania na energię. Sieć przesyłowa obsługiwana jest przez 1 OSP, a sieć dystrybucyjna obsługiwana jest przez 9 regionalnych OSD. Przedsiębiorstwa te są własnością samorządów terytorialnych poszczególnych regionów. Rynek usług transportu gazu jest więc rynkiem skonsolidowanym. Jest to rynek istotnie zliberalizowany, na którym operatorzy gazowniczy regulowani są metodą hybrydową stanowiącą komplementarne połączenie metody pułapu cenowego i metody porównawczej, uwzględniającej rozwinięty system zachęt, gdzie podstawowym mechanizmem promującym optymalizację kosztową jest stosowana w ramach podejścia benchmarkingowego metoda *yardstick competition*. Okres regulacyjny wynoszący 5 lat pozwala przedsiębiorstwom realnie implementować rozwiązania w zakresie podnoszenia rentowności, jakości i innowacyjności.

Francja. Rynek gazu jest krytyczny dla gospodarki, ponieważ 99% gazu wykorzystywanego w gospodarce na poziomie 90 mld m³ pochodzi z importu. Rynek transportu gazu jest rynkiem umiarkowanie skonsolidowanym, na którym działa 1 OSP oraz 1 duży OSD, który obsługuje praktycznie 90% rynku. Pozostałe 25 OSD obsługuje pozostałe 10% rynku, głównie o charakterze lokalnym. Państwo francuskie ma kontrolę właścicielską nad największymi operatorami gazowniczymi (podobnie jak w Polsce) – zarządzającymi drugą co do wielkości siecią przesyłową i największą w Europie siecią dystrybucyjną. Jest to rynek istotnie zliberalizowany, na którym operatorzy gazowniczy regulowani są metodami pułapu cenowego uwzględniającymi rozwinięty system zachęt. Okres regulacyjny wynoszący 4 lata pozwala przedsiębiorstwom realnie implementować rozwiązania w zakresie podnoszenia rentowności, jakości i innowacyjności. Największy OSD działający na francuskim rynku dystrybucji gazu GRdF

jest traktowany w tej pracy jako najlepszy benchmark do porównań dla polskiego największego OSD gazu – spółki PSG (co stanowiło m.in. istotny argument przemawiający za wyborem jurysdykcji francuskiej).

Wielka Brytania. Jest to największy, najbardziej zliberalizowany i rozwinięty rynek gazu ziemnego w Europie, pod względem zarówno wielkości obrotów, jak i rozwoju infrastruktury. Rynek ten regulowany jest od 1986 r. praktycznie najstarszym prawem gazowym w Europie, stanowiącym jedno z najbardziej rozwiniętych i nowoczesnych rozwiązań legislacyjnych. Rynek przesyłowy obsługiwany jest przez 1 OSP i jest podzielony pomiędzy 8 sieci dystrybucyjnych gazu, z których każda pokrywa inny region geograficzny Wielkiej Brytanii. Sieci te zarządzane są hybrydowo przez 1 OSP zarządzające siecią przesyłową i jednocześnie 4 sieciami dystrybucyjnymi oraz 3 OSD zarządzającymi 4 autonomicznymi sieciami dystrybucyjnymi (tj. 2 OSD zarządzają po 1 sieci dystrybucyjnej oraz 1 OSD zarządza 2 sieciami dystrybucyjnymi). Oprócz nich na terenie Wielkiej Brytanii funkcjonuje wiele mniejszych sieci obsługiwanych przez niezależnych dostawców gazu (łącznie 14 OSD gazu). Okres taryfowy w segmencie dystrybucji gazu wynosi 8 lat i jest jednym z najdłuższych stosowanych w Europie, a do wyznaczania poziomu przychodu regulowanego obowiązuje metoda pułapu przychodów połączona z rozbudowanym systemem zachęt ze szczególnym akcentem położonym przez regulatora na działania w zakresie innowacyjności. Jurysdykcja brytyjska jest również uważana za pioniera implementacji mechanizmu regulacji pułapowej (*price/revenue cap regulation*) w postaci formuły RPI-X i stała się od początku lat 80. XX w. standardowym elementem reform rynkowych w sektorach sieciowych w Wielkiej Brytanii i na całym świecie. Także zaimplementowany na brytyjskim rynku energetycznym w 2010 r. model regulacji RIIO (*Revenue using Incentives to deliver Innovation and Output*) stanowi kolejny etap ewolucji systemu regulacji pułapowej (bodźcowej) i jest nadal uważany za najbardziej złożony i rozbudowany system, jaki dotąd został zaimplementowany do światowej praktyki regulacji sektorów sieciowych.

Polska. Jest rykiem energetycznym, dla którego gaz ziemny staje się krytyczny, zważywszy traktowanie gazu przez polskie władze jako paliwa przejściowego (pomostowego) w ramach realizowanej transformacji energetycznej i zważywszy bezpieczeństwo energetyczne państwa. Jest to rynek liberalizowany nieskutecznie od dwóch dekad, gdzie pomimo prowadzonej liberalizacji doprowadzono do zmonopolizowania przez państwo usług transportu gazem zarówno na poziomie przesyłu – gdzie funkcjonuje 1 OSP w 100% zależny od państwa i 1 dominujący OSD obsługujący 97% rynku, także będący własnością państwa, czyli procesy liberalizacji nie zlikwidowały monopolu państwowego na analizowanym rynku. Jest to rynek regulowany za pośrednictwem metody pułapowej (zarówno przychodów, jak i ceny) bez systemu zachęt, a okres obowiązywania taryfy zarówno dla OSP, jak i dla OSD gazu wynosi maksymalnie 12 miesięcy (w wielu przypadkach także mniej) – co stanowi negatywny ewenement na skalę europejską. Pozycja regulatora jako organu państwa umożliwia mu administracyjne ustalanie taryf bez wykorzystania empirycznych

metod regulacji ekonomicznej, w tym systemów zachęt czy metod benchmarkingowych, a jego postawa jest obarczona istotnym koniunkturalizmem politycznym.

Argumentację w zakresie doboru jurysdykcji podlegającej analizie można podsumować następująco:

- wybrane kraje zaimplementowały w ramach regulacji operatorów metody pułapowe zarówno w zakresie ceny, jak i przychodów (*price cap/revenue cap regulation*),
- w ramach systemów pułapowych proponuje się operatorom rozwinięty system zachęt do optymalizacji kosztowej, podnoszenia jakości obsługi odbiorców i eksploatacji sieci oraz wdrażania innowacji,
- we wszystkich jurysdykcjach zaimplementowano długoterminowe podejście do regulacji, od 3 do 8 lat,
- wybrane rynki usług transportowych gazu są zróżnicowane strukturalnie, czyli występują rynki zarówno rozproszone pod względem ilości operatorów, jak i istotnie scentralizowane,
- struktura właścicielska na analizowanych rynkach jest również zróżnicowana – począwszy od rynków monopolistycznych, poprzez rynki o cechach oligopolu na rynkach konkurencyjnych kończąc (przy założeniu, że występują na nich istotne bariery legislacyjne i kapitałowe wejścia na rynek),
- wybrane jurysdykcje cechują się niezależnością regulatora i są w praktyce wolne od koniunkturalizmu politycznego,
- wybrane do analizy jurysdykcje miały w założeniu stanowić w różnych obszarach dobre praktyki regulacyjne operatorów gazowniczych, możliwe do implementacji przez polskiego regulatora rynku.

Prezentowana dalej analiza rozwiązań regulacyjnych na wybranych rynkach ma na celu ustalenie katalogu dobrych praktyk możliwych do implementacji na polskim rynku gazowniczym w celu jego dalszej liberalizacji oraz rozwoju, tak aby sprostać rosnącym wymaganiom odbiorców oraz transformacji energetycznej w ramach nowej polityki klimatycznej UE.

5.3.2. Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku gazu ziemnego w Republice Federalnej Niemiec

Informacje ogólne

W tabeli 5.1 zamieszczono najważniejsze informacje na temat rynku gazu i operatorów systemu dystrybucyjnego za lata 2016 i 2017 w Niemczech.

Republika Federalna Niemiec posiada bardzo zdefragmentowany rynek dystrybucji, w większości kontrolowany przez samorządy lokalne. Krajowa sieć przesyłowa obsługiwana jest przez 17 operatorów operujących siecią o długości 38 tys. kilometrów. Dwunastu z nich należy do stowarzyszenia FNB Gas, którego kluczowym zadaniem jest koordynacja wymiany specjalistycznej informacji pomiędzy OSP. Na terenie

Niemiec działa ponad 700 OSD dostarczających gaz do ponad 14 mln odbiorców (tj. punktów wyjścia z systemu dystrybucyjnego) za pomocą ponad 480 tys. kilometrów sieci dystrybucyjnej. Operatorzy w Niemczech różnią się istotnie wielkością obszaru działania. Największym OSD w tym kraju jest E.ON Ruhrgas, który odpowiada za dystrybucję gazu na ponad połowie powierzchni Niemiec.

Tabela 5.1. Podstawowe dane na temat rynku gazu w Niemczech

Kategoria	Wartość
Liczba odbiorców przyłączonych do OSD [mln]	14,0
Roczne zużycie gazu [m ³]	88–90 mld
Przychody segmentu dystrybucji [mld EUR]	5
Liczba OSD	711
Liczba dużych OSD (ponad 100 000 klientów)	68
Łączny udział dużych OSD w rynku	43,2%
Regulator rynku	Bundesnetzagentur (BNetzA)

Źródło: opracowanie własne.

Obowiązująca metoda taryfowa i długość okresu taryfowego

Obowiązującą w Niemczech metodą regulacyjną jest metoda limitu przychodów (*revenue cap*) uwzględniająca system zachęt. Długość okresu taryfowego w segmencie dystrybucji gazu wynosi 5 lat. Długoterminowy model regulacyjny w segmencie dystrybucji gazu został wprowadzony w Niemczech w 2009 r. Pierwszy okres taryfowy obejmował 4 lata (2009–2012), drugi natomiast – 5 lat (2013–2017). Trzeci okres regulacyjny to lata 2018–2022.

Najważniejsze akty prawne dotyczące rynku gazu i OSD

Najważniejszym aktem prawnym w Niemczech regulującym rynek gazu i OSD jest ustawa o rynku energetycznym (niem. *Energiewirtschaftsgesetz – EnWG*), uchwalona 7 lipca 2005 r. i regulująca kształt rynku gazu i energii elektrycznej w Niemczech. Z kolei kluczowym dokumentem z punktu widzenia ustalenia wysokości przychodu regulowanego jest rozporządzenie w sprawie regulacji motywacyjnej na rynkach energetycznych (niem. *Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze – ARegV*). Rozporządzenie opisuje sposób obliczania poszczególnych składowych przychodu regulowanego, w tym podział kosztów na kontrolowane i niekontrolowane. Rozporządzenie o wysokości opłat za dostęp do infrastruktury gazowej (niem. *Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV*) precyzuje szczegóły wyznaczania wysokości opłat pomiędzy uczestnikami rynku gazowego, co pozwala na efektywne działanie dużej liczby podmiotów zajmujących się sprzedażą gazu oraz korzystających z infrastruktury innych operatorów sieci dystrybucyjnej. Zgodnie z wymaganiami ustawy o rynku energetycznym rozporządzeniem precyzującym warunki zawiera-

nych umów dostępu do sieci dystrybucyjnej przez OSD jest rozporządzenie o dostępie firm trzecich do infrastruktury gazowej (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV). Rozporządzenie nakłada na operatorów sieci obowiązek utworzenia standardu wymiany danych dotyczących zmiany dostawcy przez klienta oraz obowiązek automatyzacji tego procesu.

Metodyka wyznaczania przychodu regulowanego oraz stawek taryfowych

Podejście taryfowe zakłada wyznaczenie poziomu przychodów OSD na dany rok według metody limitu przychodów uwzględniającej system zachęt. Regulator określa, jaka wielkość przychodów zagwarantuje pokrycie wszystkich wydatków w nadchodzącym okresie (przy założeniu spodziewanej efektywności operacyjnej OSD) oraz zapewni odpowiedni zwrot regulacyjnej wartości aktywów (*regulatory asset value*). Poziom przychodów jest ustalany jako suma dwóch kategorii kosztów, których poziom szacowany jest przez regulatora na podstawie benchmarkingu kosztów przedsiębiorstw o podobnej charakterystyce, amortyzacji oraz zwrotu z kapitału:

$$\text{przychód regulowany} = \text{koszty} + \text{amortyzacja} + \text{zwrot z kapitału}. \quad (5.4)$$

OSD są zobligowane do osiągnięcia przychodów w przedziale od 95 do 105% dozwolonej przez regulatora kwoty, przez odpowiednie dostosowanie pobieranych przez siebie opłat. Przekroczenie limitu przychodów korygowane jest w kolejnym okresie regulacyjnym.

Metodyka wyznaczania wysokości kosztów operacyjnych alokowanych do taryfy. Zgodnie z podejściem przedstawionym przez regulatora w Rozporządzeniu ARegV wydatki OSD dzielone są na łączne wydatki kontrolowalne (*Total Controllable Expenditure* – Totex) i wydatki niekontrolowalne. Wydatki niekontrolowalne obejmują nakłady inwestycyjne (Capex) i odtworzeniowe (Repex), koszty bilansowania systemu, połowę kosztów działalności badawczo-rozwojowej, koszty koncesji, opłaty i podatki nieskarbowe oraz opłaty za międzyoperatorskie usługi przesyłowe będące w pełni przenoszone w taryfie. Koszty te nie stanowią podstawy optymalizacji poprzez wskaźnik efektywności.

Z kolei wydatki kontrolowalne zdefiniowano jako wszystkie pozostałe wydatki związane z działalnością regulowaną OSD i składające się z części tzw. kosztów efektywnych i części kosztów nieefektywnych. Aby określić, jaka część środków wydawana jest efektywnie, regulator analizuje efektywność wszystkich działających na rynku niemieckim OSD, biorąc pod uwagę ich poziom i strukturę wydatków oraz parametry infrastrukturalne (takie jak liczba punktów wyjścia z systemu, liczba gazomierzy czy wielkość obszaru, na którym świadczony są usługi). Następnie regulator przeprowadza benchmarking kosztów z użyciem metod ekonometrycznych DEA i SFA⁶⁹²,

⁶⁹² DEA (*Data Envelopment Analysis*) i SFA (*Stochastic Frontier Analysis*) są metodami szacowania efektywności przedsiębiorstw opierającymi się na danych wejściowych (np. kosztach operacyjnych, roboczogodzinach, zaangażowanym kapitale) i danych wyjściowych (np. wolumenie sprzedaży,

którego efektem jest przypisanie do każdego OSD z osobna współczynnika efektywności kosztowej. Iloczyn kosztów kontrolowalnych i współczynnika efektywności to koszty efektywne, jakie według analiz powinna ponosić spółka OSD w danym okresie regulacyjnym (tj. koszty kontrolowalne \times współczynnik efektywności = koszty efektywne). Część nieefektywna kosztów jest redukowana corocznie przez regulatora, tak aby je wyeliminować do końca wyznaczonego okresu regulacyjnego.

Operatorzy obsługujący mniej niż 15 tys. klientów mogą się ubiegać o uproszczoną procedurę, dzięki której ich efektywność ustalana będzie w wysokości średniej ważonej efektywności innych firm działających na rynku. W pierwszym okresie regulacyjnym ustalono wysokość tej wartości na poziomie 87,5%, w drugim okresie regulacyjnym (tj. od 1 stycznia 2014 r. do 31 grudnia 2018 r.) na poziomie 89,8%.

Całość kosztów kontrolowalnych korygowana jest corocznie o:

- współczynnik inflacji, liczony jako zmiana wskaźnika inflacji CPI w stosunku do roku bazowego,
- współczynnik zmiany produktywności firm ustalony dla sektora. Obecnie wynosi on 1,5% rocznie i jest wyznaczany przez regulatora na okres regulacyjny na podstawie danych historycznych,
- współczynnik zmiany zakresu świadczonej działalności. Jeżeli obszar działania OSD zmienia się trwale oraz w znacznym stopniu, to OSD może zwrócić się do regulatora o rekalkulację wysokości ustalonego wcześniej przychodu regulowanego.

Dodatkowo koszty efektywne są indeksowane tzw. wskaźnikiem niezawodności świadczonych usług przez OSD.

Metodyka wyznaczania wysokości amortyzacji. W celu wyznaczenia wysokości amortyzacji stosowana jest metoda liniowa. Okres amortyzacji sieci dystrybucyjnych gazów wynosi w Niemczech od 30 do 55 lat, w zależności od rodzaju aktywa trwałego (tj. o różnicowaniu decyduje materiał, z którego wykonany jest gazociąg, średnica gazociągu itp.). Na potrzeby ustalenia amortyzacji do celów taryfowych aktywa nabyte przez OSD po 1 stycznia 2006 r. wyceniane są na poziomie wartości ceny zakupu. Natomiast aktywa nabyte przed 1 stycznia 2006 r. wyceniane są w zależności od sposobu ich finansowania:

- aktywa finansowane kapitałem własnym (udział kapitału własnego powyżej 40% sumy pasywów) są wyceniane według ich wartości odtworzeniowej,
- aktywa finansowane kapitałem obcym (udział kapitału obcego powyżej 60% sumy pasywów) są wyceniane według ich wartości historycznej.

Metodyka wyznaczania kosztu zaangażowanego kapitału. Koszt zaangażowanego kapitału obliczany jest na podstawie efektywnej struktury finansowania. Koszt kapitału własnego obliczany jest za pomocą modelu CAPM przez regulatora na

liczbie punktów wyjścia z systemu). Obie metody pozwalają określić krzywą możliwości produkcyjnych, czyli wielkość produkcji, jaka możliwa jest do uzyskania przy danym poziomie kosztów czy zaangażowanym kapitale.

okres regulacyjny i wynosił dla okresu regulacyjnego 2018–2022 9,05%. Według tej wartości wyceniany jest kapitał własny nieprzekraczający udziału 40% w całkowitych pasywach spółki. Koszt części kapitału własnego, która przekracza 40% struktury kapitałowej spółki OSD, wyceniany jest według stopy procentowej bezpiecznych obligacji wyemitowanych na rynku niemieckim. Do obliczenia tego wskaźnika stosuje się średnią arytmetyczną rentowności długoterminowych obligacji spółek publicznych, obligacji korporacyjnych i hipotecznych z ostatnich 10 lat, ogłaszaną przez Niemiecki Bank Federalny. Prezentowane oprocentowanie jest dużo niższe niż koszt kapitału własnego, który w latach 2014–2018 wynosił 4,19%. Jest to więc motywacja do utrzymania struktury kapitałowej nieprzekraczającej udziału kapitału własnego wyższego niż 40%. Koszt kapitału obcego został ustalony na poziomie 3,8%, a WACC w poprzednim okresie regulacyjnym wynosił 5,9%.

Metodyka wyznaczania dopuszczalnej wysokości nakładów inwestycyjnych.

Regulator akceptuje plan rozwoju każdego z OSD będący odzwierciedleniem potrzeb rozwojowych w zakresie infrastruktury OSD oraz gwarantujący stabilny rozwój spółki w okresie regulacyjnym. Operator musi wystąpić o akceptację planu rozwoju nie później niż przed końcem pierwszego kwartału roku poprzedzającego rozpoczęcie okresu regulacyjnego.

Nakłady inwestycyjne są uwzględniane w przychodzie regulowanym przez zastosowanie współczynnika rozwoju sieci EF (*Expansion Factor*). Wartość wskaźnika jest uzależniona od dwóch zmiennych: liczby nowych przyłączy (50% wagi) oraz zasięgu terytorialnego prowadzonej działalności (50% wagi). Przykładowy przychód regulowany dla OSD wyznaczany jest zgodnie z formułą:

$$R_t = C_{ni,t} + [C_{iB,0} + (1 - V_t) \times C_{i,0}] \times \left(\frac{CPI_{t-2}}{CPI_0} - XF_t \right) \times EF_t + Q_t, \quad (5.5)$$

gdzie:

- R_t – przychód regulowany w roku t ,
- $C_{ni,t}$ – suma kosztów niezarządzalnych OSD dla roku t ,
- $C_{iB,0}$ – suma kosztów zarządzalnych efektywnych OSD dla roku odniesienia,
- V_t – procentowy wskaźnik redukcji nieefektywności indywidualny dla każdego OSD w roku t ,
- C_i – suma kosztów zarządzalnych nieefektywnych OSD,
- CPI – wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych,
- XF – wskaźnik redukcji kosztów X , wyznaczony na podstawie bazowej wartości wskaźnika dla pierwszego roku okresu – 1,50%:
- $XF_{2013} = 0,0150 = 1,50\%$
- $XF_{2014} = 1,0150 \times 1,0150 - 1 = 0,0302 = 3,02\%$
- EF – współczynnik rozwoju sieci (*Expansion Factor*),
- Q – składnik jakościowy (obecnie niewdrożony na rynku gazu ziemnego),
- t – indeks przybierający wartości od 1 do 5 oznaczający rok okresu taryfowego.

Podstawowym mechanizmem stymulowania wzrostu efektywności w segmencie dystrybucji gazu ziemnego jest wskaźnik redukcji kosztów X (*X-factor*) ustalany przez regulatora na kolejne lata taryfowe. Jest on wyznaczany w oparciu o benchmarking całkowitych kosztów (TOTEX) wszystkich OSD na terenie Niemiec z ostatnich czterech lat. Metoda benchmarkingowej analizy kosztów kontrolowalnych w bezpośredni sposób promuje redukcję kosztów OSD, ponieważ do kwoty przychodu regulowanego zaliczane są jedynie koszty efektywne. Przykładowo wskaźnik X został ustalony na następującym poziomie: 1,25% dla pierwszego roku w przypadku pierwszego okresu taryfowego oraz 1,50% dla pierwszego roku w przypadku drugiego okresu taryfowego.

Podstawowym mechanizmem promującym wysoką jakość świadczonych usług jest możliwość nałożenia przez regulatora kary za niską niezawodność świadczonych usług.

Podstawowe informacje na temat procesu ustalania taryf

Procedura ustalania taryf składa się z czterech etapów.

Etap 1 – OSD są zobligowane do przekazania danych na temat kosztów z wyznaczonego okresu historycznego na 2 lata przed rozpoczęciem nowego okresu regulacyjnego.

Etap 2 – regulator przeprowadza analizę danych OSD metodą benchmarkingu kosztów w zakresie porównywalnych OSD. Wyznaczane są limity przychodu dla poszczególnych OSD, które następnie przekazywane są do konsultacji przedsiębiorstw.

Etap 3 – w wyniku przeprowadzonych z OSD konsultacji regulator ogłasza wyznaczone limity przychodów regulowanych na pierwszy rok nowego okresu regulacyjnego.

Etap 4 – OSD na podstawie ustalonego limitu przychodów kalkuluje stawki taryfowe dla poszczególnych grup klientów. Regulator nie zatwierdza taryf.

Tabela 5.2. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych gazu w Niemczech

Kategoria	Opis
Sposób wyznaczania taryfy	regulator określa poziom dopuszczalnego przychodu, a OSD ustala na tej podstawie wysokość stawek taryfy
Straty sieciowe	uwzględniane w taryfie
Występowanie jednolitych taryf	brak – taryfy indywidualne na każdego OSD
Taryfy detaliczne i socjalne	brak

Źródło: opracowanie własne.

5.3.3. Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku gazu ziemnego w Republice Czeskiej

Informacje ogólne

W tabeli 5.3 zamieszczono podstawowe informacje o czeskim rynku gazu.

Tabela 5.3. Dane podstawowe na temat rynku gazu w Czechach

Kategoria	Wartość
Liczba odbiorców przyłączonych do OSD [mln]	2,8
Roczne zużycie gazu [m ³]	8,3 mld
Przychody segmentu dystrybucji [mln EUR]	564
Liczba OSD	76
Liczba dużych OSD (ponad 100 000 klientów)	3
Łączny udział dużych OSD w rynku	98,5%
Regulator rynku	Energetický Regulační Úřad

Źródło: opracowanie własne.

Rynek gazu w Czechach jest rynkiem stosunkowo niewielkim (roczne zużycie nie przekracza 10 mld m³). Jest to rynek tranzytowy – przez terytorium Czech przechodzi gazociąg Transgas transportujący gaz ze wschodu od granicy ze Słowacją do granicy niemieckiej.

Rynek gazu w Czechach regulowany jest przez krajowy Urząd Regulacji Energetyki, który przyznaje licencje na działanie na rynku energetycznym, reguluje funkcjonowanie operatorów oraz określa wysokość stawek opłat transportowych, zarówno dystrybucyjnych, jak i przesyłowych.

Operatorem systemu przesyłowego gazu jest na terenie Republiki Czeskiej Net4Gas.

W 2014 r. rynek gazu w Czechach przeszedł reorganizację, w ramach której połączyło się trzech operatorów regionalnych systemów dystrybucji (OSD). Obecnie sieć dystrybucyjna obsługiwana jest przez trzech dużych OSD: E.ON Distribuce, a.s. (spółka należąca do niemieckiego koncernu E.ON, świadcząca usługi dystrybucji na południu Czech), Pražská Plynárenská Distribuce, a.s. (operator świadczący usługi w centralnej części kraju, obejmującej region Pragi) i RWE GasNet s.r.o. (operator świadczący usługi dystrybucyjne na pozostałym obszarze kraju). Na terenie niektórych miast i regionów działają ponadto lokalne OSD przyłączone do trzech wspomnianych OSD regionalnych.

Najważniejsze akty prawne dotyczące rynku gazu i OSD

Najważniejszym aktem prawnym regulującym funkcjonowanie rynku gazu i energii elektrycznej jest ustawa dotycząca warunków prowadzenia działalności i administracji państwowej w sektorze energetycznym obowiązująca od 30 grudnia 2004 r. Ustawa określa rolę podmiotów na rynku gazu, tworzy ramy uzyskiwania licencji uprawniających do działania na rynkach energetycznych, ustanawia podstawowe obowiązki regulatora, precyzuje warunki dla uwolnienia rynku w Republice Czeskiej. Głównym aktem wykonawczym określającym metodykę ustanawiania wysokości przychodu regulowanego jest rozporządzenie nr 195/2014 w sprawie regulacji cen na rynku gazowym. Rozporządzenie precyzuje formuły stosowane przy obliczaniu wysokości przychodu regulowanego dla operatorów OSD i OSP, formuły liczenia współczynników korygujących oraz procedury wyceny majątku trwałego.

Kolejnym istotnym dokumentem regulacyjnym jest raport Urzędu Regulacji Energetyki dotyczący regulacji rynku dystrybucji gazu ziemnego i energii elektrycznej w trwającym okresie taryfowym. Raport przedstawia cele regulatora oraz zadania stawiane przez regulatora w czasie kolejnych okresów regulacyjnych. Dla przykładu raport dotyczący IV okresu regulacyjnego nawiązywał do potrzeby skrócenia kolejnego okresu regulacyjnego (tj. okresu V) do 3 lat ze względu na głębokie zmiany legislacyjne na rynku i wskazywał potrzebę wydłużenia kolejnych okresów regulacyjnych (tj. VI i kolejnych) do 7–10 lat.

Długość obowiązującego okresu taryfowego

Długość okresu taryfowego w segmencie dystrybucji gazu wynosi 3 lata. Długość okresów taryfowych zmieniała się w ciągu ostatnich 20 lat. Pierwszy okres taryfowy obejmował 3 lata (2002–2004). Następnie doszło do jego wydłużenia do 5 lat (2005–2009) oraz 6 lat (2010–2015). Czwarty okres taryfowy obejmował 3 lata (2016–2019) po skróceniu z uwagi na dynamiczne zmiany legislacyjne na rynku, piąty okres regulacyjny obejmował lata 2020–2022.

Metoda wyznaczania przychodu regulowanego oraz stawek taryfowych

Kwota dopuszczalnych przychodów na dany rok jest wyznaczana w oparciu o metodę limitu przychodów (*revenue cap*) z uwzględnieniem mechanizmu zachęt. Regulator określa, jaka wielkość przychodów zagwarantuje pokrycie wszystkich wydatków w nadchodzącym okresie (przy założeniu efektywności operacyjnej OSD), oraz zapewni odpowiedni zwrot na regulacyjnej wartości aktywów (*Regulatory Asset Value – RAV*). Koszty uzasadnione są indeksowane corocznie współczynnikiem inflacji oraz współczynnikiem poprawy efektywności operacyjnej. Na podstawie uzyskanego limitu przychodów oraz prognozy wolumenu sprzedaży regulator podejmuje decyzję dotyczącą przyszłych stawek taryfowych. Przychód wyznacza się następująco:

przychód regulowany = koszty operacyjne +/- korekty kosztów + amortyzacja +
+ (WACC × RAV). (5.6)

Metodyka ustalania wysokości kosztów operacyjnych alokowanych do taryfy. Przykładowy, akceptowany przez regulatora poziom kosztów operacyjnych OSD wyznaczany jest na podstawie formuły:

$$K_t = K_0 \times (1 - X)^t \times \Pi \frac{I_t}{100}. \quad (5.7)$$

gdzie:

K_t – koszty w roku t ,

K_0 – koszty w roku zerowym (średnia arytmetyczna kosztów uzasadnionych prowadzenia działalności z lat 2012 i 2013 wykazanych w sprawozdaniach z lat 2013 i 2014, otrzymana średnia podana jest w cenach z 2015 r.,

X – współczynnik określający oczekiwaną przez regulatora poprawę efektywności działalności operatora, przypadającą na dany okres regulacyjny,

I – współczynnik inflacji.

Do obliczania bazy kosztów wykorzystywane są dane z przedostatniego roku poprzedniego okresu regulacyjnego. Regulator bada historyczne koszty OSD, które są ekonomicznie uzasadnione, i wlicza je do bazy kosztów taryfowych. Przykładowymi kosztami nieakceptowanymi przez regulatora i tym samym niewliczanymi do taryfy są: koszty niektórych świadczeń pracowniczych (takich jak koszty pakietów medycznych czy karnetów wejściowych do obiektów sportowych), koszty zaniechanych inwestycji czy koszty uczestnictwa w organizacjach i stowarzyszeniach branżowych. Baza kosztowa roku bazowego okresu wieloletniego jest w kolejnych latach indeksowana zgodnie z założeniami wieloletniego modelu regulacyjnego o współczynnik inflacji oraz o współczynnik X , określający oczekiwaną poprawę efektywności działalności operatorów. Współczynnik inflacji przyjmowany jest w wysokości średniej ważonej indeksu wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych CPI oraz indeksu wzrostu cen usług biznesowych IPS w proporcji 30%/70%:

$$I = 0,7 \times \text{IPS} + 0,3 \times (\text{CPI} + 1). \quad (5.8)$$

Zgodnie z założeniami wieloletniego modelu regulacyjnego, wysokość kosztów taryfowych wyznaczana jest na podstawie formuły uwzględniającej współczynnik poprawy efektywności i , jak już wspomniano, współczynnika inflacji. W przypadku jednak zaistnienia nieprzewidzianych okoliczności, np. zmiany sytuacji rynkowej, wprowadzenia nowych technologii lub sprzedaży znacznej części majątku, regulator ma prawo skorygować wysokość przychodu regulowanego danego OSD.

Współczynnik X miał być w pierwotnym założeniu obliczany na podstawie benchmarkingu porównywalnych firm, jednak ze względu na uwarunkowania rynku czeskiego odstąpiono od tego pomysłu. Na przykład regulator na podstawie danych historycznych oraz doświadczeń krajów o porównywalnej strukturze rynku ustalił

stawkę zagregowaną współczynnika X na lata 2010–2015 w wysokości 9,25%, jednolitą dla wszystkich OSD. Z kolei na lata 2016–2019 regulator ustalił stawkę zagregowaną w wysokości 3%, także jednolitą dla wszystkich OSD.

Wysokość korekty może być ustalona arbitralnie przez regulatora zgodnie z metodyką opisaną w raporcie Urzędu Regulacji Energetycznych dotyczącym regulacji rynku dystrybucji gazu ziemnego i dystrybucji energii elektrycznej w IV okresie regulacyjnym.

Metodyka wyznaczania wysokości amortyzacji. W czasie jednego z poprzednich okresów regulacyjnych czeski regulator przeprowadził analizy realizacji planu inwestycji i zdecydował o zwiększeniu tempa amortyzacji aktywów o przeszacowanej wartości, tak aby spółki mogły utrzymać wysoki stan nakładów odtworzeniowych (REPEX) oraz zwiększyć zakres i poziom nowych inwestycji (CAPEX).

Wysokość amortyzacji stosowana do określenia wysokości przychodu regulowanego ustalana jest na podstawie wartości zaplanowanych przez OSD. Różnice pomiędzy wartościami zaplanowanymi a wykonanymi zostają skorygowane w roku $i + 2$, z uwzględnieniem zmiany wartości pieniądza w czasie. Jeżeli regulator uzna różnicę pomiędzy zaplanowanymi wartościami a wykonaniem za znaczącą, ma prawo zmienić wysokość amortyzacji w roku $i + 1$. Dla przykładu w 2006 r. regulator oraz spółki regulowane wypracowały wspólnie długoterminowy plan inwestycji na okres 15 lat. W oparciu o ten plan regulator określił wysokość środków inwestycyjnych potrzebnych do utrzymania obecnego poziomu i jakości dostaw. W kolejnym okresie regulacyjnym regulator na podstawie przeprowadzonych analiz uznał, że wysokość potrzebnych środków zgadza się z zaplanowaną wysokością amortyzacji. Regulator zastrzegł jednak, że zgodnie z ustawą ma prawo do wprowadzenia mechanizmu, który dopilnuje reinwestycji środków w utrzymanie jakości infrastruktury. Obecne praktyki operatorów są zgodne z intencją regulatora.

Aby zapobiec przeszacowaniu wysokości amortyzacji przez OSD, ustanowiono mechanizm, który penalizuje przeszacowanie prognoz o więcej niż 5%. Jeżeli przeszacowanie nie przekracza kwoty 5% zaplanowanej amortyzacji, wtedy korekta dokonywana jest według wzoru:

$$KF = (A_{W,t-2} - A_{P,t-2}) \times \frac{PPI_{t-1}}{100} \times \frac{PPI_{t-2}}{100}. \quad (5.9)$$

Jeżeli natomiast przeszacowania przekraczają kwoty 5% zaplanowanej amortyzacji, to stosuje się następujące wzory:

a) w przypadku wystąpienia nadwyżki wynoszącej mniej niż 5% wykonanej amortyzacji dokonuje się korekty o wartość WACC:

$$KF = (1,05 \times A_{W,t-2} - A_{P,t-2}) \times \frac{100 + WACC_{t-2}}{100} \times \frac{100 + WACC_{t-1}}{100}, \quad (5.10)$$

b) w przypadku wystąpienia nadwyżki wynoszącej więcej niż 5% wykonanej amortyzacji dokonuje się korekty o wartość inflacji:

$$KF = (A_{W,t-2} - 1,05 \times A_{P,t-2}) \times \frac{PPI_{t-1}}{100} \times \frac{PPI_{t-2}}{100}, \quad (5.11)$$

gdzie:

KF – wysokość zaproponowanej korekty,

A_W – wykonanie amortyzacji,

A_P – planowana amortyzacja,

PPI – indeks cen przemysłowych.

Metodyka wyznaczania kosztu zaangażowanego kapitału. Koszt zaangażowanego kapitału obliczany jest jako nominalny, średnioważony koszt kapitału przed opodatkowaniem:

$$WACC_{\text{pre-tax}} = \frac{R_E}{1-T} \times \frac{E}{D+E} + R_D \times \frac{D}{D+E}, \quad (5.12)$$

gdzie:

R_E – koszt kapitału własnego, wyliczony za pomocą wzoru $R_E = R_F + \beta_L \times ERP$, gdzie z kolei:

R_F – stopa wolna od ryzyka, wyliczona na podstawie średniego oprocentowania 10-letnich obligacji Skarbu Państwa Republiki Czeskiej,

β_L – beta lewarowana, czyli współczynnik określający wrażliwość spółki na ryzyko rynkowe, gdzie $\beta_L = \beta_{\text{UNLEV}} \times \left[1 + (1-T) \times \frac{D}{E} \right]$ (β_{UNLEV} to beta nielewarowana, wyznaczona przez czeskiego regulatora na poprzedni okres regulacyjny na poziomie 0,4),

ERP to premia za ryzyko rynkowe, powiększona o ryzyko krajowe Czech⁶⁹³. Premia za ryzyko krajowe Czech jest wyznaczana na podstawie baz danych publikowanych przez A. Damodarana⁶⁹⁴;

R_D – koszt kapitału obcego (długu), wyznaczany przez regulatora (np. w 2014 r. wynosił 3,78%),

T – wysokość podatku od osób prawnych CIT,

E – wysokość kapitału własnego spółki,

D – wysokość kapitału obcego spółki.

Metodyka wyznaczania wartości regulacyjnej aktywów. W 2009 r. nastąpiło podzielenie największych OSD w Czechach i z tego powodu ich aktywa zostały ponownie wycenione według wartości odtworzeniowej. Wartość regulacyjna aktywów została ustalona tak, aby nie pogorszyć wskaźników produktywności aktywów trwa-

⁶⁹³ Na przykład premia za ryzyko dla 5-letniego okresu regulacyjnego w latach 2005–2009 została wyznaczona na poziomie 5%.

⁶⁹⁴ A. Damodaran jest profesorem finansów w Stern School of Business na Uniwersytecie w Nowym Jorku i regularnie aktualizuje dostępne publicznie, podstawowe dane do celów szacowania ryzyka inwestycyjnego i kosztu kapitału, A. Damodaran, *Country default spreads and risk premiums*, https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html (2.12.2022).

łych OSD, tj. wartość regulacyjna aktywów została ustanowiona jako większa wartość z (A) wartości odtworzeniowej lub (B) wartości księgowej, pomnożonej przez współczynnik produktywności aktywów trwałych sprzed podziału. Od 2009 r. zmiana wartości regulacyjnej aktywów zależy od wysokości inwestycji, amortyzacji i odpisów aktualizujących.

Metodyka wyznaczania dopuszczalnej wysokości nakładów inwestycyjnych i opłat z tytułu przyłączenia do sieci. W Czechach nie istnieją ramy regulacyjne dotyczące akceptacji inwestycji OSD. Nie ma również zaimplementowanej przez regulatora metodologii szacowania zakresu i poziomu planów inwestycyjnych OSD. Z przeprowadzonych analiz wynika również, że nie są stosowane opłaty z tytułu przyłączenia do sieci.

Mechanizmy stymulowania wzrostu efektywności OSD

Podstawowym mechanizmem stymulowania wzrostu efektywności w segmencie dystrybucji gazu ziemnego w Czechach jest wskaźnik redukcji kosztów X (X -factor) ustalany przez regulatora na kolejne lata taryfowe. Regulator ustala akceptowalną bazę kosztową dla każdego OSD na najbliższy okres regulacyjny. W trakcie okresu regulacyjnego koszty są indeksowane z wykorzystaniem współczynnika inflacji CPI oraz dyskontowane współczynnikiem poprawy efektywności X . System ten ma na celu motywowanie OSD do podjęcia działań optymalizujących koszty. Poprawa efektywności kosztowej funkcjonowania OSD pozwala na uzyskanie dodatkowego zysku przez cały okres regulacyjny i jest istotnym z punktu widzenia OSD instrumentem motywującym do podjęcia działań oszczędnościowych.

W ramach mechanizmu promującego wysoką jakość świadczonych przez OSD usług wymagana jest przez regulatora publiczna deklaracja (tj. w formie pisemnego oświadczenia) spółek energetycznych o dotrzymaniu wysokiej jakości usług świadczonych dla swoich klientów. Oświadczenie określa oczekiwany poziom świadczonych usług opisany wskaźnikami liczbowymi i jakościowymi, nieprzekraczalny termin rozpatrywania wniosków klientów o przyłączenie oraz określa kary dla uczestników rynku gazowego. Mechanizm stymulowania wzrostu jakości usług nie jest jednak brany pod uwagę w procesie ustalania stawek taryfowych i nie wpływa w żaden sposób na uzyskiwane przez OSD przychody.

Podstawowe informacje na temat procesu ustalenia taryf

Procedura opracowania taryf składa się z czterech etapów.

Etap 1 – OSD są zobligowane do przekazania danych finansowych na temat poniesionych kosztów w roku ubiegłym do 30 czerwca każdego roku z wyznaczonego okresu historycznego na dwa lata przed rozpoczęciem nowego okresu regulacyjnego.

Etap 2 – regulator przeprowadza analizę danych finansowych OSD i proponuje wysokość przychodu regulowanego i stawek taryfowych na kolejny rok.

Etap 3 – przeprowadzane są dwutygodniowe konsultacje pomiędzy operatorami a regulatorem. W wyniku przeprowadzonych z OSD konsultacji regulator ogłasza wyznaczone limity przychodów regulowanych na pierwszy rok nowego okresu regulacyjnego.

Etap 4 – w wyniku przeprowadzonych z operatorami konsultacji regulator ogłasza wyznaczone limity przychodów regulowanych dla OSP i OSD na kolejny rok okresu regulacyjnego.

Tabela 5.4. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych gazu w Czechach

Kategoria	Opis
Wyznaczenie taryfy	organ regulacyjny określa poziom dopuszczalnego przychodu według metodyki „koszt plus” oraz dokonuje zatwierdzenia taryfy
Straty sieciowe	uwzględniane w taryfie
Taryfy jednolite	struktura taryf jest zunifikowana, jednak z uwagi na zróżnicowany poziom przychodów regulowanych wysokość stawek jest zróżnicowana pomiędzy OSD
Taryfy socjalne	brak

Źródło: opracowanie własne.

5.3.4. Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku gazu ziemnego w Republice Włoskiej

Informacje ogólne

W tabeli 5.5 zaprezentowano najważniejsze informacje na temat rynku gazu i operatorów systemu dystrybucyjnego we Włoszech.

Tabela 5.5. Dane podstawowe na temat rynku gazu we Włoszech

Kategoria	Wartość
Roczne zużycie gazu [m ³]	70 mld
Liczba odbiorców przyłączonych do sieci [mln]	21,5
Przychody segmentu dystrybucji [mld EUR]	4
Liczba firm dystrybucyjnych ogółem, w tym:	236
o liczbie odbiorców większej niż 100 tys.	30
Regulator rynku	L'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

Źródło: opracowanie własne.

Całkowite zużycie gazu we Włoszech wynosi ok. 70 mld m³, a większość była importowana z Rosji, Holandii i Algierii. Włochy są w pierwszej piątce największych importerów gazu na świecie.

Przesyłem gazu we Włoszech zajmuje się 10 OSP. Snam Rete Gas jest największym OSP i kontroluje 32 tys. km gazociągów przesyłowych, czyli ponad 90% sieci transportowej Włoch. Rynek dystrybucji gazu ziemnego we Włoszech jest bardzo rozproszony. Obecnie na rynku funkcjonuje 236 OSD, z czego 30 posiada ponad 100 tys. klientów (istotnymi OSD we Włoszech są: Snam – 23% udziału w rynku, i F2i Reti Italia – 17% udziału w rynku). OSD operują na podstawie licencji na działalność na danym obszarze. Licencje przyznaje administracja lokalna na okres 12 lat. Do uzyskania licencji konieczne jest stworzenie planu rozwoju sieci dystrybucyjnej, którego wpływ ekonomiczny i ekologiczny ma znaczenie w wyborze dystrybutora. Przeważnie OSD nie są właścicielami infrastruktury transportowej, a jedynie pełnią funkcję operatora gazociągów należących do administracji samorządowej.

Najważniejsze akty prawne dotyczące rynku gazu i OSD

Podstawowym aktem normatywnym określającym zasady działania rynku gazu ziemnego we Włoszech jest uchwalona w 1995 r. ustawa o prawie dotyczącym konkurencji i regulacji na rynku usług użyteczności publicznej. Ustawa reguluje podstawowe zagadnienia funkcjonowania rynku gazu ziemnego na terenie Włoch, tj. przesył i dystrybucję gazu oraz obrót gazem ziemnym. Ustawa określa podstawowe zasady funkcjonowania regulatora rynku energii. Kolejnym istotnym aktem prawnym jest rozporządzenie dotyczące wspólnych reguł na wewnętrznym rynku dystrybucji gazu. Rozporządzenie implementuje zapisy Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 98/30/WE dotyczące regulacji wewnętrznego rynku gazu ziemnego do prawodawstwa włoskiego. Rozporządzenie tworzy ramy działania rynku gazowego, w tym m.in. wprowadza mechanizmy licencji na zarządzanie siecią dystrybucyjną i mechanizmy koncesji na prowadzenie usług magazynowania. Rozporządzenie w sprawie regulacji wysokości opłat za dystrybucję i mierzenie zużycia gazu wydawane na kolejny okres regulacyjny prezentuje szczegółową metodykę obliczania wysokości przychodu regulowanego OSD oraz zasady ustanawiania taryf za usługi dystrybucji gazu ziemnego.

Długość obowiązującego okresu taryfowego

Obowiązująca we Włoszech metodyka zakłada sześcioletnie okresy regulacyjne z rocznymi korektami. Poprzedni okres regulacyjny trwał 6 lat od 1 stycznia 2014 r. do 31 grudnia 2019 r.

Metoda wyznaczania przychodu regulowanego oraz stawek taryfowych

Kwota dopuszczalnych przychodów na dany rok jest wyznaczana według metody limitu przychodów (*revenue cap*) połączonego z systemem zachęt. Regulator określa, jaka wielkość przychodów zagwarantuje pokrycie wszystkich wydatków w nadchodzącym okresie (przy założeniu efektywności operacyjnej OSD) oraz zapewni odpowiedni zwrot na regulacyjnej wartości aktywów (*regulatory asset value*). Obliczanie przychodu regulowanego oparte jest na czterech elementach: uzasadnionych kosz-

tach operacyjnych działalności dystrybucyjnej, amortyzacji majątku, wynagrodzeniu zaangażowanego kapitału oraz systemie zachęt:

$$\begin{aligned} \text{przychód regulowany} &= \text{koszty dozwolone} + \text{amortyzacja} + \\ &+ (\text{WACC} \times \text{RAB}) + \text{zachęty}. \end{aligned} \quad (5.13)$$

Przed rozpoczęciem kolejnego okresu regulacyjnego regulator przeprowadza badania ekonometryczne rzeczywistych kosztów operacyjnych ponoszonych przez OSD związanych z działalnością podstawową. Na jego podstawie określana jest wysokość regulowanych kosztów, która zależy jedynie od liczby punktów wyjścia z systemu oraz regionu, w którym wykonywana jest działalność operatorska. Stawka przychodu regulowanego dla kolejnych lat wieloletniego okresu regulacyjnego korygowana jest każdego roku o tzw. współczynniki niezawodności i bezpieczeństwa.

Metodyka wyznaczania wysokości kosztów operacyjnych alokowanych do taryfy oraz korekta kosztów. Akceptowalne koszty operacyjne dla działalności dystrybucyjnej wyznaczane są według formuły:

$$\begin{aligned} \text{koszty dozwolone} &= \text{koszty dystrybucji} + \text{koszty opomiarowania} + \\ &+ \text{koszty sprzedaży} + \text{pozostałe koszty}. \end{aligned} \quad (5.14)$$

Koszty akceptowalne ustalane są w zależności od parametrów obszaru, na jakim świadczone są usługi dystrybucyjne. Wielkość kosztów dozwolonych jest zależna od parametrów sieci dystrybucyjnej (np. liczba punktów wyjścia z systemu dystrybucyjnego, tj. liczba gazomierzy, powierzchnia, na jakiej świadczone są usługi) oraz od przeliczników ustalonych przez regulatora. Wartość dozwolonych kosztów, w przeliczeniu na jeden punkt wyjścia z systemu, ustalona została przez regulatora metodami DEA oraz SFA. Współczynniki są równe dla wszystkich firm działających w danym regionie. Kategoria pozostałych kosztów uwzględnia uznane przez regulatora rekompensaty należne OSD, w tym: koszty rekompensaty taryf dotyczących klientów pokrzywdzonych ekonomicznie, koszty rozwoju technologicznego, w tym rozwoju energii odnawialnej, koszty związane z utrzymaniem jakości usług gazowych, koszty związane z bilansowaniem sieci, koszty sprzedaży detalicznej, koszty związane ze świadczeniem tzw. usług nagłych (usług w trybie awaryjnym).

Jeżeli w okresie regulacyjnym nastąpi zmiana parametrów świadczonych usług, to różnica korygowana jest w roku $T + 2$. W okresie regulacyjnym koszty redukowane są corocznie o współczynnik redukcji obliczany według wzoru:

$$X = 1 + \text{RPI}_{200X/200Y} - WP, \quad (5.15)$$

gdzie:

- RPI – skumulowany współczynnik wzrostu cen detalicznych w latach 200X–200Y,
- X – współczynnik poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych, wynoszący 2,5% dla firm powyżej 300 tys. punktów wyjścia i 1,7% dla firm poniżej 300 tys. punktów wyjścia (dotyczy okresu regulacyjnego 2015–2021).

Metodyka wyznaczania wysokości odpisów amortyzacyjnych. Dla przykładu metodyka wyznaczania wysokości amortyzacji do celów regulacyjnych OSD przedstawiona została w rozporządzeniu w sprawie regulacji wysokości opłat za dystrybucję i pomiar zużycia gazu w okresie regulacyjnym 2014–2019. Wysokość amortyzacji stosowanej do ustalenia wysokości przychodu regulowanego jest równa wysokości amortyzacji księgowej. Okres amortyzacji wynosi od 15 do 60 lat w zależności od aktywa trwałego. Różnice pomiędzy wartościami zaplanowanymi a wykonanymi są korygowane w roku $T + 2$, z uwzględnieniem zmiany wartości pieniądza w czasie.

Metodyka wyznaczania wysokości kosztu zaangażowanego kapitału. Średnioważony koszt zaangażowanego kapitału obliczany jest na podstawie wartości regulacyjnej aktywów (*regulatory assets base* – RAB) i $WACC_{pre-tax}$:

$$WACC = \frac{K}{1-t_e} \times \frac{E}{D+E} + K \frac{D}{D+E} \times \frac{(1-t)}{(1-t_e)}, \quad (5.16)$$

gdzie:

K_E – koszt kapitału własnego obliczany według metody CAPM,

K_D – koszt kapitału obcego,

t – tarcza podatkowa,

t_e – stawka podatku dochodowego od osób prawnych CIT.

Wysokość kosztu zaangażowanego kapitału ustalana jest na okres 2 lat, a ogłaszana jest nie później niż do 30 listopada roku poprzedzającego jej wprowadzanie.

Metodyka wyznaczania wysokości wartości regulacyjnej aktywów. Wartość aktywów działających na terenie Włoch OSD została przeszacowana w 2008 r. według wartości odtworzeniowej. Obecna wartość regulacyjna aktywów zależy od wartości początkowej z 2008 r., poniesionych nakładów inwestycyjnych oraz amortyzacji i odpisów aktualizujących. Większość OSD nie jest właścicielem sieci dystrybucyjnej, która należy do władz lokalnych. W przypadku tych OSD wykorzystywany jest dodatkowo tzw. mechanizm VIR (wartość wykupu), który obrazuje różnicę pomiędzy uzyskanymi środkami na utrzymanie i rozwój infrastruktury, a rzeczywistymi poniesionymi nakładami. Jeżeli następuje przekazanie koncesji na obsługę danego obszaru dystrybucyjnego, to wraz z nim konieczne jest uregulowanie VIR.

Metodyka wyznaczania dopuszczalnej wysokości nakładów inwestycyjnych oraz opłat przyłączeniowych. Plany inwestycyjne opracowywane są przez OSD i przekazywane władzom lokalnym do uzgodnienia. W przypadku realizacji mniejszego niż pierwotnie zakładano zakresu planu inwestycyjnego różnica pomiędzy przyjętym do taryfy zwrotem z kapitału a realnie zrealizowanym na bazie wybudowanego (lub zakupionego) majątku rozliczana jest z właścicielem sieci na zakończenie współpracy (tj. okresu użytkowania sieci przez OSD).

Opłata z tytułu przyłączenia do sieci dystrybucyjnej w przypadku przyłącza do 10 mb jest stała i zunifikowana na terenie całego kraju. W pozostałych przypadkach opłata jest ustalana indywidualnie przez OSD na bazie precyzyjnie ustalonych nakładów.

Mechanizmy zachęt stymulujące wzrost efektywności

Regulator we Włoszech stosuje system inicjatyw w formie kar i premii powiązanych wprost z osiąganą przez operatorów jakością działania sieci dystrybucyjnej, bezpieczeństwem i jakością obsługi klienta. W przypadku dążenia do podniesienia jakości działania sieci dystrybucyjnej najważniejszym instrumentem zachęty staje się mechanizm obligatoryjnych kar za przerwy w dostawie energii (tj. paliwa gazowego lub energii elektrycznej). W przypadku dążenia do podniesienia bezpieczeństwa eksploatacji sieci dystrybucyjnej podstawowym mechanizmem zachęty staje się system nagród dla OSD za: bezawaryjne działanie systemu nawaniania gazu, regularną i częstą inspekcję sieci gazowej (w tym, oprócz gazociągów, stacji gazowych i zespołów zaporowo-upustowych, nawianialni, tłoczni gazu), istotną redukcję uchodzeń gazu (nieszczelności) wykrytych przez osoby trzecie i czas reakcji służb pogotowia gazowego na zgłoszenie. Z kolei w przypadku dążenia do podniesienia jakości obsługi klienta podstawowym mechanizmem wpływu stosowanym przez regulatora staje się system kar i premii za czas przywrócenia przez służby OSD ponownej dostawy gazu. Włoski regulator premiuje także OSD za wprowadzanie do komunikacji z klientem zdalnych liczników odczytowych (w ramach rozwoju technologii smart meteringu). Jednak podstawowym mechanizmem stymulowania wzrostu efektywności OSD, jaki proponuje włoski regulator, jest nadal wskaźnik redukcji kosztów X (X -factor) ustalany na dany okres taryfowy.

Podstawowe informacje na temat procesu ustalania taryf

Procedura opracowania taryf składa się z czterech etapów.

Etap 1 – OSD są zobligowane do przekazania danych finansowych o poniesionych kosztach oraz danych parametrycznych na temat obszaru działania za poprzedni rok funkcjonowania.

Etap 2 – regulator przeprowadza analizę danych finansowych OSD i oblicza współczynniki wykorzystywane przy ustaleniu wysokości kosztów operacyjnych.

Etap 3 – regulator wyznacza indywidualnie dla każdego OSD wysokość przychodu regulowanego.

Etap 4 – regulator ogłasza stawki taryfy dla poszczególnych grup klientów danego operatora.

Tabela 5.6. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych gazu we Włoszech

Kategoria	Opis
Sposób wyznaczania taryfy	regulator kalkuluje oraz podaje do wiadomości wysokość taryf
Straty sieciowe	brak jasnego wskazania odnośnie do uwzględnienia strat w taryfie
Występowanie jednolitych taryf	brak – taryfy są zróżnicowane dla poszczególnych obszarów
Taryfy detaliczne	sprzedawcy detaliczni są zobowiązani do zaoferowania swoim klientom możliwości wyboru taryfy regulowanej
Taryfy socjalne	występują w postaci niższej taryfy dla wybranych grup odbiorców

Źródło: opracowanie własne.

5.3.5. Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku gazu ziemnego w Królestwie Niderlandów

Informacje ogólne

W tabeli 5.7 zamieszczono najważniejsze informacje na temat rynku gazu i operatorów systemu dystrybucyjnego w Holandii.

Tabela 5.7. Dane podstawowe na temat rynku gazu w Holandii

Kategoria	Wartość
Roczne zużycie gazu [mld m ³]	44-50
Liczba odbiorców [mln]	7,5
Przychody segmentu dystrybucji [mld EUR]	1,5
Liczba firm dystrybucyjnych ogółem, w tym:	9
o liczbie odbiorców większej niż 100 tys.	7
o liczbie odbiorców mniejszej niż 100 tys.	2
Regulator rynku	Autoriteit Consument & Markt

Źródło: opracowanie własne.

Gaz ziemny jest bardzo istotnym źródłem pierwotnym energii w Holandii i pokrywa prawie 90% holenderskiego zapotrzebowania na energię. Holandia posiada duże złoża gazu ziemnego. Roczne, krajowe wydobycie oscyluje na poziomie 85 mld m³ (11. miejsce wśród producentów gazu na świecie). Sieć przesyłowa gazu ziemnego obsługiwana jest przez Gasunie Transport Services (GTS) będącą spółką zależną od N.V. Nederlandse Gasunie. GTS zarządza siecią gazociągów przesyłowych o łącznej długości 16 tys. km, z których ok. 12 tys. km znajduje się na terenie Holandii, a około 4 tys. na terenie północnych Niemiec. Sieć dystrybucyjna obsługiwana jest przez

9 regionalnych OSD: COGAS, DNWB, ENDINET, ENXIS, LIANDER, RENDO, STEDIN, WESTLAND, ZEBRA. Przedsiębiorstwa te są własnością samorządów terytorialnych poszczególnych regionów.

Najważniejsze akty prawne dotyczące rynku gazu i OSD

Podstawowym aktem normatywnym określającym zasady działania rynku gazowego w Holandii jest The Gas Act (Rules in Respect of the Transmission and Supply of Gas). Jest to ustawa uchwalona przez holenderskiego ustawodawcę w 1998 r., później wielokrotnie nowelizowana (ostatnia, większa nowelizacja nastąpiła w 2011 r.). Ustawa reguluje podstawowe zagadnienia funkcjonowania rynku gazu ziemnego, w tym przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego oraz obrotu nim. Kolejnym aktem prawnym regulującym zasady funkcjonowania rynku gazowego w Holandii o charakterze szczegółowym jest opracowany przez regulatora holenderskiego (Autoriteit Consument & Markt – ACM) tzw. holenderski kodeks sieciowy (Dutch Network Code). Kodeks obejmuje swoim zakresem takie zagadnienia, jak: struktura opłat taryfowych, procedury przyłączeniowe, procedury dotyczące transportu gazu oraz procedury dotyczące alokacji mocy. Z kolei zagadnienia dotyczące uregulowania kwestii związanych z bilansowaniem sieci przesyłowej znajdują się w dokumencie Transmission Code Gas TSO, będącym częścią kodeksu sieciowego. Na uwagę zasługuje także dokument prezentujący ustaloną przez regulatora ACM metodykę kalkulacji przychodu regulowanego dla każdego okresu regulacyjnego (*method decision*). Z kolei gazowy kodeks taryfowy (Tariff Code Gas) jest dokumentem opisującym zasady opracowywania taryf za usługi transportu gazu ziemnego. Dokument został podzielony na dwie podstawowe części obejmujące zasady budowania taryf w ramach operatora sieci przesyłowej OSP i sieci dystrybucyjnej OSD.

Długość obowiązującego modelu taryfowego

W celu zapewnienia długoterminowej stabilności otoczenia regulacyjnego, zasady taryfowania ustalane są na okres od 3 do 5 lat. Długość ostatniego okresu taryfowego w segmencie dystrybucji gazu wynosił 5 lat i obejmował lata od 2017 do 2021.

Metoda wyznaczania przychodu regulowanego oraz stawek taryfowych

Metoda ustalania przychodu regulowanego i zasady taryfowania są określone na mocy ustawy The Gas Act oraz dokumentów Method Decision i Tariff Code Gas. Wyznaczanie przychodu regulowanego dla OSD w Holandii oparte jest na metodzie hybrydowej stanowiącej połączenie metody pułapu cenowego (*price cap method*) dla każdego roku niezależnie z uwzględnieniem mechanizmu zachęt, a także metody porównawczej *yardstick competition*⁶⁹⁵, wykorzystywanej do stymulowania i promo-

⁶⁹⁵ Metodę porównawczą holenderski regulator wykorzystuje jako uzupełnienie metody pułapu cenowego od 2014 r.

wania konkurencji oraz podnoszenia efektywności operatorów. Regulator określa koszty OSD, gwarantujące pokrycie wszystkich wydatków (przy założeniu efektywności operacyjnej OSD) oraz zapewniające odpowiedni zwrot na regulacyjnej wartości aktywów (*regulatory asset base*). Przychód regulowany wyznaczany jest zgodnie z formułą:

$$\text{przychód regulowany} = \text{koszty dozwolone} + \text{amortyzacja} + \\ + (\text{WACC} \times \text{RAB}) + \text{zachęty}. \quad (5.17)$$

W celu określenia dopuszczalnych przychodów dla danego roku okresu regulacyjnego wykorzystywany jest także mechanizm zachęt. Przychód regulowany z roku poprzedniego koryguje się o inflację (CPI), współczynniki efektywności (X) oraz jakości (Q):

$$\text{przychód w roku } n = [1 + (\text{CPI} - X + Q/100)] \times \text{przychód w roku } n - 1, \quad (5.18)$$

gdzie:

CPI – wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych wyznaczany i podawany do wiadomości przez Holenderski Urząd Statystyczny (CBS).

X – współczynnik X (X -factor),

Q – współczynnik określający parametry jakościowe.

W dalszej części pracy zaprezentowano opis poszczególnych elementów struktury przychodów.

Metodyka wyznaczania wysokości kosztów operacyjnych alokowanych do taryfy oraz korekta kosztów. Zgodnie z przyjętą przez regulatora ACM metodyką koszty operatora składają się z dwóch następujących kategorii: kosztów kapitału (uwzględniających uzasadniony zwrot na zaangażowanym majątku) oraz kosztów operacyjnych (OPEX). Koszty operatora (tzw. koszty całkowite) wyznaczane są według formuły:

$$TK_{i,t}^{z,W} = OK_{i,t}^Z + KK_{i,t}^{z,W} + EAV_{i,t} - (BLM_t^Z - DD_t^Z), \quad (5.19)$$

gdzie:

$TK_{i,t}^{z,W}$ – koszty całkowite OSD_{*i*} w roku *t*,

$OK_{i,t}^Z$ – koszty operacyjne OSD_{*i*} w roku *t*,

$KK_{i,t}^{z,W}$ – koszty kapitału OSD_{*i*} w roku *t*,

$EAV_{i,t}$ – przychody z tytułu przyłączenia klientów do sieci OSD_{*i*} w roku *t*,

BLM_t^Z – oczekiwane oszczędności związane ze zmianą modelu rynku,

DD_t^Z – straty z tytułu nieściągalnych należności.

Koszty operacyjne OSD (OPEX) wyznaczone są według formuły:

$$OK_{i,t}^z = (OK_{i,t}^{z\text{brutto}} + IT_{i,t}) - OO_{i,t}^{z\text{operationeel}}, \quad (5.20)$$

gdzie:

- $OK_{i,t}^z$ – koszty operacyjne OSD_i w roku t ,
- $OK_{i,t}^{z\text{brutto}}$ – koszty operacyjne brutto OSD_i w roku t ,
- $IT_{i,t}$ – koszty usług przesyłowych,
- $OO_{i,t}^{z\text{operationeel}}$ – korekty kosztów operacyjnych OSD_i w roku t .

Koszty kapitału OSD wyznaczone są według formuły:

$$KK_{i,t}^{z,W} = ZK_{i,t}^{z,W} + AK_{i,t}^z - OO_{i,t}^{z,\text{kap}} - OD_{i,t}^z, \quad (5.21)$$

gdzie:

- $KK_{i,t}^{z,W}$ – koszt kapitału dla OSD_i w roku t ,
- $ZK_{i,t}^{z,W}$ – zwrot z zaangażowanego kapitału przy uwzględnieniu poziomu WACC dla OSD_i w roku t ,
- $AK_{i,t}^z$ – amortyzacja OSD_i w roku t ,
- $OO_{i,t}^{z,\text{kap}}$ – pozostałe korekty wynagrodzenia zaangażowanego kapitału w roku t ,
- $OD_{i,t}^z$ – wartość sprzedanych aktywów OSD_i w roku t .

Metodyka wyznaczania amortyzacji, wartości regulacyjnej aktywów i wysokości kosztu zaangażowanego kapitału. Amortyzacja na potrzeby regulacyjne ustalana jest na podstawie aktywów OSD w podziale na aktywa będące w posiadaniu OSD przed 2004 r. i aktywa przyjęte do użytkowania po 2004 r. Regulator holenderski nie stosuje niestandardowych metodyk ustalania wysokości amortyzacji regulacyjnej. Okres amortyzacji sieci dystrybucyjnej (głównie gazociągów) mieści się w przedziale od 27,8 lat (OSD Westland) do 34,8 lat (OSD Liande). Z kolei wartość regulacyjna aktywów ustalana jest dla każdego okresu regulacyjnego na podstawie przygotowywanej dla danego okresu przez regulatora ACM decyzji. Wartość regulacyjna aktywów jest aktualizowana w odstępach rocznych i składa się z dwóch następujących części: aktywów, będących w posiadaniu OSD przed 2004 r., ujmowanych jako inwestycje z 2004 r. i aktywów oddanych do użytkowania po 2004 r. Z kolei zwrot z kapitału stanowi iloczyn wartości średnioważonego kosztu zaangażowanego kapitału (WACC) oraz wartości regulacyjnej aktywów (RAB):

$$ZK_{i,t} = WACC_{\text{pre-tax},i,t} \times RAB_{i,t} \quad (5.22)$$

gdzie:

- $ZK_{i,t}$ – zwrot z zaangażowanego kapitału dla OSD_i w roku t ,
- $WACC_{\text{pre-tax},i,t}$ – średnioważony koszt kapitału przed opodatkowaniem dla OSD_i w roku t ,
- $RAB_{i,t}$ – wartość regulacyjna aktywów OSD_i w roku t .

WACC_{pre-tax} ustalany jest według wzoru:

$$\text{WACC} = \frac{K_E}{1-T} \times \frac{E}{D+E} + K_D \frac{D}{D+E}, \quad (5.23)$$

gdzie:

K_E – koszt kapitału własnego obliczany metodą CAPM,

K_D – koszt kapitału obcego,

T – stawka podatku dochodowego od osób prawnych CIT.

Metodyka wyznaczania dopuszczalnej wysokości nakładów inwestycyjnych i opłat z tytułu przyłączenia sieci. OSD w Holandii mają obowiązek przedstawić raz na dwa lata raport dotyczący zdolności przesyłowych sieci i jakości świadczonych usług. Dokument opisuje wszystkie aktywa OSD (generalnie ich stan techniczny i połączenia hydrauliczne pomiędzy nimi). Na podstawie historycznego oraz prognozowanego popytu na usługi dystrybucyjne raport ten opisuje wymagane i planowane inwestycje w sieci dystrybucyjne.

Regulator nie zatwierdza planowanych przez OSD inwestycji i nie stosuje mechanizmów bezpośrednio promujących inwestycje i wpływających na podniesienie ich efektywności, natomiast zachęca OSD do realizacji rentownych projektów inwestycyjnych poprzez zastosowanie metody benchmarkingu (regulator holenderski szczególnie nacisk kładzie na rozwój inteligentnych sieci dystrybucyjnych m.in. przez zastosowanie smart meteringu).

Opłaty pozataryfowe, m.in. za dostęp do sieci operatora, są w Holandii akceptowane przez regulatora. Standardowe opłaty przyłączeniowe do sieci OSD są proponowane przez regulatora pod warunkiem odzwierciedlenia uzasadnionych wydatków poniesionych przez operatora. Ustalenie wysokości jednorazowej opłaty za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie prognozowanej wartości planowanych nakładów inwestycyjnych związanych z tym przyłączem. Dla wszystkich połączeń o mocy do 40 m³/h stosuje się zryczałtowane opłaty z tytułu przyłączenia. W przypadku przyłącza o mocy powyżej 40 m³/h pobierana jest jednolita opłata za przyłączenie, skalkulowana na podstawie planowanych do poniesienia nakładów wyłącznie w zakresie punktu bezpośredniego przyłączenia do sieci OSD. Poza jednorazową opłatą za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej stosowana jest również opłata okresowa z tytułu utrzymania przyłącza.

Mechanizmy zachęt stymulujące wzrost efektywności

Podstawowym mechanizmem promującym optymalizację kosztową jest stosowany w ramach podejścia benchmarkingowego *yardstick competition*. Jest to mechanizm stosowany od 2004 r., dzięki niemu realne jest uzyskanie informacji o możliwościach potencjalnej poprawy efektywności kosztowej poszczególnych OSD przez porównywanie historycznych parametrów kosztowych. Przy wykorzystaniu benchmarkingu parametrów kosztowych ustalana jest docelowa wartość kosztów akceptowalnych dla celów taryfowych dla każdego OSD na dany okres regulacyjny.

Zgodnie z regulacjami kryterium efektywności kosztowej może być oparte na wykonaniu parametrów kosztowych najbardziej efektywnego OSD lub na podstawie średniej efektywności wszystkich analizowanych OSD (np. na podstawie mediany efektywności parametrów kosztowych analizowanych OSD). Praktyką regulatora ACM jest określenie docelowej efektywności kosztowej operatorów na podstawie porównania wyników wszystkich działających na rynku holenderskim OSD. Holenderski regulator nie determinuje sposobu osiągnięcia zakładanego wzrostu efektywności. Podejście takie wynika z przeświadczenia, iż sami operatorzy jako właściciele procesów biznesowych mogą najlepiej określić, w jaki sposób dokonać optymalizacji parametrów kosztowych.

Metoda *yardstick competition* stosowana w Holandii daje więc OSD dużą swobodę w działaniu, nie narzucając sposobu wyznaczenia celu. W konsekwencji wykorzystania *yardstick competition* operatorzy odznaczający się większą efektywnością kosztową od wyznaczonej średniej (lub mediany) dla wszystkich operatorów są nagradzani. Jednocześnie OSD o efektywności poniżej średniej (lub mediany) są penaliżowani.

Określenie średnich kosztów działania wszystkich OSD w celu wyznaczenia współczynnika X dla każdego z nich odbywa się z wykorzystaniem wzoru:

$$AC_i = \frac{\sum_i (C_i - ORV_i)}{\sum_i SO}, \quad (5.24)$$

gdzie:

C_i – koszty operacyjne wszystkich OSD,

ORV – koszty niekontrolowane wszystkich OSD,

SO – produkcja sektora dystrybucji gazu (*Sector Output*) wyznaczana na podstawie zarezerwowanych mocy i liczby przyłączy.

Opisany system pozwala na wzrost efektywności OSD, a co za tym idzie, pozwala na obniżenie cen dla odbiorców końcowych. Poza współczynnikiem X oraz współczynnikiem inflacji CPI na wysokość przychodu regulowanego ma również wpływ współczynnik Q . Współczynnik ten jest wyznaczany na podstawie parametrów opisujących jakość dostarczanych usług przez każdego z OSD. Głównym parametrem określającym poziom jakości usług danego operatora jest występowanie przerw w dostarczaniu paliwa gazowego do klientów. Dla przykładu – w związku z wysoką, w ocenie ACM, jakością stosowanych usług realizowanych przez operatorów współczynnik Q w okresie regulacyjnym 2014–2016 – wynosił 0 dla wszystkich holenderskich OSD.

Podstawowe informacje na temat procesu ustalania taryf

Procedura opracowania taryf składa się z czterech etapów, w które zaangażowani są zarówno regulator, jak i poszczególne OSD.

Etap 1 – regulator ACM określa, w ramach przygotowania metodyki wyznaczania przychodu regulowanego, współczynnik X oraz współczynnik Q .

Etap 2 – regulator określa na podstawie przygotowanej metodyki maksymalny przychód regulowany dla każdego z OSD w danym roku. W systemie wykorzystywanym w Holandii, w celu określenia dopuszczalnych przychodów danego OSD dla danego roku okresu regulacyjnego, operatorzy korygują przychód z roku poprzedniego o współczynnik efektywności kosztowej X , współczynnik jakości Q oraz współczynnik inflacji CPI.

Etap 3 – do 1 listopada każdego roku OSD na podstawie wytycznych regulatora przedstawiają propozycje stawek taryfowych, wyznaczonych w taki sposób, by nie przekroczyć dopuszczalnego przychodu regulowanego.

Etap 4 – regulator ocenia przedstawione propozycje i ostatecznie ustala wysokość stawek taryfowych dla poszczególnych grup klientów danego operatora na kolejny rok.

Tabela 5.8. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych gazu w Holandii

Kategoria	Opis
Sposób wyznaczania taryfy	regulator określa wysokość stawek taryfowych na dany rok w oparciu o propozycje przedstawione przez OSD
Straty sieciowe	uwzględniane w taryfie
Występowanie jednolitych taryf	stawki określone są w oparciu o metodykę benchmarkingu
Taryfy socjalne i dla odbiorców detalicznych	brak, rynek został uwolniony w 2004 r.

Źródło: opracowanie własne.

5.3.6. Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku gazu ziemnego w Republice Francuskiej

Informacje ogólne

Francja jest jednym z największych importerów gazu ziemnego w Europie. Obecnie pokrywa z importu 99% swojego zapotrzebowania na gaz. We Francji działa 1 OSP, który jest własnością drugiego co do wielkości na świecie koncernu energetycznego Engie⁶⁹⁶, stanowiącego w 35% własność państwa francuskiego. Koncern ten jest także właścicielem największego we Francji OSD – Gaz Réseau Distribution France (GRDF), a wcześniej EDF Gaz de France Distribution, który posiada ponad 90% udziału w rynku. Oprócz GRDF dystrybucją gazu ziemnego we Francji zajmuje się 26 niezależnych podmiotów o zasięgu regionalnym (największe z nich to Gaz de Bordeaux i Gaz de Strasbourg). Od 2000 r. regulator otworzył rynek dla 5 dodatkowych, niezależnych operatorów.

⁶⁹⁶ Engie do 24 kwietnia 2015 r. działało pod nazwą GDF Suez, który powstał w 2008 r. w wyniku połączenia koncernu Gaz de France oraz koncernu Suez wywodzącego się z firmy Universal Suez Canal Company, założonej w 1858 r. w celu budowy Kanału Sueskiego.

GRDF prowadzi działalność poprzez 8 biur regionalnych, zarządza najdłuższą siecią gazociągów w Europie o długości 198 tys. km i obsługuje prawie 11 mln klientów. Wolumen dystrybucji GRDF osiąga poziom 284 TWh. Inny OSD gazu Réseau GDS zarządza siecią o długości prawie 2 tys. km i obsługuje prawie 110 tys. klientów. Dane te pokazują różnicę w skali działalności innych OSD w relacji do podmiotu dominującego na rynku francuskim. W przypadku francuskich OSD gazu na uwagę zasługuje to, że w większości przypadków sprawują one funkcję operatorów systemu dystrybucji w ramach majątku będącego własnością innych podmiotów – głównie samorządów terytorialnych. Jest to sytuacja odmienna od sytuacji w Polsce, gdzie największy na rynku OSD – Polska Spółka Gazownictwa (PSG) jest właścicielem 99% eksploatowanej sieci. GRDF jest największym w Europie operatorem dystrybucyjnym pod względem wielkości sieci, majątku oraz generowanych przychodów, natomiast PSG można uznać za największego w Europie OSD gazu zarządzającego własną siecią dystrybucyjną gazu ziemnego.

Struktura właścicielska OSP i OSD we Francji jest zbliżona do struktury w Polsce, gdzie państwo także jest właścicielem większościowym operatorów gazowniczych (OSP w 100%, a w PSG posiada pakiet kontrolny w ramach GK PGNiG).

Tabela 5.9. Dane podstawowe na temat rynku gazu we Francji

Kategoria	Wartość
Liczba odbiorców [mln]	11,4
Przychody segmentu dystrybucji [mld EUR]	3,3
Liczba firm dystrybucyjnych ogółem, w tym:	26
o liczbie odbiorców mniejszej niż 100 tys.	23
Regulator francuskiego rynku energii	Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)

Źródło: opracowanie własne.

Długość okresu taryfowego oraz metodyka wyznaczania przychodu regulowanego

Długość okresu taryfowego w segmencie dystrybucji gazu wynosi 4 lata. Trwający poprzednio okres taryfowy obejmował okres od 2016 do 2019 r.

Wyznaczanie przychodu regulowanego dla OSD we Francji oparte jest na metodzie pułapu cenowego (*price cap*) dla każdego roku niezależnie i połączone jest z mechanizmem zachęt. Istniejące podejście polega m.in. na motywowaniu operatorów do utrzymywania poziomu kosztów na zakładanym w prognozie poziomie. Przychód regulowany w danym roku okresu taryfowego jest wyznaczany zgodnie z formułą:

$$\text{przychód regulowany} = \text{koszty operacyjne} + \text{zwrot z kapitału} + \text{amortyzacja} + \text{saldo z poprzedniego roku.} \quad (5.25)$$

Koszty operacyjne związane z działalnością regulowaną ustalane są przez operatora na kolejny okres taryfowy na podstawie prognozy. Następnie dokonywana jest weryfikacja prognozy kosztów *ex-post* przez regulatora, czyli na podstawie wykonania kosztów. Z kolei zwrot z zaangażowanego kapitału jako składowa przychodu regulowanego kalkulowana jest zgodnie z formułą:

$$\text{zwrot z kapitału} = \text{RAB} \times \text{WACC}. \quad (5.26)$$

Stopa zwrotu z aktywów obliczana jest na podstawie średnioważonego kosztu kapitału (WACC), a koszt kapitału własnego kalkulowany jest w oparciu o model CAPM.

Z kolei wartość regulacyjna aktywów (*Regulatory Assets Base* – RAB) jest przeszacowywana corocznie (1 stycznia) z wykorzystaniem stopy inflacji za okres roczny (od lipca do lipca). Przeszacowanie odbywa się w oparciu o indeks INSEE (indeks cen towarów konsumpcyjnych publikowany przez francuski Urząd Statystyczny).

Amortyzacja jako kolejny składnik przychodu regulowanego naliczana jest metodą liniową w oparciu o wyznaczony przez regulatora okres ekonomicznej użyteczności aktywów. Okres ten wynosi 45 lub 50 lat w przypadku sieci dystrybucyjnej i przyłączy w zależności od momentu oddania aktywów do eksploatacji. Dla aktywów sieciowych oddanych do eksploatacji przed 1 stycznia 2003 r. jest to 50 lat. W przypadku aktywów oddanych do eksploatacji po tym terminie jest to 45 lat.

Kolejnym elementem składowym przychodu regulowanego, charakterystycznym dla francuskiego modelu, jest saldo z poprzedniego roku, które stanowi różnicę między prognozą przychodu regulowanego na rok n a realnym wykonaniem przychodu w roku n .

Mechanizmy stymulowania wzrostu efektywności

Istniejący system zachęt polega na motywowaniu operatorów do utrzymywania poziomu kosztów na zakładanym w planie działalności gospodarczej poziomie – odchylenie od prognozy kosztów może wahać się w przedziale $\pm 2\%$, aby zostać uwzględnione w przychodzie regulowanym na kolejny rok okresu taryfowego. W ramach systemu zachęt występują również narzędzia do zwiększania jakości świadczonych usług oraz rozwoju skali działalności operatora przez zwiększenie liczby klientów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego.

Tabela 5.10. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych gazu we Francji

Kategoria	Opis
Sposób wyznaczania taryfy	taryfy ustalane są przez regulatora w oparciu o plan działalności gospodarczej przedstawiony przez OSD
Straty sieciowe	koszty strat sieciowych są uwzględniane w taryfie
Występowanie jednolitych taryf	brak
Taryfy dla odbiorców detalicznych	występują

Źródło: opracowanie własne.

5.3.7. Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku gazu ziemnego w Wielkiej Brytanii

Informacje ogólne

Tabela 5.11. Dane podstawowe na temat rynku gazu w Wielkiej Brytanii

Kategoria	Wartość
Liczba odbiorców [mln]	23,3
Roczne zużycie gazu [mld m ³]	80
Przychody segmentu dystrybucji [mld EUR]	3,3
Liczba firm dystrybucyjnych ogółem, w tym:	31
o liczbie odbiorców większej niż 100 tys.	19
o liczbie odbiorców mniejszej niż 100 tys.	12
Regulator rynku energii	The Office of Gas and Electricity Markets

Źródło: opracowanie własne.

Wielka Brytania posiada największy i najbardziej rozwinięty rynek gazu ziemnego w Europie, pod względem zarówno wielkości obrotów, jak i rozwoju infrastruktury. Krajowy System Przesyłowy (National Transmission System – NTS) obsługiwany jest przez Operatora Systemu Przesyłowego, spółkę National Grid i obejmuje system gazociągów przesyłowych wysokiego ciśnienia (tj. o ciśnieniu powyżej 85 bar) o długości 7,7 tys. km. W ramach NTS istnieje ponad 175 punktów wyjścia z systemu OSP, w tym punkty wyjścia do sieci OSD oraz punkty wyjścia bezpośrednio zasilające dużych odbiorców przemysłowych, podłączonych bezpośrednio do systemu przesyłowego.

Z kolei krajowy system dystrybucyjny podzielony jest na 8 sieci dystrybucyjnych gazu (Gas Distribution Networks – GDNs), z których każda pokrywa inny region geograficzny Wielkiej Brytanii. Sieci te są zarządzane przez następujące Spółki: National Grid (OSP zarządzająca jednocześnie 4 sieciami dystrybucyjnymi), Wales & West Utilities (OSD zarządzająca 1 siecią dystrybucyjną), Northern Gas Networks (OSD zarządzająca 1 siecią dystrybucyjną), SGN (OSD zarządzająca 2 sieciami dystrybucyjnymi). Oprócz tego na terenie Wielkiej Brytanii funkcjonuje wiele mniejszych sieci obsługiwanych przez niezależnych dostawców gazu, zlokalizowanych w obrębie obszarów działania GDNs. Długość okresu taryfowego w segmencie dystrybucji gazu wynosi 8 lat. Ostatnio obowiązujący okres taryfowy obejmował lata 2013–2021.

Najważniejsze akty prawne dotyczące rynku gazu i OSD

Głównym aktem regulującym funkcjonowanie rynku gazu ziemnego w Wielkiej Brytanii jest ustawa prawo gazowe uchwalona przez Parlament w 1986 r. (The Gas Act 1986). Ustawa swoim zakresem obejmuje m.in. ustalenie standardów jakości gazu

oraz zasady pomiaru zużycia gazu. Dodatkowo ustawa nadaje uprawnienia regulacyjne i kontrolne Urzędowi Rynków Gazu i Elektryczności (The Office of Gas and Electricity Markets – OFGEM).

Ważnym dokumentem z punktu widzenia zasad ustalania przychodu regulowanego dla operatorów zawierającym katalog zachęt do zwiększenia efektywności i innowacyjności OSD jest tzw. przegląd kontroli cen w dystrybucji gazu. Dokument zawiera również zasady ustalania stawek taryfowych oraz standardów obsługi klienta. Dokument został przygotowany w oparciu o model RIIO-GD1 (*Gas Distribution Price Control Review 1*, gdzie RIIO oznacza *Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*), którego jednym z głównych założeń jest dostarczenie OSD zachęt do podejmowania działalności innowacyjnej, zwłaszcza w obszarze zrównoważonej energetyki. Ostatnia wersja została przyjęta na 8 lat i obowiązywała w okresie od 1 kwietnia 2013 r. do 31 marca 2021 r.

Z kolei kluczowym dokumentem z punktu widzenia określenia zasad funkcjonowania sieci gazowej jest kodeks sieci (*The Network Code – Principal Document*). Kodeks kompleksowo reguluje zasady przesyłu i dystrybucji w ramach użytkowania systemu gazowniczego, a w szczególności: zasady bilansowania, mechanizmy przyznawania mocy przesyłowych. Kodeks precyzyjnie określa prawa i obowiązki uczestników sieci (tj. korzystających z sieci gazowej).

Długość obowiązującego modelu taryfowego oraz metoda ustalenia przychodu regulowanego

Na rynku gazu w Wielkiej Brytanii do wyznaczania poziomu przychodu regulowanego stosuje się metodę limitu przychodów (*revenue cap*) połączoną z rozbudowanym systemem zachęt ze szczególnym akcentem na działania w zakresie innowacyjności (w ramach RIIO). Regulator określa, jaka wielkość przychodów zagwarantuje pokrycie wszystkich wydatków w nadchodzącym okresie (przy założeniu osiągnięcia efektywności operacyjnej OSD) oraz zapewni odpowiedni zwrot na regulacyjnej wartości aktywów (*Regulatory Asset Value – RAV*). Przychód regulowany wyznaczany jest według formuły:

$$\begin{aligned} \text{przychód regulowany} &= \text{koszty dozwolone} + \text{amortyzacja} + \\ &+ (\text{WACC} \times \text{RAV}) + \text{zachęty} + \text{zachęty w zakresie innowacyjności}. \end{aligned} \quad (5.27)$$

Metodyka wyznaczania wysokości tzw. kosztów dozwolonych alokowanych do taryfy oraz korekta kosztów. Zgodnie z podejściem przedstawionym przez regulatora w dokumencie RIIO-GD1, miernikiem kosztów OSD są łączne, kontrolowalne wydatki (*Total Controllable Expenditure – TOTEX*). Są one zdefiniowane jako wszystkie wydatki związane z regulowaną działalnością OSD i obejmują koszty operacyjne (OPEX), wydatki kapitałowe (CAPEX) i wydatki odtworzeniowe (REPEX). Regulator wyznacza dopuszczalną wielkość TOTEX dla każdego OSD w oparciu o benchmarking przeprowadzony z wykorzystaniem różnych rodzajów modeli ekonometrycznych oraz analizy technicznej i jakościowej. Pod uwagę brane są również różnorodne efek-

ty specyficzne dla danej firmy, np. średni poziom płac na jej obszarze działania. Dla przykładu do przygotowania obowiązujących benchmarków na ostatni okres regulacyjny zakończony w 2021 r. zostały wykorzystane dane historyczne za okres 2008–2011 oraz dane prognozowane za lata 2013–2015. Benchmark efektywności został zdefiniowany jako górny kwartyl wyników dla wszystkich OSD.

Zgodnie z zaleceniami regulatora OSD powinny zmniejszyć różnicę pomiędzy swoimi kosztami a wyznaczonym benchmarkiem efektywności o 75% w całym okresie regulacyjnym. Celem takiego podejścia jest skłonienie OSD do ograniczenia kosztów i podejmowania działań proefektywnościowych. W praktyce OSD zgłaszają do regulatora wielkość planowanych kosztów, które w razie konieczności są redukowane po dokonaniu analizy benchmarkingowej przez regulatora. Ważnym mechanizmem wspierającym poziom jakości informacji jest IQI (*Information Quality Incentive*). Jego celem jest zmotywowanie OSD do przedstawienia prognoz kosztów jak najbardziej zgodnych ze wskazanym przez regulatora efektywnym poziomem kosztów. Wielkość premii za przedstawienie trafnej prognozy wysokości kosztów może wynieść do 2,5% TOTEX. Z kolei w przypadku przedstawienia prognoz, które znacznie rozmiągają się z wartościami benchmarków ustalonych przez regulatora, wielkość premii może być ujemna.

Metodyka wyznaczania wysokości amortyzacji. Reguły ustalania amortyzacji w OSD zostały przedstawione w dokumencie RIIO-GD1. Wydatki na remonty (REPEX) są jedną z części składowych TOTEX (tj. OPEX + REPEX + CAPEX) i, co za tym idzie, wpływają na wyznaczaną przez regulatora wielkość dopuszczalnych kosztów danego OSD. Jest to rozwiązanie odmienne od stosowanego przez polskiego regulatora, który w przypadku OSD alokuje do wartości przychodu regulowanego całość amortyzacji uwzględnionej w uzgodnionym wcześniej z URE planem rozwoju. Okres amortyzacji składników majątku, które weszły w skład RAV po 2002 r., wynosi 45 lat, a pochodzących sprzed 2002 r. 56 lat. W stosunku do składników majątku wchodzących w skład RAV stosowana jest degresywna metoda amortyzacji (stawki odpisów amortyzacyjnych są malejące w czasie), co ma odzwierciedlać niepewność co do wykorzystania aktywów w przyszłości. W prezentowanej metodyce 100% REPEX jest kapitalizowany, co ma zapewnić sprawiedliwy podział kosztów pomiędzy obecnych i przyszłych konsumentów.

Metodyka wyznaczenia wartości średnioważonego kosztu kapitału. Koszt kapitału wyznaczony został w oparciu metodę *Real Vanilla WACC*, w której stosuje się koszt zaangażowanego kapitału zewnętrznego przed opodatkowaniem oraz koszt kapitału własnego po opodatkowaniu. Koszt kapitału własnego został określony przez regulatora (na podstawie analizy porównawczej ryzyka w stosunku do innych sieci energetycznych, np. sieci przesyłowej gazu) na poziomie 6,7% (wartość stała dla całego, ubiegłego okresu regulacyjnego). Z kolei koszt kapitału obcego wyznaczany jest na podstawie 10-letniej średniej kroczącej z indeksu obligacji iBoxx. Na potrzeby obliczenia WACC regulator przyjął założenie o stałym udziale długu w łącznym kapitale równym 65%, co ma stanowić motywację do wykorzystania optymalnej struktury finansowania.

Średni ważony koszt kapitału (WACC) jest wyznaczany na podstawie wzoru:

$$\text{WACC} = R_E \times \frac{E}{D+E} + R_D \times \frac{D}{D+E}. \quad (5.28)$$

Metodyka wyznaczania wartości regulacyjnej aktywów. Wartość regulacyjna aktywów (*regulatory asset value* – RAV) jest zdefiniowana w dokumencie RIIO-GD1 jako wartość przypisana przez regulatora do kapitału zaangażowanego przez OSD w działalność dystrybucyjną. Wartość regulacyjna aktywów jest obliczana jako suma oszacowanych, początkowych, rynkowych wartości regulacyjnych aktywów i ich wszystkich dozwolonych zwiększeń wycenionych według kosztu historycznego, pomniejszona o wielkość amortyzacji obliczoną zgodnie z obowiązującymi metodami regulacyjnymi. Wyznaczona wartość jest indeksowana do wskaźnika cen detalicznych (indeks RPI) w celu uwzględnienia wpływu inflacji.

Mechanizmy zachęt do podnoszenia efektywności funkcjonowania OSD. Dokument RIIO – Gas Distribution Price Control Review 1 (RIIO-GD1) przewiduje mechanizmy promujące efektywność OSD w sześciu podstawowych obszarach: ochrony środowiska, obsługi klienta, obowiązków społecznych, warunków przyłączenia do sieci, bezpieczeństwa i niezawodności. Dokument określa również mechanizmy promujące podejmowanie działań innowacyjnych oraz redukcję kosztów operacyjnych przez OSD.

1. *Ochrona środowiska.* Podstawowymi celami wyznaczonymi przez regulatora dla brytyjskich OSD jest zmniejszenie emisji dwutlenku węgla oraz zmniejszenie strat gazu w trakcie transportu gazociągami w przedziale 15–20%. Dokładna wartość ustalana jest indywidualnie dla każdego OSD. W tym zakresie regulator stosuje system premii i kar w zależności od efektywności w ograniczeniu strat gazu i zmniejszaniu emisji dwutlenku węgla. Regulator także publikuje zestawienie prezentujące efektywność każdego z OSD w ograniczaniu strat i zmniejszaniu emisji, co ma stanowić wizerunkową zachętę do podejmowania działań na rzecz ochrony środowiska.

2. *Obsługa klienta.* Podstawowymi celami wyznaczonymi przez regulatora w tym obszarze są poprawa jakości obsługi klientów oraz badanie satysfakcji klientów i pomiar efektywności obsługi ich zgłoszeń. Operatorzy dystrybucyjni gazu w Wielkiej Brytanii mają obowiązek przeprowadzania wśród klientów ankiet dotyczących poziomu zadowolenia ze świadczonych usług. Ich wyniki są porównywane ze średnimi rezultatami całego sektora. Na tej podstawie obliczana jest wysokość zachęt lub kar finansowych z tytułu satysfakcji klientów, wahająca się w przedziale (–)0,5% a (+)0,5% przychodów danego OSD. Dystrybutorzy mają obowiązek prowadzenia obsługi zgłoszeń i skarg klientów. Możliwa kara w przypadku niedostatecznych standardów obsługi może wynieść do 0,5% rocznych przychodów OSD.

3. *Obowiązki społeczne.* Podstawowymi celami wyznaczonymi przez regulatora w tym obszarze są przyłączenie do sieci dystrybucyjnej gospodarstw domowych, które nie miały dostępu do gazu, oraz zwiększenie świadomości społecznej na temat tlenku węgla i związanych z nim zagrożeń dla życia. Regulator dokonuje przeglądu

nowo przyłączonych gospodarstw domowych na koniec okresu regulacyjnego stosując kary dla OSD, którzy nie osiągnęli wyznaczonych parametrów. Regulator również dokonuje analizy świadomości społecznej na temat szkodliwości tlenku węgla wśród klientów poszczególnych OSD i na podstawie wyników badań stosuje premie finansowe dla najlepszych.

4. *Warunki przyłączenia do sieci.* W tym obszarze głównymi celami wyznaczonymi przez regulatora jest utrzymanie obecnych standardów obsługi klienta w zakresie przyłączenia do sieci oraz wprowadzenie w okresie obowiązywania dokumentu RIIO-GD1 nowych, zapewniających lepszy poziom obsługi standardów w zakresie przyłączenia do sieci. Niedotrzymanie obowiązujących standardów obsługi klienta w zakresie przyłączenia do sieci jest karane przez OSD dotkliwymi karami finansowymi. W przypadku procesu przyłączania do sieci dystrybucyjnej każdy OSD posiada własną metodykę wyznaczania opłat, która podlega akceptacji przez regulatora. Opłaty z tytułu przyłączenia do sieci są określane w taki sposób, aby odzwierciedlić realne zużycie materiałów i usług, poniesione koszty pracy oraz wszystkie inne wydatki konieczne do przeprowadzenia prac przyłączeniowych, w tym ewentualne koszty reorganizacji hydrauliki sieci dystrybucyjnej na danym obszarze. OSD nie może odmówić przyłączenia odbiorcy do sieci ze względów ekonomicznych. Na żądanie musi przedstawić klientowi ofertę przyłączeniową wraz z ceną.

5. *Bezpieczeństwo.* W tym obszarze głównymi celami wyznaczanymi przez regulatora są: poprawa wskaźnika bezpieczeństwa (*safety risk*), zdefiniowanego jako liczba wypadków w ciągu roku oraz zapewnienie przestrzegania obecnie obowiązujących przepisów BHP. Regulator obliguje więc OSD do podjęcia działań zmierzających do poprawy bezpieczeństwa dzięki wymianie przestarzałych elementów infrastruktury dystrybucyjnej i zapewnienia im możliwości zwiększenia dozwolonych kosztów i nakładów na ich sfinansowanie.

6. *Niezawodność.* W tym obszarze regulator oczekuje od OSD ograniczenia liczby i czasu trwania przerw w świadczeniu usług oraz zapewnienia możliwości pokrycia zwiększonego popytu na gaz w okresie zimowym. W tym zakresie regulator obliguje OSD do podjęcia działań w zakresie poprawy niezawodności świadczenia usług oraz zapewnia im możliwości zwiększenia dozwolonych kosztów na ich sfinansowanie.

Mechanizmy zachęt do podejmowania działań w zakresie innowacyjności. Wśród mechanizmów przewidzianych przez dokument RIIO – Gas Distribution Price Control Review 1 (RIIO-GD1) promujących podejmowanie działań innowacyjnych oraz redukcję kosztów operacyjnych przez OSD można wyróżnić następujące inicjatywy.

Network Innovation Allowance (NIA). Mechanizm zwiększenia wysokości regulowanego przychodu OSD o kwotę przeznaczoną na finansowanie projektów innowacyjnych o małej skali. Wartość NIA wynosi między 0,5 a 1% wysokości przychodu regulowanego danego OSD. Projekty innowacyjne są zgłaszane przez OSD do regulatora i nie muszą być związane tylko z ochroną środowiska. Opis zgłoszonych

projektów jest publikowany w Internecie, co ma sprzyjać wymianie wiedzy pomiędzy OSD i promować dobre praktyki.

Network Innovation Competition (NIC). Organizowany przez regulatora coroczny konkurs, którego celem jest wybór dużego, kompleksowego projektu w dziedzinie ochrony środowiska, któremu przyznane zostanie finansowanie. W ramach trwającej od kwietnia do listopada procedury wybierany jest jeden projekt dotyczący gazu i jeden dotyczący energii elektrycznej. Mechanizm finansowania projektu zakłada, że jego koszty zostaną przeniesione na wszystkich brytyjskich konsumentów, a środki trafią do OSD, który wygrał konkurs. Łączna wartość budżetu na finansowanie projektów innowacyjnych w ramach NIC wyniosła 160 mln GBP w całej 8-letniej, obowiązującej do 2021 r. perspektywie regulacyjnej.

Innovation Roll-out Mechanism (IRM). Mechanizm dostosowania przychodów, który pozwala OSD wnioskować o dodatkowe finansowanie przeznaczone na wdrożenie inicjatyw proekologicznych, np. w zakresie ograniczenia emisji dwutlenku węgla. Mechanizm ma zastosowanie do projektów, których wdrożenie bez jego wsparcia byłoby nieopłacalne z biznesowego punktu widzenia, ale których efektywność ekologiczna jest potwierdzona.

Mechanizm zachęt promujący redukcję kosztów operacyjnych. W tym przypadku regulator posługuje się tzw. mechanizmem wspierającym jakość informacji IQI (*Information Quality Incentive*). Mechanizm ma za zadanie motywowanie OSD do przedstawienia prognoz kosztów zgodnych ze wskazanym przez regulatora efektywnym poziomem kosztów, a także ma skłonić OSD do podejmowania działań ograniczających koszty poniżej poziomu wskazanego przez regulatora. Dzięki zastosowaniu mechanizmu OSD ma prawo do zachowania najwyżej 65% dodatkowego zysku, wypracowanego dzięki ograniczeniu kosztów poniżej poziomu wskazanego przez regulatora do czasu obowiązywania danego okresu regulacyjnego.

Podstawowe informacje na temat procesu opracowania taryf

Procedura opracowania taryf składa się z czterech etapów, w które zaangażowani są zarówno regulator, jak i poszczególne OSD.

Etap 1 – regulator OFGEM określa wysokość przychodu regulowanego obowiązującego każdego z OSD w danym roku.

Etap 2 – OSD, biorąc pod uwagę ograniczenia wynikające z wyznaczonej wielkości przychodu regulowanego, przygotowuje projekt struktury stawek taryfowych i przedstawia go regulatorowi.

Etap 3 – regulator analizuje i konsultuje z interesariuszami (np. ze stowarzyszeniami konsumenckimi) przedstawioną przez OSD metodykę określenia taryf. Następnie regulator podejmuje decyzję dotyczącą zatwierdzenia lub modyfikacji zaproponowanej przez OSD metodyki taryfowania.

Etap 4 – OSD wyznacza szczegółowe stawki taryfowe w oparciu o metodykę zatwierdzoną przez regulatora. Regulator nie zatwierdza stawek taryfowych.

Tabela 5.12. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych gazu w Wielkiej Brytanii

Kategoria	Opis
Sposób wyznaczania taryfy	wyznaczany dla każdego OSD przez regulatora
Straty sieciowe	uwzględniane w przychodzie do pewnego ustalonego przez regulatora poziomu (<i>volume cap</i>)
Występowanie taryf socjalnych	brak

Źródło: opracowanie własne.

5.3.8. Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku gazu w Rzeczypospolitej Polskiej

Informacje ogólne

Segment dystrybucji gazu w Polsce kojarzy się głównie z Grupą Kapitałową Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (GK PGNiG). Spółki dystrybucyjne działały w ramach struktury rozproszonej od 2003 r. do połowy 2013 r. Dystrybucją gazu w Polsce zajmowało się do 30 czerwca 2013 r. 6 regionalnych spółek dystrybucyjnych: dolnośląska z siedzibą we Wrocławiu, wielkopolska z siedzibą w Poznaniu, pomorska z siedzibą w Gdańsku, mazowiecka z siedzibą w Warszawie, karpacka z siedzibą w Tarnowie oraz Górnośląska Spółka Gazownictwa z siedzibą w Zabrze. Od 1 lipca 2013 r. dystrybucja paliwa gazowego realizowana jest przez powstałą z konsolidacji 6 spółek dystrybucyjnych Polską Spółkę Gazownictwa z siedzibą w Tarnowie (PSG).

Podstawowym zadaniem tej spółki jest pełnienie funkcji Operatora Systemu Dystrybucyjnego, tzn. eksploatacja sieci gazowej, rozwój systemu gazowniczego oraz przyłączanie nowych klientów. Przychód z działalności koncesjonowanej PSG regulowany jest przez Urząd Regulacji Energetyki. PSG jest właścicielem 97% systemu dystrybucyjnego w Polsce. Dalej opisano przyczyny procesu konsolidacji segmentu.

W obliczu liberalizacji rynku gazu w Polsce Zarząd PGNiG – dotychczasowego monopolisty na polskim rynku obrotu i dystrybucji gazu – podjął decyzję o wdrożeniu programu budowy wartości Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2009–2015. W ramach tego programu przyjęto założenie, iż jednym z podstawowych segmentów działalności PGNiG, który w istotny sposób wpływa na możliwość budowania wartości ekonomicznej spółki, jest obszar dystrybucji gazu⁶⁹⁷.

Analiza efektywności poszczególnych spółek gazownictwa (SG) pokazała, iż wyniki ekonomiczne osiągnięte przez segment dystrybucji PGNiG nie są satysfakcjonujące i nie pokrywają całkowitego kosztu kapitału zaangażowanego przez właściciela. Po wyłączeniu odwrócenia odpisu z tytułu trwałej utraty wartości majątku spółek gazownictwa wskaźnik ekonomicznej wartości dodanej (EVA) dla segmentu OSD

⁶⁹⁷ Dystrybucja gazu – transport gazu siecią gazociągów wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia do odbiorców indywidualnych i korporacyjnych.

za 2010 r. wykazał wartość ujemną (116,26 mln zł). Także zwrot ze średniego zaangażowanego kapitału (ROACE)⁶⁹⁸ za 2010 r. na poziomie 7,67% oraz rentowność kapitałów własnych (ROE) na poziomie 6,57% były wartościami poniżej stopy zwrotu WACC wymaganej przez inwestorów dla branży *utilities* w tamtym okresie.

Jednym ze strategicznych celów biznesowych, jaki został postawiony SG, było zapewnienie do 2015 r. zwrotu na średnim zaangażowanym kapitale (ROACE) oraz rentowności kapitałów własnych (ROE) na poziomie nie mniejszym niż średnioważony koszt kapitału netto ($WACC_{\text{post-tax}}$), który wynosił w tym okresie w granicach 8% oraz wygenerowanie do 2015 r. dodatniej wartości ekonomicznej (EVA).

Zważywszy poziom wskaźników ROACE, ROE i EVA za 2010 r., zadanie to było bardzo ambitne i wymagało podjęcia zdecydowanych działań. Wzrost obu prezentowanych wskaźników budowania wartości – zarówno EVA, jak i ROACE – do poziomu akceptowalnego przez właściciela zdeterminowany jest przez dynamiczny wzrost wyniku na działalności operacyjnej EBIT (w przypadku ROE dodatniego wyniku finansowego netto). Wzrost poziomu EBIT możliwy jest albo dzięki wzrostowi przychodów ze sprzedaży, albo dzięki redukcji kosztów działalności operacyjnej, albo, co jest sytuacją optymalną i najbardziej pożądaną, dzięki wzrostowi przychodów i redukcji kosztów równocześnie⁶⁹⁹. W związku z tym w ramach programu budowy wartości PGNiG na lata 2009–2015 spółki gazownictwa zostały zobowiązane do realizacji inicjatyw: polegającej na optymalizacji kosztów operacyjnych obszaru dystrybucji oraz maksymalizacji zwrotu z zaangażowanego kapitału w obszarze dystrybucji.

Czynnikami negatywnie wpływającymi na osiągnięte dotychczas przez SG wyniki ekonomiczne były następujące⁷⁰⁰:

- brak możliwości uwzględnienia w przychodzie regulowanym pełnego zwrotu z zaangażowanego kapitału (tzw. luka zwrotu z kapitału),
- brak możliwości uwzględnienia w przychodzie regulowanym pełnej wartości amortyzacji (tzw. luka amortyzacji),
- brak możliwości uwzględnienia w przychodzie regulowanym pełnej wartości kosztów operacyjnych (tzw. luka OPEX).

W związku z tym uznano konieczność podjęcia działań z jednej strony w kierunku optymalizacji kosztów operacyjnych obszaru dystrybucji, ze szczególnym uwzględnieniem kosztów, które w procesie taryfowania nie były uznawane przez Prezesa URE za koszty uzasadnione do celów taryfowych, z drugiej zaś strony w kierunku zapewnienia wzrostu przychodów poprzez wynegocjowanie z URE stawek taryfowych

⁶⁹⁸ ROACE – zwrot ze średniego zaangażowanego kapitału rozumiany jest jako $EBIAT/\text{średni zaangażowany kapitał}$, gdzie $EBIAT = EBIT \times (1 - CIT)$.

⁶⁹⁹ W przypadku branży dystrybucji gazu w ramach GK PGNiG celem stała się realizacja programu zwiększenia wolumenu dostaw gazu w wyniku rozbudowy sieci dystrybucyjnej i przyłączenia nowych odbiorców (nowe gazyfikacje – tzw. likwidacja „białych plam”) oraz redukcja kosztów działalności operacyjnej (OPEX) głównie w obszarze kosztów pracy.

⁷⁰⁰ PGNiG, *Program budowy wartości Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2009–2015*, Warszawa 2009.

zapewniających pokrycie kosztów działalności koncesjonowanej oraz alokację należnego przedsiębiorstwom energetycznym zwrotu z kapitału⁷⁰¹.

Jak już wspomniano, realizacja wymienionych zamierzeń odbyła się przez implementację działań przewidzianych w ramach inicjatyw 8 i 9⁷⁰².

Inicjatywa 9 dotyczyła optymalizacji kosztów operacyjnych obszaru dystrybucji, a jej przedmiotem było wdrożenie programu optymalizacji kosztów w OSD. Zakres wdrożenia Inicjatywy 9 w latach 2010 i 2011 obejmował ok. 60% luki kosztów operacyjnych z taryf nr 2 OSD.

Inicjatywa 8 dotyczyła maksymalizacji zwrotu z zaangażowanego kapitału w obszarze dystrybucji, a jej przedmiotem było wypracowanie długoterminowego modelu regulacji obszaru dystrybucji, w tym uzgodnienie z URE podejścia do określania uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych spółek gazownictwa oraz wprowadzenie taryf wieloletnich zapewniających pokrycie kosztów działalności koncesjonowanej i pełny zwrot z zaangażowanego kapitału w oparciu o wartość regulacyjną aktywów ustaloną zgodnie z MSR.

Cel nadrzędny Inicjatywy 9 w zakresie optymalizacji kosztów na lata 2010 i 2011 sformułowano następująco⁷⁰³: w 2010 r. – obniżenie poziomu kosztów działalności koncesjonowanej spółek o 25% luki kosztów operacyjnych nieujętych w taryfie, a w 2011 r. – obniżenie poziomu kosztów działalności koncesjonowanej spółek o kolejne 35% luki kosztów operacyjnych nieujętych w taryfie.

Ze względu na to, iż niektóre pozycje kosztów operacyjnych to koszty w dużej mierze niezależne od spółek, w tym podatki i opłaty, przedmiotem optymalizacji stały się koszty zależne, obejmujące w szczególności: usługi obce, zużycie materiałów i energii, wynagrodzenia, ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia, pozostałe koszty rodzajowe.

Z kolei opracowanie i implementacja stanowiącego fundament Inicjatywy 8 wieloletniego modelu regulacji OSD gazu w Polsce w ramach PGNiG stało się przykładem zastosowania nowatorskiego narzędzia budowania wartości przedsiębiorstwa publicznego działającego na rynku regulowanym. W trakcie prac projektowych nad modelem posługiwano się metodą studiów literaturowych w obszarze analogicznych rozwiązań w ramach energetycznych rynków regulowanych państw UE. Efektem tych studiów było opracowanie modelu ekonometrycznego opartego na benchmarkingu kosztu jednostkowego procesów biznesowych operatorów. Model ten jako efekt procesu negocjacyjnego z administracją państwową został po raz pierwszy w historii polskiego gazownictwa zaakceptowany przez URE i stanowił pionierskie rozwiązanie

⁷⁰¹ Co zostało zagwarantowane w art. 45 Ustawy Prawo energetyczne (Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997), a w przypadku spółek gazownictwa w ramach GK PGNiG nie zostało zapewnione przez regulatora.

⁷⁰² PGNiG, *Program budowy...*

⁷⁰³ A. Węgrzyn, *Wieloletni model regulacji jako narzędzie zarządzania wartością przedsiębiorstwa na przykładzie operatorów systemu dystrybucyjnego gazu*, Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu nr 291, Wrocław 2013.

w polskiej energetyce gazowej. Zgodnie z założeniami wypracowany model miał obowiązywać przez kolejne trzy lata taryfowe 2012–2014. Uzgodnione w ramach modelu rozwiązania regulacyjne miały wprowadzić nową jakość w obszarze taryfowania dystrybucji gazu w Polsce. Dzięki nim miało zostać stworzone przewidywalne i empiryczne środowisko dialogu taryfowego pomiędzy operatorami a regulatorem, które miało stanowić fundament dla długoterminowego kształtowania taryf dystrybucyjnych⁷⁰⁴.

W 2012 r. Zarząd PGNiG w porozumieniu z ówczesnym ministrem Skarbu Państwa podjął decyzję o rozpoczęciu procesu konsolidacji sektora dystrybucji gazu w ramach PGNiG SA⁷⁰⁵. Celem konsolidacji spółek dystrybucyjnych było przygotowanie tej spółki do procesu liberalizacji rynku gazu. Pojawienie się nowych graczy na rynku i wprowadzenie reguł konkurencji stało się dla PGNiG – monopolisty na polskim rynku dystrybucji gazu – dużym ryzykiem. W związku z tym pojawiła się potrzeba radykalnej zmiany modelu działania i struktury kosztów, dlatego też przyjęta w grudniu 2012 r. *Krótkoterminowa strategia budowania wartości GK PGNiG na lata 2012–2014* zakładała m.in. uporządkowanie i dostosowanie struktur do nowych wyzwań rynkowych. Na decyzję o konsolidacji wpłynęły również przykłady rynkowe, które potwierdziły możliwość przeprowadzenia integracji w sektorze dystrybucji⁷⁰⁶.

Konsolidacja działalności dystrybucyjnej była w tamtym okresie powszechnym trendem obserwowanym na polskim rynku energii elektrycznej. Cztery kluczowe polskie grupy elektroenergetyczne – PGE, Tauron, ENERGA i ENEA – dokonały integracji w obszarze działalności dystrybucyjnej. Z kolei przykłady konsolidacji w ramach obszaru dystrybucji gazu na rynku europejskim można było odnaleźć także w Niemczech, we Francji i w Wielkiej Brytanii⁷⁰⁷.

Zaprezentowane PGNiG przez firmy doradcze benchmarki, zarówno polskie, jak i europejskie, wskazywały, że teoretycznie zmiana modelu dystrybucji z rozproszonego na zintegrowany znacznie podniesie efektywność operacyjną i kosztową tego seg-

⁷⁰⁴ Tamże.

⁷⁰⁵ PGNiG, *Krótkoterminowa strategia budowania wartości GK PGNiG na lata 2012–2014*, Warszawa 2012, s. 30.

⁷⁰⁶ Odpowiedź Ministra Skarbu Państwa na interpelację poselską nr 17591 Sygnatura pisma SPS-023-17591/13 z dnia 15 maja 2013 r w sprawie połączenia gazowniczych spółek dystrybucyjnych, MSP, Warszawa dnia 11 czerwca 2013; Odpowiedź Ministra Skarbu Państwa na oświadczenie Senatora M. Michalczyka z dnia 7 kwietnia 2013 r. w sprawie likwidacji sześciu spółek gazownictwa w tym Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa, MSP, Warszawa dnia 16 kwietnia 2013 r.

⁷⁰⁷ Na terenie Wielkiej Brytanii wiodącą firmą jest National Grid, operator systemu dystrybucyjnego i przesyłowego gazu oraz systemu przesyłowego energii elektrycznej. W procesie integracji firma Transco (będąca operatorem systemu przesyłu i dystrybucji gazu) została zintegrowana z National Grid w 2002 r. Kluczowym elementem integracji było utworzenie centrum usług wspólnych (usług prawnych, zakupów, finansów, IT, HR). Efekt wynikający z integracji przesyłu gazu i energii elektrycznej wyniósł 135 mln GBP rocznie. Oszczędności na kosztach operacyjnych przesyłu gazu osiągnięte w pierwszym roku po integracji wyniosły 6,3%. Na rynku niemieckim wiodącą firmą jest E.ON, operator systemu dystrybucyjnego energii elektrycznej i gazu. Dla rynku niemieckiego charakterystyczna jest duża ilość niezależnych podmiotów zajmujących się regionalną dystrybucją gazu ziemnego – ponad 700 w skali kraju.

mentu, a tym samym przyczyni się do podniesienia efektywności w całej GK PGNiG⁷⁰⁸. Z przeprowadzonych analiz wynikało, że w obszarze dystrybucji istnieje duży potencjał poprawy efektywności. Przytoczono następujące argumenty⁷⁰⁹:

- wprowadzenie jednolitych standardów korporacyjnych, tj. integracja organizacyjna spółek o podobnych profilach działalności prowadzi do konsolidacji i optymalizacji kluczowych procesów biznesowych w ramach podstawowej działalności dystrybucyjnej, np. organizacji zakupów i przetargów na potrzeby eksploatacji infrastruktury i inwestycji sieciowych;
- połączenie sieci dystrybucyjnej (bilans krajowy), tj. połączenie sześciu systemów dystrybucyjnych w jeden system krajowy umożliwi bardziej elastyczne zarządzanie przyłączaniem odbiorców do sieci; optymalizacja procesu alokacji i koordynacji inwestycji umożliwi zrównoważony rozwój systemu dystrybucyjnego jako całości (środki będą alokowane do miejsc, gdzie występują największe potrzeby inwestycyjne związane z rozwojem sieci dystrybucyjnych) oraz wpłynie na poprawę jakości usług dystrybucyjnych, w tym obsługę klientów, w szczególności klientów sieciowych (np. pogotowie gazowe, służby eksploatacyjne gazociągów);
- lepszy przepływ informacji w ramach organizacji oraz dzielenie się doświadczeniami w zakresie najlepszych praktyk, tj. centralizacja kluczowych funkcji w ramach nowej zintegrowanej spółki gazownictwa umożliwi wymianę najlepszych praktyk i wesprze rozwój standardów, zwłaszcza w obszarach utrzymania i zarządzania siecią oraz planowania i oceny projektów inwestycyjnych;
- korzyści ekonomiczne, tj. obniżenie kosztów operacyjnych poprzez unifikację i wyodrębnienie procesów wsparcia – finansowo-księgowych, IT, HR, zakupowych, obsługi prawnej do Centrum Usług Wspólnych, co przyniesie według szacunków oszczędności 10–15% OPEX (w przypadku 6 spółek oszczędność odpowiada kwocie ok. 412 mln PLN);
- optymalne wykorzystanie zasobów w ramach organizacji, tj. optymalizacja portfela inwestycyjnego na poziomie kraju umożliwi większy zwrot z zaangażowanego kapitału niż w przypadku niezależnie podejmowanych lokalnych decyzji inwestycyjnych (wdrożenie centralnego procesu identyfikacji, oceny oraz priorytetyzacji projektów inwestycyjnych w obszarze scentralizowanej dystrybucji); najlepsi eksperci obszarowi będą mogli realizować kluczowe zadania na terenie całego kraju (a nie tylko w swoich regionach);
- zintegrowane podejście do rozwoju kadr i kluczowych kompetencji, tj. zintegrowany podmiot będzie miał również możliwość aktywniejszego zaangażowania

⁷⁰⁸ Odpowiedź Ministra Skarbu Państwa na oświadczenie Senatora M. Michalczyka z dnia 7 kwietnia 2013 r. w sprawie likwidacji sześciu spółek gazownictwa w tym Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa, MSP, Warszawa dnia 16 kwietnia 2013 r.

⁷⁰⁹ Odpowiedź Ministra Skarbu Państwa na interpelację poselską nr 17591 Sygnatura pisma SPS-023-17591/13 z dnia 15 maja 2013 r. w sprawie połączenia gazowniczych spółek dystrybucyjnych, MSP, Warszawa dnia 11 czerwca 2013 r.

się w pełnienie funkcji centrum kompetencyjnego (pod względem utrzymywania ekspertów i szkolenia kadr) z zakresu zarządzania siecią, planowania oraz realizacji inwestycji sieciowych.

Tabela 5.13. Dane podstawowe na temat rynku gazu w Polsce

Kategoria	Wartość
Liczba odbiorców [mln]	7,15
Roczne zużycie gazu [mld m ³]	22
Przychody segmentu dystrybucji [mld EUR]	1,0
Liczba firm dystrybucyjnych ogółem, w tym:	54
o liczbie odbiorców większej niż 100 tys.	4
Regulator rynku energii	Urząd Regulacji Energetyki

Źródło: opracowanie własne.

W opinii firm doradczych większość przewidywanych efektów synergii będzie możliwa do zrealizowania w zakresie kosztów oraz nakładów inwestycyjnych, co wynika ze znacznego zwiększenia skali działalności zintegrowanej spółki.

Formalnie do konsolidacji sektora dystrybucji gazu w Polsce doszło 1 lipca 2013 r.⁷¹⁰

Najważniejsze akty prawne dotyczące OSD na rynku gazu

Podstawowym aktem prawnym regulującym zasady funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych na rynku oraz samego rynku gazu jest Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r – Prawo energetyczne⁷¹¹. Ponadto istotne znaczenie mają: Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (tzw. Rozporządzenie systemowe)⁷¹², Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego⁷¹³ (tzw. Rozporządzenie o ograniczeniach).

⁷¹⁰ Spółka matka, tj. PGNiG SA, nabyła aktywa o znacznej wartości w postaci udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym spółki córki PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. Nabycie udziałów nastąpiło w związku z przejęciem przez PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. w trybie art. 492 §1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych całego majątku spółek dystrybucyjnych należących do Grupy Kapitałowej PGNiG (PGNiG SA posiadało dotychczas 100% udziału w tych spółkach). Nabycie przez PGNiG udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym spółki PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. nastąpiło stosownie do art. 494 § 4 w zw. z art. 493 § 2 Kodeksu spółek handlowych z dniem wpisania do Krajowego Rejestru Sądowego połączenia PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. ze spółkami dystrybucyjnymi – Nabycie udziałów stanowiących aktywa o znacznej wartości w ramach konsolidacji spółek dystrybucyjnych, Raport bieżący nr 120/2013 Komisji Nadzoru Finansowego z dnia 1 lipca 2013 r.

⁷¹¹ Dz.U. z 2017 r., poz. 220 z późn. zm.

⁷¹² Dz.U. z 2014 r., poz.1059 z późn. zm.

⁷¹³ Dz.U. z 2007 r., nr 178, poz. 1252.

Zasady kształtowania i regulacji taryf gazowych dla polskich operatorów gazowych zostały delegowane ministrowi energii, a od 2020 r. ministrowi klimatu. Mechanizmy kształtowania taryf wraz z zasadami definiującymi system kontroli przychodów przedsiębiorstw energetycznych działających w branży gazowej zostały zdefiniowane w Rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (tzw. Rozporządzenie taryfowe)⁷¹⁴. Adresatem rozporządzenia taryfowego są przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją, magazynowaniem oraz obrotem paliwami gazowymi, które to przedsiębiorstwa zostały zobowiązane do opracowania taryfy w sposób zapewniający pokrycie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen oraz eliminowanie subsydiowania skróśnego.

Czas obowiązywania taryfy

Obecne podejście do regulacji segmentu operatorów dystrybucyjnych gazu ziemnego oparte jest na horyzoncie krótkoterminowym – taryfa ustalana jest przez regulatora w perspektywie 12 miesięcy. Krótki okres regulacyjny, każdorazowo poprzedzony kilkutygodniowym, a niekiedy kilkumiesięcznym przeglądem regulacyjnym kosztów działalności operacyjnej przez URE, powoduje negatywne skutki dla operatorów. Do głównych należy ryzyko obniżenia stawek taryfowych przez regulatora w wyniku próby dostosowania poziomu kosztów rzeczywistych, wygenerowanych w roku poprzednim przez OSD do kosztów alokowanych do obecnie obowiązującej taryfy. W przypadku gdy operator podejmie w danym roku taryfowym wysiłek redukcji kosztów działalności koncesjonowanej – zostanie w myśl obowiązującej w Polsce doktryny regulacyjnej ukarany przez obniżenie stawek, a nie wynagrodzony w postaci wzrostu przychodu regulowanego.

Wydaje się więc zasadne, aby w takim przypadku oszczędności wygenerowane przez OSD zostały podzielone sprawiedliwie przez regulatora w formie np. utrzymania niezmiennego poziomu stawek taryfowych w najbliższym okresie regulacyjnym, co pozwoli operatorowi przełożyć część obniżonych kosztów na wzrost poziomu EBITDA, a z kolei odbiorców końcowych uchronić przed wzrostem stawek taryfowych i tym samym wzrostem kosztów pozyskania energii.

Kolejnym istotnym, negatywnym skutkiem bardzo krótkiego horyzontu regulacyjnego jest utrudnienie realizacji strategii długoterminowych operatorów, co *de facto* zmusza operatora do planowania rocznego i podnosi ryzyko inwestycyjne.

Należy pamiętać, że rynek gazu jest rynkiem infrastrukturalnym o bardzo wysokiej barierze wejścia kapitałowego. Inwestycje w branży infrastruktury dystrybucyjnej gazu wymagają wieloletniego okresu realizacji inwestycji w ramach procesu projektowania i budowania. Brak długoterminowej taryfy skorelowanej z procesem inwestycyjnym istotnie podnosi ryzyko dla inwestorów, czyli *de facto* dla Skarbu Państwa,

⁷¹⁴ Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 15 marca 2018.

gdyż w przypadku Polski to głównie państwo jest właścicielem operatorów gazownicznych – przesyłowego i regazyfikacji (OGP Gaz-System), dystrybucyjnego (Polska Spółka Gazownictwa) i magazynowego (Gas Storage Polska).

W 2011 r. sześciu największych regionalnych operatorów dystrybucji gazu działających w ramach PGNiG opracowało przy współpracy z Prezesem URE wieloletni (tj. 3-letni) model regulacyjny dla spółek gazownictwa w formie modelu ekonometrycznego. W związku z planowaną przez właściciela (PGNiG) operatorów konsolidacją segmentu dystrybucji decyzja o wprowadzeniu do stosowania taryfy wieloletniej nie została podjęta.

Po dokonanej konsolidacji branży dystrybucyjnej gazu i powstaniu Polskiej Spółki Gazownictwa pod koniec 2016 r. został wypracowany model benchmarkingowo-regulacyjny, służący do wyznaczania poziomu efektywności operacyjnej spółki oraz prognozy tzw. bazy taryfowej na kolejne okresy regulacyjne. PSG zaprezentowała model Prezesowi URE do akceptacji, jednak zważywszy planowaną zmianę struktury organizacyjnej spółki⁷¹⁵, regulator nie podjął decyzji o wprowadzeniu modelu taryfowego do stosowania.

W Polsce nie jest stosowane obecnie w gazownictwie żadne empiryczne narzędzie do ustalania taryf ani w perspektywie długoterminowej, ani w perspektywie rocznej. Pomimo przygotowanego w 2010 r. przez operatorów dystrybucyjnych wieloletniego modelu regulacyjnego, a także wiedzy na temat dobrych praktyk stosowanych od dekady przez europejskich regulatorów w zakresie taryfowania w sektorze dystrybucji gazu, nie udało się zaimplementować żadnego tego typu rozwiązania. Stąd stawki i opłaty taryfowe dalej kalkulowane są w perspektywie 12 miesięcy. Stosowana praktyka taryfowania oparta na corocznych negocjacjach operatorów z regulatorem jest negatywnym ewenementem na skalę europejską i wymaga pilnej zmiany regulacyjnej⁷¹⁶.

Metodyka wyznaczania przychodu regulowanego

Należy stwierdzić, że pomimo obowiązywania na polskim rynku gazowym aktów prawnych w randze rozporządzeń właściwego do spraw energii ministra, prezentujących zasady kształtowania i regulacji taryf gazowych dla polskich operatorów gazowych brakuje obecnie opublikowanej i jednolicie stosowanej wobec operatorów

⁷¹⁵ 1 stycznia 2017 r. Zarząd PSG wprowadził nową strukturę organizacyjną spółki, zastępując 6 oddziałów terenowych 17 oddziałami dedykowanymi do obsługi sieci dystrybucyjnej w konkretnych województwach (oprócz 16 wojewódzkich oddziałów powstał dedykowany oddział dla przyszłego województwa środkowopomorskiego z siedzibą w Koszalinie). Struktura organizacyjna została skorelowana z podziałem administracyjnym kraju. Podstawową jednostką operatora stała się gazownia. Na terenie 17 Oddziałów Zakładów Gazowniczych działalność prowadziły 162 gazownie.

⁷¹⁶ Na podstawie danych wewnętrznych PSG z połowy 2019 r. wynika, że Polska jest jedynym państwem członkowskim UE, który w sektorze dystrybucji gazu ziemnego stosuje roczny okres taryfowania. Nawet kraje niebędące członkami UE, takie jak Macedonia czy Mołdawia, stosują 5-letnie okresy regulacyjne. Oprócz Polski roczny okres regulacyjny stosują również Albania, Ukraina, Serbia i Gruzja.

polityki taryfowania dla sektora dystrybucji gazu zawierającej prezentację koncepcji, systemów, metod, rozwiązań i mechanizmów regulacyjnych stosowanych w ramach taryfowania polskiego segmentu przesyłu i dystrybucji gazu. Stąd prezentowane dalej podsumowania stanowią efekt autorskiej analizy koncepcji, systemów, metod i mechanizmów regulacyjnych w obszarze taryf stosowanych w ramach polskiego segmentu dystrybucji gazu.

Koncepcja, na której podstawie dokonuje się wyznaczania taryf w segmencie operatorów gazowniczych w Polsce, jest koncepcją opartą na wartości kosztu świadczonych usług (*cost of service*). Jak ukazano w rozdziale 3, kluczowe znaczenie w ustalaniu taryf w oparciu o rzeczywiste poniesione koszty ma określenie poziomu bazy kosztowej, na podstawie której kalkulowane będą opłaty taryfowe dla poszczególnych grup klientów. Szczegółowe rozwiązania w ramach europejskich regulatorów w tym zakresie różnią się w niewielkim stopniu i można przyjąć, że uniwersalna formuła określająca poziom bazy kosztowej określanej także jako wysokość wymaganego przychodu regulowanego (*allowed, regulated revenue*) może zostać zaprezentowana w postaci wzoru:

$$P = \text{OPEX} + A + ZK, \quad (5.29)$$

gdzie:

- P – wysokość wymaganych przychodów (przychodu regulowanego),
- OPEX – koszty operacyjne prowadzonej działalności przesyłowej lub dystrybucyjnej,
- A – amortyzacja majątku niezbędnego do prowadzenia działalności koncesjonowanej,
- ZK – wynagrodzenie z zaangażowanego kapitału stanowiące wynik formuły $\text{WACC} \times \text{WRA}$.

W przypadku polskiego segmentu dystrybucji paliwa gazowego można postawić tezę, że obowiązującym w nim systemem kształtowania opłat taryfowych jest system hybrydowy, który ma cechy charakterystyczne zarówno dla systemu stawek jednolitych, jak i dla systemu stawek strefowych.

Głównym beneficjentem tego systemu jest Polska Spółka Gazownictwa, która jako operator systemu dystrybucyjnego posiada 97% udziałów w rynku, dlatego system ten najlepiej można scharakteryzować na podstawie rozwiązań regulacyjnych stosowanych w PSG. W systemie tym odbiorcy indywidualni i korporacyjni podzieleni są na grupy taryfowe w zależności od wolumenu poboru gazu czy zamówionej mocy umownej⁷¹⁷

⁷¹⁷ Moc umowna – maksymalna ilość energii zawarta w paliwie gazowym, którą w okresie godziny lub doby można dostarczyć do lub odebrać z systemu gazowego lub instalacji skroplonego gazu ziemnego, określona w umowie: sprzedaży paliw gazowych, o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego, kompleksowej – na okres od godziny 6.00 dnia 1 października danego roku do godziny 6.00 dnia 1 października kolejnego roku, w przypadku umowy zawartej na czas nieokreślony lub umowy zawartej na czas określony co najmniej jednego roku, albo na czas trwania umowy w przypadku umowy krótkookresowej, Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 15 marca 2018, par. 2 pkt 6.

i płać takie same stawki taryfowe w ramach swojej grupy taryfowej bez względu na długość przyłącza, która wskazuje na fizyczne oddalenie od sieci dystrybucyjnej.

Klienci zakwalifikowani przez operatora do danej grupy taryfowej zakwalifikowani są również do konkretnej strefy taryfowej w zależności od geograficznego miejsca ulokowania punktu odbioru gazu. Jak już wspomniano, w ramach PSG występuje obecnie 6 stref taryfowych⁷¹⁸ mających swoją genezę nie w uwarunkowaniach technologicznych czy ekonomicznych, tylko w uwarunkowaniach historycznych. W latach 2003–2013 system dystrybucyjny jako segment GK PGNiG ukształtował się w ramach 6 niezależnych spółek gazownictwa, których zarządy indywidualnie ustalały corocznie taryfę z regulatorem oraz plan rozwoju lokalnego systemu OSD na kolejne lata. Prowadziło to do powstania dysproporcji w rozwoju sieci dystrybucyjnej w poszczególnych regionach Polski, ponieważ spółki dysponowały zróżnicowanym CAPEX, związanym z ich różnymi sytuacjami finansowo-majątkowymi⁷¹⁹.

Od 2013 r. kolejne zarządy skonsolidowanego operatora PSG starają się neutralizować wspomniane dysproporcje w stopniu gazyfikacji poszczególnych regionów⁷²⁰ oraz w połączeniach międzystrefowych, przeznaczając znaczne środki na poprawę hydrauliki systemu. W konsekwencji obecnie klient PSG o tej samej charakterystyce handlowej, zlokalizowany na danym obszarze taryfowym płaci istotnie mniej niż klient zlokalizowany w innym obszarze taryfowym. Dla przykładu odbiorca PSG grupy taryfowej W.4 (czyli klient pobierający rocznie powyżej 8 tys. m³ gazu, zamawiający moc umowną mniejszą równą 110 kWh/h oraz klient, którego układ pomiarowy odczytywany jest w roku 12 razy) płacił na obszarze taryfowym gdańskim opłatę stałą na poziomie 170,39 zł/mies. oraz opłatę zmienną na poziomie 3,141 gr/kWh, podczas gdy klient o tej samej charakterystyce płacił na obszarze poznańskim opłatę stałą na poziomie 158,33 zł/ mies. i opłatę zmienną na poziomie 3,043 gr/kWh⁷²¹. Sytuacja ta

⁷¹⁸ Obszar taryfy: gdański (województwo pomorskie, kujawsko-pomorskie, powiaty i gminy województwa warmińsko-mazurskiego), poznański (województwo wielkopolskie, zachodniopomorskie, powiaty i gminy województwa lubuskiego), tarnowski (województwo podkarpackie, świętokrzyskie, lubelskie, małopolskie), warszawski (województwo mazowieckie, podlaskie, powiaty i gminy województwa warmińsko-mazurskiego), wrocławski (województwo dolnośląskie, gminy województwa wielkopolskiego, powiaty i gminy województwa lubuskiego), zabrzański (województwo śląskie, opolskie, gminy województwa łódzkiego, powiaty i gminy województwa małopolskiego, gminy województwa świętokrzyskiego), Taryfa PSG nr 8, <https://www.psgaz.pl/documents/21201/331487/Taryfa+nr+8>.

⁷¹⁹ Największą spółką gazownictwa pod względem posiadanego majątku oraz generowanego wyniku finansowego była Karpacka Spółka Gazownictwa, przeznaczająca ona na budżet inwestycyjny znacznie więcej środków niż najmniejsze kapitałowo OSD, do których zaliczały się Dolnośląska i Pomorska Spółka Gazownictwa.

⁷²⁰ Należy przypomnieć, że np. województwo podkarpackie zgazyfikowane jest w ponad 90%, a obszar dawnego województwa łódzkiego tylko w 20%, pomimo tego, że jest to obszar szczególnie korzystny do realizacji inwestycji sieciowych – tj. obszar o przeważnie płaskim ukształtowaniu terenu, najmniej zalesiony w Polsce.

⁷²¹ Źródło: https://www.psgaz.pl/documents/21201/331487/Taryfa+nr+8_/98cb8799-f68e-482d-b418-885b455010f4, s. 35–36 (17.12.2021).

pokazuje zjawisko nierównego traktowania klientów zakwalifikowanych do tej samej grupy, ale alokowanych do różnych stref (obszaru) taryfowych, a tym samym słabość tego systemu.

Moim zdaniem jedynym logicznym rozwiązaniem w tej sytuacji jest unifikacja stawek taryfowych w poszczególnych strefach na poziomie całego systemu operatora PSG. Operacja ta byłaby możliwa do przeprowadzenia przy jednoczesnej obniżce stawek taryfowych, rozłożonej w czasie na trzy roczne okresy regulacyjne lub jeden długoterminowy (minimum 3-letni) okres regulacyjny, np. przy okazji implementacji nowego, długoterminowego modelu taryfowego dla PSG w oparciu o dobre europejskie praktyki regulacyjne.

W doktrynie regulacyjnej praktykowanej przez polskiego regulatora w segmencie dystrybutorów gazu ziemnego stosowane jest moim zdaniem pułapowe podejście hybrydowe stanowiące połączenie metody limitu przychodów (*revenue cap*) i limitu ceny (*price cap*) z wyłączeniem mechanizmu zachęt.

W przypadku braku porozumienia operatora z regulatorem organ regulacyjny podejmuje arbitralną decyzję o wyznaczeniu z jednej strony wysokości uzasadnionego poziomu przychodu regulowanego na najbliższy rok (P) i w przypadku dalszych rozbieżności, gdy cena jest nadal zbyt wysoka dla regulatora, ustala także administracyjnie wysokość uzasadnionego w najbliższym okresie do celów regulacyjnych prognozowanego wolumenu dystrybucji paliwa gazowego dla danego OSD (Q). Tym samym zostaje w konsekwencji arbitralnie ustalona stawka taryfy dla danej grupy odbiorców na najbliższy okres będąca wynikiem ilorazu P/Q ⁷²².

Omawiane podejście zakłada oszacowanie wielkości przychodu regulowanego jako sumy następujących składników: kosztów dozwolonych traktowanych przez regulatora jako uzasadnione koszty działalności koncesjonowanej, amortyzacji, podatków nieskarbowych, różnicy bilansowej, zwrotu z zaangażowanego kapitału oraz kosztów międzyoperatorskich umów przesyłowych:

$$P = \text{OPEX} + A + \text{Pod} + \text{RB} + \text{ZNK} + \text{MUP}, \quad (5.30)$$

gdzie:

P – przychód regulowany,

OPEX – planowane, uzasadnione koszty prowadzenia działalności dystrybucyjnej zależne od operatora (tj. koszty usług obcych, zużycia materiałów i energii, kosztów pracy, pozostałych kosztów),

A – amortyzacja,

Pod – podatki i opłaty (np. podatek od nieruchomości, podatek za wieczyste użytkowanie gruntów),

RB – koszty różnicy bilansowej,

⁷²² Stawka taryfowa, czyli cena końcowa ustalana jest w ramach formuły P/Q , gdzie zarówno licznik jak i mianownik ustalane są arbitralnie przez regulatora w postępowaniu taryfowym w przypadku braku porozumienia między stronami.

ZNK – zwrot z zaangażowanego kapitału kalkulowany jako $WACC \times WRA$, gdzie z kolei:

WRA – wartość netto zaangażowanego w działalność dystrybucyjną majątku,

WACC – średni ważony koszt kapitału,

MUP – koszty międzyoperatorskich umów przesyłowych.

Metodyka wyznaczania wysokości kosztów dozwolonych alokowanych do taryfy. Regulator określa, które elementy łącznej bazy kosztowej mogą zostać zaliczone do kosztów uzasadnionych działalności koncesjonowanej. Ich wielkość jest przez regulatora ograniczana, aby skłonić OSD do podejmowania działań oszczędnościowych oraz zwiększających efektywność procesów. Z tego powodu w przypadku wyznaczania kosztów działalności operacyjnej (OPEX)⁷²³ występuje całkowita uznaniowość ze strony regulatora.

We wniosku taryfowym operator prezentuje prognozę kosztów zależnych, które jego zdaniem muszą być poniesione w kolejnym okresie regulacyjnym w celu zapewnienia ciągłości i bezpieczeństwa eksploatacji sieci dystrybucyjnej, czyli innymi słowy – w celu realizacji obowiązku koncesyjnego operatora. Regulator z kolei w postępowaniu administracyjnym w sprawie zatwierdzenia taryfy dokonuje ich weryfikacji, nie stosując żadnych narzędzi empirycznych. Koszty uzasadnione będące podstawą kalkulacji stawek dla wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego stanowią planowane dla danego roku koszty uzasadnione przedsiębiorstwa energetycznego wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność operacyjną.

Zgodnie z rozporządzeniem taryfowym określone w taryfie ceny lub stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych różnicuje się odpowiednio do kosztów uzasadnionych wykonywanej działalności gospodarczej związanej z dostarczaniem paliw gazowych, z uwzględnieniem eliminowania subsydiowania skrośnego. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych ustala w taryfie:

- 1) grupy taryfowe i kryteria kwalifikowania do nich odbiorców,
- 2) stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych, zwane dalej stawkami opłat dystrybucyjnych,
- 3) sposób ustalenia stawek opłat dystrybucyjnych pobieranych na podstawie umów krótkoterminowych, na zasadach przerywanych, w ramach usługi dystrybucji zwrotnej, w ramach usługi wirtualnej dystrybucji zwrotnej,
- 4) sposób ustalania opłaty za przyłączenie do sieci wysokich ciśnień oraz stawki opłat za przyłączenie do sieci niskich, średnich lub podwyższonych ciśnień,

⁷²³ OPEX zgodnie z zaleceniami regulatora obejmuje koszty zależne od operatora, tj. koszty usług obcych, zużycia materiałów i energii, wynagrodzeń, koszty ubezpieczeń społecznych i innych świadczeń oraz pozostałe koszty.

5) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych, niedotrzymanie standardów jakościowych usług dystrybucji paliw gazowych, za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców,

6) sposób ustalania opłat za przekroczenie mocy umownej i nielegalny pobór paliw gazowych,

7) stawki opłat za wznowienie dostarczania paliw gazowych, jeżeli wstrzymanie dostarczania spowodowane było przyczynami, o których mowa w art. 6 ust. 3 i 3a Ustawy Prawo energetyczne,

8) stawki opłat lub sposób ustalania stawek opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorców.

Stawki opłat dystrybucyjnych kalkuluje się jako stawki grupowe. Stawki grupowe kalkuluje się jako stawki opłaty stałej i zmiennej na podstawie kosztów uzasadnionych świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych odbiorcom kwalifikowanym do poszczególnych grup taryfowych na podstawie zamówionej mocy (dla odbiorców o mocy umownej powyżej 110 kWh/h) lub ilości zużytego gazu (dla odbiorców o mocy umownej do 110 kWh/h).

Kalkulacja stawek opłat dystrybucyjnych jako stawek grupowych (tzw. metoda znaczka pocztowego) powoduje, że wysokość stawek, a tym samym płatność odbiorcy nie zależą od odległości, na jaką jest przesyłane paliwo gazowe. Stawki opłat dystrybucyjnych podzielone są na stawki opłaty stałej i stawki opłaty zmiennej. Stawki opłaty stałej dystrybucyjnej kalkuluje się na jednostkę mocy umownej lub na układ pomiarowy w odniesieniu do danej grupy taryfowej, na podstawie kosztów stałych:

- ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych,
- regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego we własnych instalacjach,
- zakupu usług przesyłania w punktach wyjścia z systemu przesyłowego, będących punktami wejścia do systemu dystrybucyjnego, lub zakupu usług dystrybucji od innego przedsiębiorstwa zajmującego się dystrybucją paliw.

Stawki opłaty zmiennej dystrybucyjnej kalkuluje się na jednostkę dystrybuowanego paliwa gazowego na podstawie kosztów zmiennych oraz tej części kosztów stałych, które nie zostały uwzględnione w kalkulacji stawki opłaty stałej dystrybucyjnej.

Podstawą kalkulacji taryfy są: planowane ilości paliwa dystrybuowanego gazu (w kWh), ilość układów pomiarowych (inaczej punktów wyjścia z systemu dystrybucyjnego) oraz wielkości zamówionej mocy umownej w punktach wyjścia (dla punktów o mocy większej niż 110 kWh/h).

Metodyka wyznaczania wysokości amortyzacji i innych kosztów niezależnych od OSD. Koszty amortyzacji wraz z kosztami podatków i opłat (nieskarbowych) traktowane są przez regulatora jako koszty niezależne od przedsiębiorstwa energetycznego i w całości alokowane są do taryfy. W przypadku amortyzacji od majątku planowanego do przyjęcia do użytkowania w nadchodzącym okresie taryfowym regulator weryfikuje jej wielkość w relacji do poziomu uzgodnionego z OSD planu rozwoju.

Koszt różnicy bilansowej nie może być większy niż koszt pozyskania gazu na różnicę bilansową w ilości nie większej niż 2% ilości gazu wprowadzonego do systemu dystrybucyjnego (tj. z punktów wyjścia z systemu przesyłowego i z kopalń). W kalkulacji stawek opłat za usługę dystrybucyjną uwzględniane są koszty za usługę przesyłową (na podstawie tzw. międzyoperatorskich umów przesyłowych) ponoszone na rzecz OGP Gaz-System oraz koszty regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego we własnych stacjach regazyfikacji.

Metodyka wyznaczenia wartości średnioważonego kosztu kapitału. Koszt kapitału zgodnie z podejściem regulatora to wynagrodzenie dla jego właściciela jakiego spodziewa się on uzyskać w związku z zainwestowaniem środków w dane przedsięwzięcie inwestycyjne. Im większe ryzyko związane z zaangażowaniem kapitału w projekt inwestycyjny, tym wyższego wynagrodzenia oczekuje dostarczyciel kapitału.

W 2007 r. Prezes URE po raz pierwszy opublikował dokument dotyczący zasad ustalania kosztu kapitału w przedsiębiorstwach regulowanych, zawierający przegląd metodologii stosowanych przez regulatorów europejskich. Wytyczne te, mimo że przeznaczone dla operatorów systemów elektroenergetycznych, zawierały również porównanie wartości parametrów kalkulacyjnych kosztu kapitału dotyczących sektora gazowego⁷²⁴.

Prezes URE na podstawie dobrych praktyk europejskich uznał za zasadne wydłużenie obowiązującego okresu, na jaki ustalana jest metodyka określania wskaźnika kosztu kapitału z dotychczasowych 3 do 5 lat. Obecnie obowiązująca metodyka ustalania uzasadnionego poziomu średnioważonego kosztu kapitału (WACC) przeznaczona jest na lata 2019–2023 i ma zastosowanie dla taryf operatorów: przesyłowego, dystrybucyjnych, skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego oraz magazynowania. Metodyka opiera się na rozwiązaniach rekomendowanych przez Radę Europejskich Regulatorów Energii i wykorzystuje doświadczenia 24 państw UE zawartych w CEER Report on Investment Conditions in European Countries⁷²⁵.

Wśród regulatorów w krajach europejskich w obszarze zarówno gazu, jak i energii elektrycznej nie ma jednolitego podejścia w zakresie sposobu ustalania kosztu kapitału. W przeważającej większości krajów kalkulowany jest jako średnioważony koszt kapitału (*Weighted Average Cost of Capital*) w wartości nominalnej, ustalany jako $WACC_{pre-tax}$ lub $WACC_{post-tax}$ lub $WACC_{vanilla}$. Różnica pomiędzy $WACC_{pre-tax}$ i $WACC_{vanilla}$ polega na nieuwzględnieniu w przypadku drugiej z formuł tzw. tarczy podatkowej, czyli korzyści dla inwestora finansującego się kapitałem dłużnym, która to korzyść wynika z tego, że odsetki kredytowe stanowią koszt przedsiębiorcy pomniejszający podstawę opodatkowania. W przypadku korzystania z formuły $WACC_{vanilla}$ konieczne jest zatem uwzględnienie w przychodzie regulowanym zobowiązań podatkowych.

⁷²⁴ Urząd Regulacji Energetyki, *Metoda określania wskaźnika kosztu zaangażowanego kapitału na lata 2016–2018 dla infrastrukturalnych przedsiębiorstw sektora gazowego*, Warszawa 2015, s. 2.

⁷²⁵ Urząd Regulacji Energetyki, *Metodologia określania... na lata 2019–2023*, Warszawa 2018, s. 3.

W sytuacji, gdy WACC liczony jest według formuły *post-tax*, niezbędna jest wiedza na temat efektywnej stopy podatku dochodowego, jaką osiąga inwestor, która może różnić się od stopy nominalnej ze względu np. na ulgi, z jakich korzysta. WACC obliczany według formuły *pre-tax*, jak sama nazwa wskazuje, uwzględnia pokrycie dla zobowiązań podatkowych inwestora.

W dotychczasowej polskiej praktyce regulacyjnej koszt kapitału ustalany był według formuły $WACC_{pre-tax}$ i Prezes URE uznał za zasadne kontynuowanie tego podejścia w obowiązującym okresie regulacyjnym⁷²⁶:

$$WACC_{pre-tax} = CofE \times \frac{1}{1-T} \times \frac{E}{D+E} + CofD \times \frac{D}{D+E}, \quad (5.31)$$

gdzie:

- $WACC_{pre-tax}$ – średnioważony, nominalny koszt kapitału przed opodatkowaniem,
- $CofD$ – koszt kapitału obcego,
- $CofE$ – koszt kapitału własnego ustalany na podstawie Modelu CAPM,
- D – poziom kapitału obcego,
- E – poziom kapitału własnego,
- T – stopa podatkowa.

W przypadku empirycznego ustalenia WACC powstaje problem przyjęcia poziomu udziału kapitału obcego w strukturze źródeł finansowania aktywów przedsiębiorstwa. W tym zakresie istnieje kilka rozwiązań. Najczęściej poziom udziału kapitału obcego ustala się na podstawie rzeczywistej struktury pasywów przedsiębiorstwa w oparciu o sprawozdania finansowe lub ekspercko przez regulatora.

Regulatorzy europejscy w zdecydowanej większości wyznaczają docelowy poziom długu odzwierciedlony w kalkulacji kosztu kapitału. Graniczne wartości współczynnika udziału długu w strukturze kapitałów przybierają następujące wartości: dla OSP 22–70%, dla OSD 0–70%⁷²⁷. Średni udział kapitału obcego przyjmowanego do kalkulacji kosztu kapitału stosowany przez gazowych operatorów przesyłowych i dystrybucyjnych w państwach członkowskich kształtował się w 2017 r. na poziomie 50%. Zgodnie z rekomendacjami regulatora od 2017 r. do obliczania WACC przyjmowany jest modelowy poziom zadłużenia, który w 2018 r. wynosił 30%⁷²⁸. Zarówno operator przesyłowy, jak i operatorzy dystrybucyjni na rynku gazu ziemnego w Polsce planują istotne zwiększenie poziomu CAPEX w najbliższych okresach regulacyjnych. Należy zakładać także istotny wzrost poziomu zadłużenia tych przedsiębiorstw, tym bardziej że ze względu na efekt tarczy podatkowej finansowanie długiem obniża łączny koszt kapitału przedsiębiorstwa. Z tych powodów Prezes URE uznał za zasadne stopniowe zwiększanie udziału kapitału obcego w kalkulacji WACC, do osiągnięcia w 2023 r. średniego poziomu występującego w państwach członkowskich.

⁷²⁶ Tamże, s. 4.

⁷²⁷ Tamże.

⁷²⁸ Tamże, s. 5.

W kolejnych latach wskaźnik zadłużenia wynosił 38% w 2020 r., 42% w 2021 r., 46% w 2022 r. i 50% w 2023 r.

Koszt kapitału obcego wyznaczany jest według wzoru:

$$\text{CofD} = R_{fr} + DP, \quad (5.32)$$

gdzie:

R_{fr} – stopa wolna od ryzyka,

DP – premia za ryzyko udostępnienia kapitału obcego dla przedsiębiorstwa.

Najczęściej stosowane metody określenia premii za ryzyko udostępnienia kapitału obcego w państwach Unii Europejskiej obejmują analizę zarówno rentowności obligacji korporacyjnych spółek energetycznych, jak i rentowności obligacji skarbowych uwzględniających warunki rynkowe danego kraju. Poziom premii za ryzyko udostępnienia kapitału obcego operatorom systemów gazowych jest tym wyższy, im niższy jest rating wiarygodności kredytowej danego kraju. W przypadku państw członkowskich maksymalne i minimalne wartości premii kształtują się następująco: dla operatorów przesyłowych 0,35–4%, dla operatorów dystrybucyjnych 0,4–4%. Na lata 2019–2023 polski regulator za zasadne uznał utrzymanie premii 1% za ryzyko udostępnienia kapitału obcego⁷²⁹.

Pośród wielu metod ustalania kosztu kapitału własnego⁷³⁰ najczęściej stosowany przez regulatorów europejskich jest model CAPM (*Capital Asset Pricing Model*):

$$\text{CofE} = R_{fr} + e\beta \times \text{ERP}, \quad (5.33)$$

gdzie:

R_{fr} – stopa wolna od ryzyka,

$e\beta$ – miara ryzyka zaangażowanego kapitału (współczynnik *equity beta*),

ERP – premia za ryzyko udostępnienia kapitału własnego (*Equity Risk Premium*).

Stopa wolna od ryzyka (R_{fr}) jest parametrem wykorzystywanym do ustalenia wielkości zarówno kosztu kapitału własnego, jak i kapitału obcego. Jest to zwrot na kapitale, jakiego może oczekiwać inwestor bez ponoszenia ryzyka. Najczęściej jej wysokość ustalana jest na podstawie notowań obligacji skarbowych o długim terminie wykupu emitowanych przez dane państwo członkowskie. Zwykle analizowane są bony skarbowe o jednakowym horyzoncie zapadalności, ale zdarza się też, że regulatorzy biorą pod uwagę różne obligacje państwowe.

W niektórych państwach członkowskich podstawą wyznaczenia R_{fr} są instrumenty finansowe emitowane przez inne państwa członkowskie, ale także przyjmowane są papiery wartościowe emitowane przez rząd USA. Najczęściej R_{fr} ustalana jest na podstawie notowań odpowiednich instrumentów w okresie 5 lub więcej lat.

⁷²⁹ Tamże, s. 9.

⁷³⁰ Oprócz modelu CAPM europejscy regulatorzy mają do dyspozycji także inne narzędzia ustalania kosztu kapitału własnego: model wzrostu dywidendy DGM (*Dividend Growth Model*), teorię arbitrażu cenowego APT (*Arbitrage Pricing Theory*) czy model trzyczynnikowy Fama-French (*Fama-French Three-Factor Model*).

W Polsce od 2019 r. stopa wolna od ryzyka wyznaczana jest raz na kwartał na podstawie historycznych notowań z 36 miesięcy. Tak długi okres obserwacji brany pod uwagę do wyznaczenia średniej z notowań zapewnia większą stabilność inwestycyjną, gdyż pozwala zniwelować krótkotrwałe turbulencje na rynku. W latach 2019–2023 stopa wolna od ryzyka ustalana jest na podstawie średniej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa o najdłuższym terminie wykupu notowanych na rynku Treasury Bond Spot Poland w okresie 36 miesięcy poprzedzających kwartał złożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy przez operatora⁷³¹.

Całkowite ryzyko związane z projektem inwestycyjnym dzieli się na ryzyko systematyczne, na które narażony jest cały rynek (np. konflikty, recesje, kryzys gospodarczy) oraz ryzyko niesystematyczne, które jest ściśle związane z danym projektem. Model CAPM nie uwzględnia wynagrodzenia inwestorów za ryzyko niesystematyczne, natomiast miarą ryzyka systematycznego jest współczynnik *equity* beta ($e\beta$). Informuje on, jaka jest relacja między zmiennością stopy zwrotu z danej inwestycji a rynkową stopą zwrotu z szerokiego portfela rynkowego aktywów⁷³². W kalkulacji współczynnika $e\beta$ wykorzystuje się w przypadku krajowych operatorów gazowych następującą formułę:

$$e\beta = a\beta \times \left[1 + (1 - T) \times \frac{D}{E} \right], \quad (5.34)$$

gdzie:

$a\beta$ – współczynnik *asset* beta,

T – stopa podatkowa,

D – poziom kapitałów obcych,

E – poziom kapitałów własnych.

W kalkulacji *equity* beta najczęściej wykorzystywana jest metoda uwzględniająca wpływ podatku. Wartość *equity* beta równa jedności oznacza typowy poziom ryzyka, większa od jedności charakteryzuje inwestycję o podwyższonym ryzyku, a mniejsza od jedności cechuje przedsięwzięcia o względnie niskim ryzyku. Zatem inwestowanie w przedsiębiorstwa z wyższym poziomem beta jest bardziej ryzykowne niż w przedsiębiorstwa z niższym beta. Większość europejskich regulatorów oblicza wartości współczynnika *asset* beta ($a\beta$), wykorzystując wyniki analiz rynku swojego kraju oraz innych rynków krajowych. Dla lat 2019–2023 polski regulator ustalił wartość współczynnika *asset* beta na poziomie 0,4⁷³³, co ma związek z bardzo niskim ryzykiem inwestycyjnym dla sektora polskiej energetyki gazowej, a w szczególności dla operatorów gazowniczych.

Premia za ryzyko udostępniania kapitału własnego (*Equity Risk Premium* – ERP) jest nadwyżkową częścią całkowitej oczekiwanej stopy zwrotu nad stopę zwrotu z aktywów wolnych od ryzyka, czyli ponad stopę wolną od ryzyka. Jest ona głównie

⁷³¹ Urząd Regulacji Energetyki, *Metodologia określania ... na lata 2019–2023*, s. 6.

⁷³² Tamże, s. 7.

⁷³³ Tamże, s. 8.

miarą apetytu inwestorów na ryzyko i jest czynnikiem rynku, a nie czynnikiem specyficznym dla danego przedsiębiorcy czy też sektora. W krajach europejskich najczęściej stosowane metody określenia premii za ryzyko udostępniania kapitału własnego obejmują: analizy własne regulatorów dotyczące ryzyka na krajowych rynkach akcji, raporty eksperckie niezależnych ekonomistów, a także analizy własne regulatorów oparte na metodyce DMS⁷³⁴. Polski regulator uznał za zasadne wykorzystywanie w kalkulacji zwrotu z kapitału dla operatorów gazowych w latach 2019–2023 wartości premii za ryzyko udostępnienia kapitału własnego za poziomie 4,5%⁷³⁵.

Moim zdaniem sektor energetyki gazowej, a szczególnie gazownictwo operatorskie, jest sektorem generującym istotnie wyższą stopę zwrotu z inwestycji niż stopa zwrotu z inwestycji w pozostałe przedsiębiorstwa z branży *utilities*. Jest to spowodowane działalnością tych przedsiębiorstw na rynku regulowanym, gdzie regulator stara się zapewnić przychód regulowany pozwalający nie tylko na pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych, ale także odpowiedni zwrot z zaangażowanego kapitału.

W Polsce operatorami systemu przesyłowego, magazynowego oraz największego dystrybucyjnego są spółki mające nieformalny status narodowych operatorów gazowniczych realizujących zadania inwestycyjne istotnie zwiększające bezpieczeństwo energetyczne Polski, więc regulator w procesie administracyjnego ustalania stawek taryfowych świadomie stara się zapewnić poziom stawek taryfowych gwarantujący wysoki poziom płynności tym przedsiębiorstwom, a także, jak pokazuje praktyka, poziom zysku zapewniający zwrot z kapitału znacznie przekraczający rentowność dla alternatywnych, bezpiecznych i dostępnych na rynku kapitałowym instrumentów.

W przypadku omawianej grupy polskich przedsiębiorstw nie bez znaczenia jest to, że dominującym, bezpośrednim lub pośrednim właścicielem tych przedsiębiorstw jest Skarb Państwa reprezentowany przez ministra aktywów państwowych, czyli podobnie jak Urząd Regulacji Energetyki – organ administracji rządowej. Oba te organy, realizując strategię rządowe w zakresie zapewnienia wzrostu gospodarczego czy podniesienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, także za pośrednictwem wspomnianych przedsiębiorstw, często starają się zapewnić tym podmiotom taki poziom taryf i tym samym poziom generowanego przychodu, który umożliwi osiągnięcie celów z zakresu bezpieczeństwa publicznego.

Oczywiście przywołany przykład interwencjonizmu państwowego powoduje dysproporcje w sposobie traktowania przedsiębiorstw energetycznych przez regulatora i niestety nie zapewnia gwarantowanego przez prawo energetyczne równego traktowania podmiotów na rynku, co dla małych przedsiębiorstw energetycznych i ich właścicieli może w konsekwencji podważać ich zaufanie do organu regulacyjnego i tym samym państwa.

⁷³⁴ Metodyka DMC prezentowana jest w opracowaniu: E. Dimson, P. Marsh, M. Staunton, *Summary edition Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2020*, Credit Suisse Research Institute, Zürich 2020.

⁷³⁵ Urząd Regulacji Energetyki, *Metodologia określania... na lata 2019–2023*, s. 9.

Wartość regulacyjna aktywów (*Regulatory Asset Value – RAV*) jest zdefiniowana jako wartość przypisana przez regulatora do kapitału zaangażowanego przez OSD w działalność dystrybucyjną. Wartość regulacyjna aktywów jest obliczana jako wartość księgową majątku dystrybucyjnego netto wynikająca z ksiąg rachunkowych dla przedsiębiorstwa energetycznego (prowadzonych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej – MSSF) na koniec roku kalendarzowego, poprzedzającego dany rok (okres) taryfowy, obejmująca: wartości niematerialne i prawne dotyczące działalności koncesjonowanej oraz rzeczowe aktywa trwałe dotyczące działalności koncesjonowanej (z wyłączeniem środków trwałych w budowie).

Mechanizmy stymulowania poprawy efektywności kosztowej, innowacyjności i jakości usług OSD. Obowiązująca obecnie metoda ustalania wysokości przychodu regulowanego dla operatorów działających na polskim rynku gazu oprócz tego, że cechuje się uznaniowością regulatora w procesie akceptowania wysokości przychodu regulowanego, w tym szczególnie uzasadnionego poziomu kosztów, nie zawiera także mechanizmów zachęt stymulujących poprawę jakości świadczonych usług dystrybucyjnych i jakości obsługi klientów, stymulujących wdrażanie innowacyjnych technologii, podejmowanie działań w zakresie ochrony środowiska oraz działań w zakresie podniesienia bezpieczeństwa sieci.

W nawiązaniu do wcześniej przywołanego Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 (taryfowego) poziom przychodu dla przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych (czyli OSP i OSD) powinien zostać skalkulowany tak, aby został spełniony warunek⁷³⁶:

$$P_n \leq P_{n-1} \times [1 + Y_n/100\%], \quad (5.35)$$

gdzie:

P_n – przychody dla działalności gospodarczej polegającej na przesyłaniu, dystrybucji⁷³⁷, magazynowaniu, skraplaniu paliw gazowych i obrotu paliwami gazowymi ustalone na podstawie cen i stawek opłat **po zmianie taryfy**, kalkulowane na podstawie ilości energii zawartej w paliwach gazowych, mocy umownych, mocy zatłaczania i mocy odbioru, liczby pakietów i liczby układów pomiarowych przyjętych do kalkulacji taryfy;

P_{n-1} – przychody dla działalności gospodarczej polegającej na przesyłaniu, dystrybucji, magazynowaniu, skraplaniu paliw gazowych i obrotu paliwami gazowymi ustalone na podstawie cen i stawek opłat przed zmianą taryfy, kalkulowane na podstawie ilości energii zawartej w paliwach gazowych, mocy umownych, mocy zatłaczania i mocy odbioru, liczby pakietów i liczby układów pomiaro-

⁷³⁶ Warunek ten został zaprezentowany w par. 9 ust. 2 Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r.

⁷³⁷ Przychody po zmianie taryfy (czyli P_n) dla operatora dystrybucyjnego paliw gazowych oblicza się jako iloczyn stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok jej obowiązywania i ilości energii zawartej w paliwach gazowych oraz zamówionych mocy w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia.

wych przyjętych do kalkulacji taryfy. Przychody dla roku poprzedzającego dany rok obowiązywania taryfy (P_{n-1}), oblicza się na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w obowiązującej taryfie oraz wielkości i struktury sprzedaży paliw gazowych i usług w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia;

Y_n – współczynnik korekcyjny ustalany corocznie i uwzględniany w cenach paliw gazowych albo w stawkach opłat za świadczenie usług związanych z zaopatrzeniem w te paliwa zawartych w taryfach, określające zmianę niezależnych od przedsiębiorstwa warunków wykonywania danego rodzaju działalności gospodarczej, w szczególności zmianę kosztów zakupu paliw gazowych i usług związanych z zaopatrzeniem odbiorców w te paliwa, wielkości i struktury jego sprzedaży oraz obciążeń podatkowych lub projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa.

W Rozporządzeniu taryfowym jako narzędziu kontroli przychodów operatorów został wprowadzony również mechanizm poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego. W celu określenia stopnia poprawy efektywności w okresie regulacji ustalono na poszczególne lata współczynniki korekcyjne, oznaczone symbolem X , w taki sposób, aby spełniony był warunek określony wzorem:

$$K_{wn} \leq K_{wn-1} \times [1 + (RPI_n - X_n)/100\%], \quad (5.36)$$

gdzie:

K_{wn}, K_{wn-1} – uzasadnione koszty własne przedsiębiorstwa energetycznego związane z wykonywaną działalnością gospodarczą, uwzględniające zależne od przedsiębiorstwa warunki wykonywania tej działalności, wyznaczone w szczególności z zastosowaniem metod porównawczych, o których mowa w prawie energetycznym⁷³⁸, na poszczególne lata okresu regulacji; w pierwszym roku okresu regulacji koszty (K_{wn-1}) są równe kosztom z roku poprzedzającego rok wyznaczenia współczynników korekcyjnych (K_{wn}), oznaczonych symbolem X ;

X_n – współczynniki korekcyjne, określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego, ustalane jednorazowo dla poszczególnych lat okresu regulacji, w roku zatwierdzenia taryfy; współczynnik korekcyjny, w zależności od wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, uwzględnia się w cenach paliw gazowych albo w stawkach opłat za świadczenie usług związanych z zaopatrzeniem w te paliwa, zawartych w taryfach;

⁷³⁸ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997, w art. 47 ust. 2e mowa jest, że Prezes URE analizuje i weryfikuje koszty uzasadnione w zakresie ich zgodności z przepisami ustawy, na podstawie sprawozdań finansowych i planów rzeczowo-finansowych przedsiębiorstw energetycznych, biorąc pod uwagę tworzenie warunków do konkurencji i promocji efektywności wykonywanej działalności gospodarczej, a w szczególności stosując metody porównawcze oceny efektywności przedsiębiorstw energetycznych wykonujących w zbliżonych warunkach działalność gospodarczą tego samego rodzaju.

RPI – średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia, ogłoszony przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej Monitor Polski. W nawiązaniu należy wyjaśnić, iż pokrycie uzasadnionych kosztów operatora, ustalane dla każdego roku okresu regulacji, obejmuje przychody uzyskane z: cen i stawek opłat za usługę transportową, opłat za przekroczenia mocy umownej, opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy oraz opłat za bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

Rozporządzenie precyzuje jednocześnie, że w kalkulacji przychodów ze sprzedaży usług transportu gazu przez operatora oraz przychodów z opłat abonamentowych nie uwzględnia się przychodów uzyskanych z opłat za nielegalny pobór paliw gazowych i za wstrzymanie dostarczania paliw gazowych, jeżeli wstrzymanie dostarczania było spowodowane np. zwłoką odbiorcy w zapłacie za świadczone przez operatora usługi co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności⁷³⁹. W kalkulacji przychodów ze sprzedaży usług transportu gazu przez operatora oraz przychodów z opłat abonamentowych nie uwzględnia się także przychodów uzyskanych z opłat stanowiących różnicę między przychodami ze sprzedaży mocy umownych na połączeniach międzysystemowych (w tym przypadku chodzi o punkty wejścia/wyjścia do i z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego).

W ramach rozwiązań regulacyjnych praktykowanych przez polskiego regulatora w segmencie dystrybutorów gazu ziemnego dominuje podejście do kontrolowania poziomu przychodów przy wykorzystaniu hybrydowej metody regulacji pułapowej (*hybrid cap regulation*), stanowiącej połączenie metody limitu przychodów (*revenue cap*) i metody pułapu ceny z wyłączeniem mechanizmu zachęt. Z autorskich analiz wynika, że można także mówić o stosowaniu przez polskiego regulatora pewnych mechanizmów kontroli na podstawie metody pułapu ceny opartej na koszyku opłat za usługi.

W przypadku polskich OSD gazu ziemnego stawki opłat dystrybucyjnych kalkuluje się jako stawki grupowe. Stawki grupowe kalkuluje się jako stawki opłaty stałej i stawki opłaty zmiennej na podstawie kosztów uzasadnionych świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych odbiorcom zaliczanym do poszczególnych grup taryfowych. Stawki opłaty stałej dystrybucyjnej kalkuluje się na jednostkę mocy umownej lub na układ pomiarowy w odniesieniu do danej grupy taryfowej, na podstawie kosztów stałych: ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych, regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego we własnych instalacjach, zakupu usług przesyłania lub zakupu usług dystrybucji od innego przedsiębiorstwa zajmującego się dystrybucją paliw.

⁷³⁹ Tamże, art. 6b.

Dla odbiorców, którzy pobierają paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 kWh/h, stawki opłaty stałej dystrybucyjnej różnicuje się ze względu na długość okresu między dwoma kolejnymi odczytami układu pomiarowego. Stawki opłaty zmiennej dystrybucyjnej kalkuluje się na jednostkę dystrybuowanych paliw gazowych na podstawie kosztów zmiennych oraz tej części kosztów stałych, które nie zostały uwzględnione w kalkulacji stawki opłaty stałej dystrybucyjnej ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w związku z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych, regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego we własnych instalacjach, zakupu usług przesyłania lub zakupu usług dystrybucji od innego przedsiębiorstwa zajmującego się dystrybucją paliw.

Operator systemu dystrybucyjnego ma także możliwość osiągnięcia dodatkowych przychodów z opłat za czynności niezaliczanych do koszyka usług będących podstawą kalkulacji stawek opłat dystrybucyjnych. OSD wykonuje te usługi na dodatkowe zlecenie odbiorcy usługi dystrybucyjnej. Stawki tych opłat kalkuluje się na podstawie planowanych do poniesienia kosztów uzasadnionych realizacji tych usług. Do koszyka tych usług zalicza się m.in.: wstrzymanie lub wznowienie dostarczania paliw gazowych, laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości wskazań układu pomiarowego, wymianę uszkodzonego układu pomiarowego, badanie jakości dostarczanych paliw gazowych, dodatkowy odczyt niewynikający z harmonogramu odczytowego ustalonego dla danej grupy taryfowej czy instalowanie przedpłatowego układu pomiarowego. Analiza ta wskazuje, że regulator ustalił przeznaczony dla operatora dystrybucyjnego koszyk usług będący podstawą do kalkulacji stawek taryfowych dla poszczególnych grup odbiorców usługi dystrybucyjnej na podstawie uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych oraz zwrotu z zaangażowanego kapitału.

Poziom uzasadnionych kosztów działalności operacyjnej podlega weryfikacji przez regulatora w trakcie prowadzonego postępowania administracyjnego o zatwierdzenie taryfy na kolejny okres regulacyjny na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego. Wytyczne dla ustalenia wartości kosztu kapitału stanowiącego oprócz wartości regulacyjnej aktywów komponent kalkulacji zwrotu z zaangażowanego kapitału ustala regulator w osobnych rozporządzeniu⁷⁴⁰. Wartość regulacyjna aktywów będąca także podstawą wyznaczenia poziomu zwrotu z zaangażowanego kapitału podlega akceptacji przez regulatora za pośrednictwem uzgodnionego z operatorem planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego. W ramach tego planu strony uzgadniają uzasadniony i możliwy do realizacji przez operatora prognozowany plan inwestycyjny (CAPEX) – do realizacji w najbliższym okresie regulacyjnym.

Opisane rozwiązania regulacyjne potwierdzają, że stosowane w Polsce mechanizmy kontroli przychodów przedsiębiorstwa energetycznego będącego operatorem systemu gazowniczego polegają także na metodzie pułapu ceny opartego na koszyku opłat za usługi. W tym przypadku można mówić o zmodyfikowaniu sposobu kon-

⁷⁴⁰ Urząd Regulacji Energetyki, *Metodologia określania... na lata 2019–2023*.

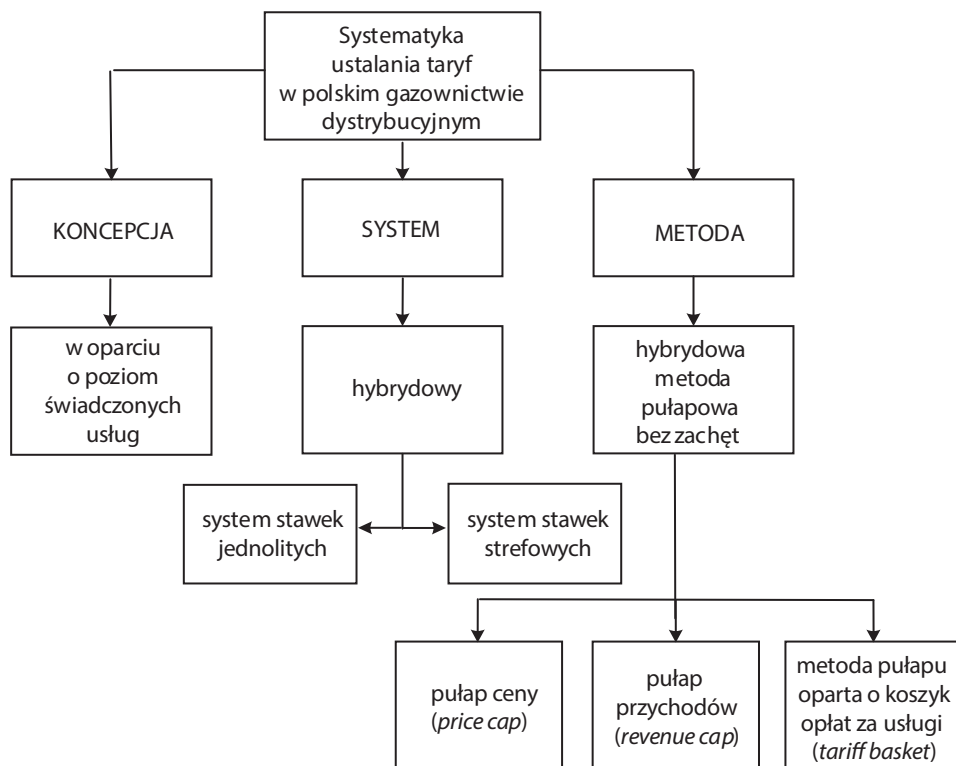
troli wzrostu opłat taryfowych w stosunku do metody pułapu „czystej” ceny maksymalnej przez wprowadzenie regulacji łącznej ceny usługi transportowej gazu na podstawie sumy opłat: stałej, zmiennej oraz opłaty za usługę abonamentową, i przez poddanie regulacji łącznego wzrostu tych trzech stawek. W związku z tym można więc potwierdzić wcześniej postawioną tezę, że w przypadku polskiego sektora dystrybucji paliwa gazowego:

1) koncepcją, na której podstawie dokonuje się wyznaczania taryf, jest koncepcja oparta na poziomie kosztu świadczonych usług (*cost of service*),

2) system kształtowania opłat taryfowych jest systemem hybrydowym, który ma cechy charakterystyczne zarówno dla systemu stawek jednolitych, jak i dla systemu stawek strefowych,

3) na poziomie metod stosuje się pułapowe podejście hybrydowe stanowiące połączenie metody limitu przychodów (*revenue cap*) i limitu ceny (*price cap*) z wyłączeniem mechanizmu zachęt oraz elementów metody pułapu ceny opartej na koszyku opłat za usługi.

Konstatacje te zostały także zaprezentowane na rys. 5.3.



Rys. 5.3. Systematyka ustalania taryf w polskim gazownictwie dystrybucyjnym

Źródło: opracowanie własne.

5.3.9. Dobre praktyki regulacyjne w segmencie dystrybucji energii elektrycznej

W niniejszym podrozdziale przedstawiono podsumowanie syntetycznej analizy dobrych praktyk regulacyjnych w segmencie dystrybucji energii elektrycznej. Analizą zostały objęte następujące państwa: Niemcy, Czechy, Holandia, Wielka Brytania. W dalszej części przedstawiono odrębną prezentację rozwiązań i mechanizmów regulacyjnych dla każdego z państw w ujednoczonym podejściu obejmującym: podstawowe dane rynkowe, długość okresu taryfowego, metodykę wyznaczania przychodu regulowanego, mechanizm stymulowania wzrostu efektywności, inne podstawowe informacje na temat taryf.

Jeżeli chodzi o kryteria wyboru, podobnie jak dla sektora gazowniczego, zostały ustalone ekspercko, a do grupy podlegającej analizie, dany kraj został włączony na podstawie takich argumentów, jak:

- wybrane kraje zaimplementowały w ramach regulacji operatorów metody pułapowe w zakresie zarówno ceny, jak i przychodów (*price cap/revenue cap regulation*),
- w ramach systemów pułapowych proponuje się operatorom rozwinięty system zachęt do optymalizacji kosztowej, podnoszenia jakości obsługi odbiorców i eksploatacji sieci oraz wdrażania innowacji,
- we wszystkich jurysdykcjach zaimplementowano długoterminowe podejście do regulacji,
- wybrane rynki usług transportowych energii elektrycznej są zróżnicowane strukturalnie, czyli występują rynki rozproszone pod względem ilości operatorów i istotnie scentralizowane,
- struktura właścicielska na analizowanych rynkach jest również zróżnicowana – począwszy od rynków monopolistycznych, poprzez rynki o cechach oligopolu, na rynkach konkurencyjnych kończąc (przy założeniu, że występują na nich zarówno istotne bariery legislacyjne, jak i kapitałowe wejścia na rynek),
- wybrane jurysdykcje cechują się niezależnością regulatora i są w praktyce wolne od koniunkturalizmu politycznego,
- wybrane do analizy jurysdykcje miały w założeniu stanowić w różnych obszarach dobre praktyki regulacyjne operatorów elektroenergetycznych, możliwe do implementacji przez polskiego regulatora rynku.

Opisana dalej analiza rozwiązań regulacyjnych na wybranych czterech jurysdykcjach ma na celu ustalenie katalogu dobrych praktyk możliwych do implementacji na polskim rynku elektroenergetycznym w celu jego dalszej liberalizacji i rozwoju, tak aby sprostać rosnącym wymaganiom odbiorców oraz transformacji energetycznej w ramach nowej polityki klimatycznej UE.

Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku energii elektrycznej w Republice Federalnej Niemiec

➤ Informacje ogólne

W tabeli 5.14 zaprezentowano najważniejsze informacje na temat rynku energii elektrycznej i operatorów systemu dystrybucyjnego w Niemczech, a w tab. 5.15 informacje na temat taryf dystrybucyjnych energii elektrycznej.

Tabela 5.14. Dane podstawowe na temat rynku energii elektrycznej w Niemczech

Kategoria	Wartość
Liczba odbiorców [mln]	49,3
Liczba firm dystrybucyjnych ogółem, w tym:	883
o liczbie odbiorców większej niż 100 tys.	103

Źródło: opracowanie własne.

➤ Metodyka wyznaczania przychodu regulowanego oraz długość okresu regulacyjnego

W Niemczech obowiązuje metoda limitu przychodów (*revenue cap*) wraz z systemem zachęt. Długość okresu taryfowego w segmencie dystrybucji energii elektrycznej wynosi 5 lat. Długoterminowy model regulacyjny w segmencie dystrybucji energii elektrycznej został wprowadzony w Niemczech w 2009 r., a pierwszy okres taryfowy obejmował lata 2009–2013.

Metoda wyznaczania przychodu regulowanego. Niemieckie podejście do wyznaczania poziomu przychodów OSD oparte jest na metodzie limitu przychodów (*revenue cap*). Poziom przychodów jest ustalany jako suma dwóch kategorii kosztów szacowanych przez regulatora na podstawie benchmarkingu kosztów przedsiębiorstw o podobnej charakterystyce. Do kategorii tych należą koszty zarządcze i koszty niezarządcze.

W ramach kosztów zarządczych wyróżnia się koszty efektywne i nieefektywne. Koszty nieefektywne to grupa kosztów, które w przypadku danego OSD są wyższe niż w porównywalnych przedsiębiorstwach operujących na rynku. Poziom kosztów wyznaczany jest indywidualnie dla każdego OSD w oparciu o benchmarking. Niemiecki regulator oczekiwał wyeliminowania kategorii kosztów nieefektywnych z metodyki obliczania przychodu regulowanego z końcem drugiego okresu taryfowego, tj. do końca 2017 r. (drugi okres regulacyjny na niemieckim rynku energii elektrycznej trwał od 2013 r. do 2017 r.). Koszty efektywne to grupa kosztów, których poziom jest również ustalany w procesie benchmarkingu w ramach branży operatorów elektroenergetycznych. Suma kosztów efektywnych stanowi bazę do optymalizacji przez zastosowanie wskaźnika redukcji kosztów *X*. Oprócz kosztów zarządczych regulator identyfikuje grupę kosztów niezarządczych, czyli takich jak koszty pracy (tj. koszty

wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych), opłaty za międzyoperatorskie usługi przesyłowe (tzw. MUP) będące w pełni alokowane w taryfie. Koszty te nie stanowią bazy do optymalizacji poprzez wskaźnik redukcji kosztów X .

Kolejnym komponentem przychodu regulacyjnego są nakłady inwestycyjne. Są one uwzględniane w przychodzie dzięki zastosowaniu współczynnika rozwoju sieci (*expansion factor*). Wartość wskaźnika jest uzależniona od dwóch zmiennych – liczby nowych przyłączy (50% wagi) oraz zasięgu terytorialnego prowadzonej działalności (50% wagi).

Niemiecki regulator stosuje następującą formułę obliczania przychodu regulowanego:

$$R_t = C_{ni,t} + [C_{iB,0} + (1 - V_t) \times C_{i,0}] \times \left(\frac{CPI_{t-2}}{CPI_0} - XF_t \right) \times EF_t + Q_t, \quad (5.37)$$

gdzie:

R_t – przychód regulowany w roku t ,

$C_{ni,t}$ – suma kosztów niezarządzalnych OSD dla roku t ,

$C_{iB,0}$ – suma kosztów zarządzalnych efektywnych OSD dla roku odniesienia,

V_t – procentowy wskaźnik redukcji nieefektywności indywidualny dla każdego OSD w roku t ,

C_i – suma kosztów zarządzalnych nieefektywnych OSD,

CPI – wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych,

XF – wskaźnik redukcji kosztów X , wyznaczony na podstawie bazowej wartości wskaźnika dla pierwszego roku n -tego okresu regulacyjnego,

EF – współczynnik rozwoju sieci (*expansion factor*),

Q – składnik jakościowy,

t – indeks przybierający wartości od 1 do 5 oznaczający rok okresu taryfowego.

Mechanizm stymulowania wzrostu efektywności. Podstawowym mechanizmem stymulowania wzrostu efektywności w segmencie energii elektrycznej jest wskaźnik redukcji kosztów X (*X-factor*) ustalany na kolejne lata taryfowe. Jest on wyznaczany w oparciu o benchmarking całkowitych wydatków (TOTEX) wszystkich OSD na terenie Niemiec z ostatnich 4 lat. Dla przykładu wskaźnik X został ustalony na następującym poziomie: 1,25% dla 2009 r., tj. pierwszego roku w przypadku pierwszego okresu taryfowego (lata 2009–2013) oraz 1,50% dla 2014 r., tj. pierwszego roku w przypadku drugiego okresu taryfowego (lata 2014–2018).

Drugim mechanizmem stymulacji jest element jakościowy stanowiący składową przychodu regulowanego, na który składają się: standardy techniczne oraz czas trwania przerwy w dostawach energii elektrycznej wyznaczony w minutach na odbiorcę (tzw. współczynniki SAIDI⁷⁴¹).

⁷⁴¹ SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) jest to wykorzystywany w elektroenergetyce wskaźnik przeciętnego (średniego) systemowego czasu trwania przerwy długiej w dostawach energii elektrycznej, wyznaczony w minutach na odbiorcę. SAIDI jest współczynnikiem niezawod-

Tabela 5.15. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych energii elektrycznej w Niemczech

Kategoria	Opis
Sposób wyznaczania taryfy	organ regulacyjny określa poziom dopuszczalnego przychodu regulowanego; dystrybutor ustala na tej podstawie wysokość stawek taryfowych
Straty sieciowe	uwzględnione w taryfie
Występowanie jednolitych taryf	brak – taryfy indywidualne dla każdego OSD
Taryfy socjalne	brak

Źródło: opracowanie własne.

Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku energii elektrycznej w Republice Czeskiej

➤ Informacje ogólne

W tabeli 5.16 zaprezentowano najważniejsze informacje na temat rynku energii elektrycznej i operatorów systemu dystrybucyjnego w Czechach, a w tab. 5.17 informacje na temat taryf dystrybucyjnych energii elektrycznej.

Tabela 5.16. Dane podstawowe na temat rynku energii elektrycznej w Czechach

Kategoria	Wartość
Przychody segmentu dystrybucji [mln EUR]	1 179
Liczba firm dystrybucyjnych ogółem, w tym:	308
o liczbie odbiorców większej niż 100 tys.	3

Źródło: opracowanie własne.

➤ Metodyka wyznaczania przychodu regulowanego oraz długość okresu regulacyjnego

Długość okresu taryfowego w segmencie dystrybucji energii elektrycznej wynosi 3 lata. Pierwszy okres taryfowy obejmował 3 lata (2002–2004). Następnie doszło do jego wydłużenia do 5 lat (2005–2009) oraz 6 lat (2010–2015). Czwarty okres taryfowy (2016–2018) został skrócony do 3 lat ze względu na dynamiczne zmiany legislacyjne na czeskim rynku energii.

ności stanowiącym sumę iloczynów czasu trwania przerwy w dostawie energii (w minutach) i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców przyłączonych do sieci. Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. z 2007 r., nr 93, poz. 623) ze zmianami z dnia 21 sierpnia 2008 r., rozdz. 10, par. 40 wskaźnik SAIDI nie obejmuje przerw krótszych niż 3 minuty i wyznaczany jest oddzielnie dla przerw planowanych i przerw nieplanowanych.

Kwota dopuszczalnych przychodów na dany rok jest wyznaczana w oparciu o metodę limitu przychodów (*revenue cap*) połączonym z systemem zachęt. Regulator określa, jaka wielkość przychodów zagwarantuje pokrycie wszystkich wydatków w nadchodzącym okresie (przy założeniu efektywności operacyjnej OSD) oraz zapewni odpowiedni zwrot na regulacyjnej wartości aktywów (*regulatory asset value*).

Kalkulacja wyznaczania przychodu regulowanego przebiega według następującego wzoru:

$$\text{przychód regulowany} = \text{OPEX} \pm \text{korekty kosztów} + \text{amortyzacja} + (\text{WACC} \times \text{RAV}). \quad (5.38)$$

Na podstawie uzyskanego limitu przychodów oraz prognozy wolumenu sprzedaży regulator podejmuje decyzje dotyczące wysokości stawek opłat taryfowych.

Mechanizm wyznaczania dopuszczalnego poziomu kosztów operacyjnych.

Poziom przykładowych, dopuszczalnych kosztów operacyjnych wyznaczany jest na podstawie formuły:

$$K_t = K_0 \times (1 - X)^t \times \Pi \frac{l_t}{100}, \quad (5.39)$$

gdzie:

K_0, K_t – koszty w roku t oraz 0 (średnia arytmetyczna kosztów uzasadnionych prowadzenia działalności z lat 2012 i 2013 wykazanych w sprawozdaniach z lat 2013 i 2014, otrzymana średnia podana jest w cenach z 2015 r.),

X – wartość współczynnika redukcji kosztów w danym roku regulacyjnym,

l – współczynnik inflacji.

Baza kosztowa roku bazowego okresu wieloletniego jest w kolejnych latach indeksowana zgodnie z założeniami wieloletniego modelu regulacyjnego o współczynnik inflacji oraz o współczynnik X , określający oczekiwaną poprawę efektywności działalności operatorów. Dla przykładu regulator na podstawie danych historycznych ustalił stawkę zagregowaną na lata 2016–2018 w wysokości 3% – jednolitą dla wszystkich OSD. Roczna wartość współczynnika redukcji kosztów X wyznaczana jest w następujący sposób:

$$X = 1 - \sqrt[3]{0,97} = 1,010\%. \quad (5.40)$$

Z kolei współczynnik inflacji przyjmowany jest w wysokości średniej ważonej indeksu wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych CPI oraz indeksu wzrostu cen usług biznesowych IPS w proporcji 30%/70% według poniższego równania:

$$l = 0,7 \times \text{IPS} + 0,3 \times (\text{CPI} + 1). \quad (5.41)$$

Mechanizm korekty kosztów i wyznaczania dopuszczalnego poziomu amortyzacji. Zgodnie z założeniami wieloletniego modelu regulacyjnego wysokość kosztów taryfowych wyznaczana jest na podstawie formuły uwzględniającej współczynnik poprawy efektywności i współczynnik inflacji. W przypadku jednak zaistnienia

nieprzewidzianych okoliczności, np. zmiany sytuacji rynkowej, wprowadzenia nowych technologii lub sprzedaży znacznej części majątku, regulator ma prawo skorygować wysokość przychodu regulowanego danego OSD. Wysokość korekty ustalana jest arbitralnie przez regulatora zgodnie z opublikowaną metodyką. Natomiast wysokość amortyzacji stosowana do określenia wysokości przychodu regulowanego ustalana jest na podstawie wartości księgowej.

Mechanizm stymulowania wzrostu efektywności. Podstawowym mechanizmem stymulowania wzrostu efektywności stosowanym przez czeskiego regulatora jest wskaźnik redukcji kosztów X'' (*X-factor*) ustalany na kolejne lata taryfowe.

Tabela 5.17. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych energii elektrycznej w Czechach

Kategoria	Opis
Sposób wyznaczania taryfy	regulator określa poziom dopuszczalnego przychodu oraz zatwierdza taryfy
Straty sieciowe	uwzględnione w taryfie
Występowanie jednolitych taryf	brak – taryfy indywidualne dla każdego OSD
Taryfy socjalne	brak

Źródło: opracowanie własne.

Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku energii elektrycznej w Królestwie Niderlandów

➤ Informacje ogólne

W tabeli 5.18 zaprezentowano najważniejsze informacje na temat rynku energii elektrycznej i operatorów systemu dystrybucyjnego w Holandii, a w tab. 5.19 informacje na temat taryf dystrybucyjnych energii elektrycznej.

Tabela 5.18. Dane podstawowe na temat rynku energii elektrycznej w Holandii

Kategoria	Wartość
Liczba odbiorców [mln]	8
Przychody segmentu dystrybucji [mln EUR]	3 200
Liczba firm dystrybucyjnych ogółem, w tym:	8
o liczbie odbiorców większej niż 100 tys.	5

Źródło: opracowanie własne.

➤ Metodyka wyznaczania przychodu regulowanego oraz długość okresu regulacyjnego

Długość okresu taryfowego w segmencie dystrybucji energii elektrycznej w Holandii wynosi 5 lat. Ostatni okres taryfowy obejmował lata 2017–2021.

W Holandii obowiązuje wyznaczanie przychodu regulowanego OSD w oparciu o metodę limitu przychodów połączoną z systemem zachęt. Regulator określa koszty OSD gwarantujące pokrycie wszystkich wydatków (przy założeniu efektywności operacyjnej OSD) oraz zapewnia odpowiedni zwrot na regulacyjnej wartości aktywów (*Regulatory Asset Base* – RAB). Przychód regulowany wyznaczany jest zgodnie z formułą:

$$\text{przychód regulowany} = \text{OPEX} + \text{amortyzacja} + (\text{WACC} \times \text{RAV}). \quad (5.42)$$

W celu określenia dopuszczalnych przychodów dla danego roku okresu regulacyjnego wykorzystywany jest model oparty na zachętach, w którym koryguje się przychód z roku poprzedniego o inflację (CPI), współczynniki efektywności (X) oraz jakości (Q):

$$\text{przychód w roku } n = [1 + (\text{CPI} - X + Q/100)] \times \text{przychód w roku } n - 1, \quad (5.43)$$

gdzie:

CPI – wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych wyznaczany i podawany do wiadomości przez holenderski urząd statystyczny (CBS).

X – współczynnik efektywności,

Q – współczynnik określający parametry jakościowe.

Mechanizm wyznaczania dopuszczalnego poziomu kosztów operacyjnych.

Zgodnie z przyjętą przez regulatora metodyką koszty OSD składają się z dwóch kategorii – kosztów operacyjnych oraz kosztów kapitału (uwzględniających „rozsądny” zwrot na zaangażowanym majątku). Koszty operatora wyznaczane są według następującej formuły:

$$TK_{i,t}^W = OK_{i,t} + KK_{i,t}^W + EAV_{i,t} - (BLM_t - DD_t), \quad (5.44)$$

gdzie:

$OK_{i,t}$ – koszty operacyjne OSD_{*i*} w roku t , $OK_{i,t} = OO_{i,t}^{\text{brutto}} - OO_{i,t}^{\text{z operationeel}}$,

gdzie:

$OO_{i,t}^{\text{brutto}}$ – koszty operacyjne brutto OSD_{*i*} w roku t ,

$OO_{i,t}^{\text{z operationeel}}$ – korekty kosztów operacyjnych OSD_{*i*} w roku t ,

$KK_{i,t}^W$ – koszty kapitału OSD_{*i*} w roku t , $KK_{i,t}^W = VK_{i,t}^W + AK_{i,t} - OO_{i,t}^{\text{kap}} - OD_{i,t}$

gdzie:

$VK_{i,t}^W$ – zwrot z zaangażowanego kapitału przy uwzględnieniu poziomu WACC dla OSD_{*i*} w roku t ,

$AK_{i,t}$ – amortyzacja operatora sieci OSD_{*i*} w roku t ,

$OO_{i,t}^{\text{kap}}$ – pozostałe korekty wynagrodzenia zaangażowanego kapitału,

$OD_{i,t}$ – wartość sprzedanych aktywów OSD_{*i*} w roku t ,

$EAV_{i,t}$ – przychody z tytułu przyłączenia klientów do sieci OSD_{*i*} w roku t ,

BLM_t – oczekiwane oszczędności związane ze zmianą modelu rynku,

DD_t – straty z tytułu nieściągalnych należności.

Mechanizm stymulowania wzrostu efektywności. Podstawowym narzędziem stymulowania wzrostu efektywności przez holenderskiego regulatora jest metoda *yardstick competition* stosowana od 2004 r.

Punktem odniesienia efektywności operacyjnej jest średnia wszystkich operatorów. Regulator wyznacza cele dla każdego OSD i każdego roku okresu regulacyjnego. OSD odznaczający się większą efektywnością od średniej dla wszystkich operatorów jest nagradzany, a równocześnie OSD o efektywności poniżej średniej jest karany.

Dodatkowo, w ramach mechanizmów stymulujących wzrost efektywności w segmencie dystrybucji, wyróżniono wskaźnik Q odnoszący się do jakości usług świadczonych przez operatora. W przypadku sieci elektroenergetycznych jakość jest wyrażana przez liczbę i czas przerw w dostawach spowodowanych awariami sieci. Wskaźnik Q wyznaczany jest w drodze benchmarkingu i określany jako średnia ważona parametrów dla odbiorców detalicznych oraz średniej wielkości przedsiębiorstw podłączonych do sieci dystrybucyjnych wszystkich operatorów.

Jeśli OSD charakteryzuje się wskaźnikiem Q lepszym od średniej, jest dodatkowo wynagradzany, jeśli odznacza się gorszym wynikiem – ponosi dodatkowe koszty.

Tabela 5.19. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych energii elektrycznej w Holandii

Kategoria	Opis
Sposób wyznaczania taryfy	regulator określa wysokość stawek taryfowych na dany rok w oparciu o propozycje przedstawione przez OSD
Straty sieciowe	uwzględnione w taryfie
Taryfy jednolite	występują z wyłączeniem dużych odbiorców przemysłowych
Taryfy socjalne	brak

Źródło: opracowanie własne.

Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii

➤ Informacje ogólne

W tabeli 5.20 zaprezentowano najważniejsze informacje na temat rynku energii elektrycznej i operatorów systemu dystrybucyjnego w Wielkiej Brytanii.

Tabela 5.20. Dane podstawowe na temat rynku energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii

Kategoria	Wartość
Liczba odbiorców [mln]	30
Przychody segmentu dystrybucji [mln EUR]	7 250
Liczba firm dystrybucyjnych ogółem, w tym:	14
o liczbie odbiorców większej niż 100 tys.	8

Źródło: opracowanie własne.

➤ **Metodyka wyznaczania przychodu regulowanego oraz długość okresu regulacyjnego**

W Wielkiej Brytanii długość okresu taryfowego w segmencie dystrybucji energii elektrycznej wynosi 8 lat. Ostatni obowiązujący okres taryfowy obejmował lata 2013–2021.

Przychód regulowany ustalany jest w oparciu o metodę limitu przychodów połączonego z systemem zachęt dla OSD (*RiIO Model: Revenues = Incentives + Innovation + Outputs*) na podstawie formuły:

$$\text{przychód reg.} = \text{koszty dozwolone} + \text{amortyzacja} + (\text{WACC} \times \text{RAV}) + \text{zachęty} + \text{innowacje} \quad (5.45)$$

Regulator określa, jaka wielkość przychodów zagwarantuje pokrycie wszystkich wydatków w nadchodzącym okresie (przy założeniu efektywności operacyjnej OSD) oraz zapewni odpowiedni zwrot na regulacyjnej wartości aktywów (*Regulatory Asset Value*).

Mechanizm wyznaczania dopuszczalnego poziomu kosztów operacyjnych i amortyzacji. Zgodnie z podejściem przedstawionym przez regulatora w dokumencie RIIO-ED1, miernikiem kosztów OSD są łączne kontrolowalne wydatki (*Total Controllable Expenditure – TOTEX*). Są one zdefiniowane jako wszystkie wydatki związane z regulowaną działalnością OSD i obejmują koszty operacyjne (OPEX), wydatki kapitałowe (CAPEX) i odtworzeniowe (REPEX). Regulator wyznacza dopuszczalną wielkość TOTEX dla każdego OSD w oparciu o analizę benchmarkingową przeprowadzoną z wykorzystaniem różnych rodzajów modeli ekonometrycznych oraz analizy technicznej i jakościowej. Pod uwagę brane są również różnorodne elementy specyficzne dla danej firmy, np. średni poziom płac na jej obszarze działania. OSD zgłaszają do operatora wielkość swoich planowanych kosztów, regulator następnie porównuje je z wyznaczonym przez siebie benchmarkiem i w razie potrzeby dokonuje ich korekty.

Wydatki na odtworzenie aktywów (REPEX) są jedną z części składowych łącznych wydatków (TOTEX) i, co za tym idzie, wpływają na wyznaczaną przez regulatora wielkość dopuszczalnych kosztów danego OSD.

Okres amortyzacji składników majątku, które weszły w skład RAV po 2002 r., wynosi 45 lat, a pochodzących sprzed 2002 r. – 56 lat. W stosunku do składników majątku wchodzących w skład RAV stosowana jest degresywna metoda amortyzacji (stawki odpisów amortyzacyjnych są malejące w czasie), co ma odzwierciedlać niepewność co do wykorzystania aktywów w przyszłości. Wydatki odtworzeniowe (REPEX) w 100% są kapitalizowane, co ma zapewnić sprawiedliwy podział kosztów między obecnych i przyszłych konsumentów.

Wartość regulacyjna aktywów i mechanizm wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału. Koszt kapitału własnego został określony przez regulatora w oparciu o analizę porównawczą ryzyka w stosunku do innych sieci energetycznych, np. sieci przesyłowej gazu na poziomie 6,7% (wartość stała dla całego okresu regula-

cyjnego). Z kolei koszt kapitału obcego wyznaczany jest na podstawie 10-letniej średniej kroczącej z indeksu obligacji iBoxx.

Na potrzeby obliczenia WACC regulator przyjął założenie o stałym udziale długu w łącznym kapitale na poziomie 65%, co ma stanowić motywację do wykorzystania optymalnej struktury finansowania. Średni ważony koszt kapitału (WACC) jest wyznaczany na podstawie wzoru:

$$\text{WACC} = R_E \times \frac{E}{D+E} + R_D \times \frac{D}{D+E}. \quad (5.46)$$

Wartość regulacyjna aktywów (*Regulatory Asset Value*) jest zdefiniowana jako wartość przypisana przez regulatora do kapitału zaangażowanego przez OSD w działalność dystrybucyjną. Obliczana jest jako suma oszacowanych początkowych rynkowych wartości regulacyjnych aktywów i ich wszystkich dozwolonych zwiększeń, wycenionych według kosztu historycznego, pomniejszona o wielkość amortyzacji obliczoną zgodnie z obowiązującymi metodami regulacyjnymi. Wyznaczona wartość jest indeksowana do wskaźnika cen detalicznych w celu uwzględnienia wpływu inflacji.

Mechanizm stymulowania wzrostu efektywności. Dokument RIIO-GD1⁷⁴² przewiduje mechanizmy promujące efektywność OSD w 6 podstawowych obszarach: ochrony środowiska, obsługi klienta, obowiązków społecznych, warunków przyłączenia do sieci, bezpieczeństwa i niezawodności. Dokument ten określa również mechanizmy promujące podejmowanie działań innowacyjnych oraz redukcję kosztów operacyjnych przez OSD.

W przypadku dystrybutorów operujących w segmencie dystrybucji energii elektrycznej, przychód regulowany jest korygowany o komponent jakości usług, który zostaje wyznaczony w oparciu o: liczby przerw w dostawach, czas przerw w dostawach, zadowolenie klientów z usług, czas oraz jakość obsługi telefonicznej klienta, czas przywrócenia dostaw w trudnych warunkach pogodowych, czas przywrócenia dostaw w normalnych warunkach pogodowych.

Przykładem mechanizmu promującego efektywność operatora w obszarze obsługi klienta jest mechanizm motywujący do zwiększonej wydajności w rozwiązywaniu skarg klientów. Ocena w ramach mechanizmu jest przeprowadzana przez regulatora w oparciu o liczbę skarg klientów i czas ich rozwiązania. Wytyczne w tej kwestii są ustalane przez regulatora w odniesieniu do każdego z dystrybutorów i nie są podawane do wiadomości publicznej. Cele wyznaczane są jako średnia ważona czterech czynników: udział nierozwiązanych skarg zalegających powyżej 1 dnia (waga 10%), udział nierozwiązanych skarg powyżej 31 dni (30%), udział skarg powtarzalnych (50%), liczba skarg rozwiązywanych na niekorzyść operatora (10%).

Na OSD, którzy nie zrealizują wyznaczonych przez regulatora celów nakładane są kary w wysokości do 0,5% przychodu regulowanego.

⁷⁴² RIIO-GD1: *final proposals – overview*, 2012, <https://www.ofgem.gov.uk/publications/riio-gd1-final-proposals-overview> (16.12.2021).

Mechanizmy promujące innowacyjność. Wśród mechanizmów promujących innowacyjność stosowanych przez brytyjskiego regulatora można wyróżnić następujące inicjatywy.

Network Innovation Allowance (NIA) – mechanizm zwiększenia wysokości regulowanego przychodu OSD o kwotę przeznaczoną na finansowanie projektów innowacyjnych o małej skali. Wartość NIA wynosi między 0,5 a 1% wysokości przychodu regulowanego danego OSD. Projekty innowacyjne są zgłaszane przez OSD do regulatora. Projekty te nie muszą być związane tylko z ochroną środowiska.

Network Innovation Competition (NIC) – coroczny konkurs organizowany przez regulatora, którego celem jest wybór dużego, kompleksowego projektu w dziedzinie ochrony środowiska, któremu przyznane zostanie finansowanie. W ramach trwającej corocznie od kwietnia do listopada procedury wybierany jest jeden projekt dotyczący gazu i jeden dotyczący energii elektrycznej. Mechanizm finansowania projektu zakłada, że jego koszty zostaną przerzucone na wszystkich brytyjskich konsumentów, a środki trafiają do OSD, który wygrał konkurs.

Innovation Roll-out Mechanism (IRM) – mechanizm dostosowania przychodów, który pozwala OSD wnioskować o dodatkowe finansowanie przeznaczone na wdrożenie inicjatyw proekologicznych, np. w zakresie ograniczenia emisji dwutlenku węgla. Mechanizm ma zastosowanie do projektów, których wdrożenie bez jego wsparcia byłoby nieopłacalne z biznesowego punktu widzenia, ale których efektywność ekologiczna jest potwierdzona.

Tabela 5.21. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii

Kategoria	Opis
Sposób wyznaczania przychodu regulowanego	wyznaczany dla każdego OSD przez regulatora
Straty sieciowe	uwzględniane w przychodzie do pewnego ustalonego przez regulatora poziomu (<i>volume cap</i>)
Występowanie taryf socjalnych	brak

Źródło: opracowanie własne.

Analiza rozwiązań regulacyjnych na rynku energii elektrycznej w Rzeczypospolitej Polskiej

➤ Informacje ogólne

W tabeli zaprezentowano najważniejsze informacje na temat rynku energii elektrycznej i operatorów systemu dystrybucyjnego w Polsce:

Tabela 5.22. Dane podstawowe na temat rynku energii elektrycznej w Polsce

Kategoria	Wartość
Liczba odbiorców [mln]	30
Przychody segmentu dystrybucji [mln EUR]	7 250
Liczba firm dystrybucyjnych ogółem, w tym:	14
o liczbie odbiorców większej niż 100 tys.	8

Źródło: opracowanie własne.

➤ **Metodyka wyznaczania przychodu regulowanego oraz długość okresu regulacyjnego**

W ramach metodyki regulacji taryf 5 największych OSD elektrycznych stosuje się zgodnie z wytycznymi regulatora wieloletnie okresy regulacyjne. Od 2012 r. stosowany był 4-letni okres regulacji, a w latach 2016–2020 5-letni okres regulacji.

W okresie regulacji URE ustala poziom przychodów metodą limitu przychodów, stanowiącą w segmencie elektroenergetycznym jednolite podejście w zakresie zasad ustalania kosztów uzasadnionych oraz uzasadnionego zwrotu z kapitału. Podejście to wypracowywane jest we współpracy z 5 największymi OSD na rynku energii elektrycznej, tj. OSD należącymi do grup kapitałowych PGE, Tauron, Energa, Enea i Innogy (dawniej RWE). Strategia regulacji i szczegółowy opis modelu opublikowane zostały przez regulatora w strategii regulacji OSD na lata 2016–2020⁷⁴³.

Na planowany przychód regulowany OSD składają się w szczególności następujące elementy równoważące: koszty operacyjne, koszty różnicy bilansowej, amortyzacja, podatki, kwota zwrotu z kapitału, tranzyty energii i koszty zakupu usług przesyłowych od OSP. W zakresie amortyzacji, podatków, tranzytów energii i sposobu uwzględniania kosztów zakupu usług przesyłowych regulator nie przewidział zasadniczych zmian w relacji do regulacji z poprzedniego okresu regulacyjnego.

Mechanizm wyznaczania dopuszczalnego poziomu kosztów operacyjnych i amortyzacji. W zakresie sposobu ustalania kosztów operacyjnych w polskiej elektroenergetyce wykorzystuje się empiryczne narzędzie ekonometryczne – bayesowski graniczny model kosztu zmiennego. Bayesowskie stochastyczne modele graniczne wprowadzili do ekonometrii van den Broeck, Koop, Osiewalski i Steel⁷⁴⁴. Model ten posłużył ocenie efektywności kosztowej 5 OSD działających w Polsce. Zastosowanie tej metody stanowi zaawansowany metodycznie sposób ekonometrycznej oceny efektywności kosztowej⁷⁴⁵.

⁷⁴³ Urząd Regulacji Energetyki, *Strategia regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020*, <https://www.ure.gov.pl/download/9/9495/STRATEGIAREGULACJIOSDostateczna.pdf> (1.12.2020).

⁷⁴⁴ J. van den Broeck, G. Koop, J. Osiewalski, M. Steel, *Stochastic frontier models: A Bayesian perspective*, „Journal of Econometrics” 1994, vol. 61, no. 2, s. 273–303.

⁷⁴⁵ Model został opracowany przez J. Osiewalskiego i K. Makiełę, na zlecenie Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPIREE) w uzgodnieniu z URE i stanowi alternatywę wobec tradycyjnych, uproszczonych metod oceny efektywności kosztowej stosowanych uprzednio

„W świetle zgromadzonych danych i uzyskanych wyników autorzy modelu uznali, że na gruncie formalno-statystycznym nie można rozróżnić poziomów efektywności kosztowej poszczególnych OSD. Należy zauważyć, że nie ma żadnego zewnętrznego wzorca, funkcja kosztu szacowana jest wyłącznie na podstawie danych z 5 spółek, a współczynniki efektywności określane są relatywnie do tej funkcji kosztu”⁷⁴⁶.

W ramach przygotowania wytycznych przeprowadzono benchmarking pomiędzy 5 operatorami, ale nie zidentyfikowano istotnych różnic we wskaźnikach efektywności kosztowej. Dlatego regulator zdecydował się zastosować w modelu jednolity dla wszystkich OSD wskaźnik poprawy efektywności kosztowej. Wskaźnik ten wynosił 10% w okresie 5 lat, tj. 2016–2020.

Do wyznaczenia kosztów bazowych na okres 2016–2020 została przyjęta średnia arytmetyczna z lat 2008–2014. Koszty z okresu 2008–2014 do wyliczenia tej średniej zostały pomniejszone o wskaźnik efektywności kosztowej wynoszący 10%, a następnie wyrażone w cenach stałych z 2015 r., tj. zindeksowane wskaźnikami inflacji.

Z puli kosztów uwzględnionych do wyliczenia średniej wykluczono rezerwy aktuarialne, poniesione przez operatora koszty jednorazowe, np. koszty programu dobrowolnych odejść pracowników, amortyzację, podatki i opłaty, koszty różnicy bilansowej, opłat koncesyjnych oraz zakupu usług przesyłowych. Średnia z tak ustalonych kosztów OPEX stanowiła koszty bazowe w cenach stałych z 2015 r. W kalkulacji kosztów uzasadnionych uwzględnia się wskaźnik wzrostu skali działalności Y , który w okresie 5 lat wynosił 2,5%. Koszty modelowe na 2020 r. to koszty bazowe powiększone o 2,5%.

Aby uniknąć istotnych wahań stawek opłat dystrybucyjnych pomiędzy 2015 a 2016 r. ze względu na zmianę modelu regulacji, wysokość OPEX w okresie 2016–2020 uzależniono od wysokości OPEX przyjętego do taryfy 2015 r. Koszty do taryfy na 2016 r. kalkulowano według wzoru:

$$K_{\text{taryfa2016}} = K_{\text{taryfa2015}} \times \left[1 + \left(\sqrt[5]{\frac{K_{\text{modelowe2020}}}{K_{\text{taryfa2015}}} - 1} \right) \right] \times (1 + \text{RPI}_{\text{plan 2016}}). \quad (5.47)$$

Koszty uzasadnione na kolejne lata okresu regulacji uzależnione są od wysokości kosztów przyjętych jako uzasadnione do kalkulacji taryfy w roku poprzednim, inflacji RPI i współczynnika korekcyjnego X_n ustalonego zgodnie ze wzorem:

$$X_n = - \left(\sqrt[5]{\frac{K_{\text{modelowe2020}}}{K_{\text{taryfa2015}}} - 1} \right). \quad (5.48)$$

przez URE. Opisuje zależność kosztu operacyjnego (ponoszonego przez spółkę dystrybucyjną) od dużej liczby czynników o charakterze techniczno-ekonomicznym, które powinny determinować jego poziom, oraz od sposobu zarządzania, reprezentowanego przez zmienną nieobserwowalną (ukrytą) określającą efektywność.

⁷⁴⁶ Urząd Regulacji Energetyki, *Strategia regulacji...*, s. 4.

Współczynnik X_n został określony w decyzji Prezesa URE indywidualnie dla każdego OSD na początku 2016 r. Do ustalenia planowanej RPI na 2019 r. została przyjęta wartość wykonana za 2017 r. w oparciu o dane GUS (2%)⁷⁴⁷.

Mechanizm wyznaczania dopuszczalnego poziomu różnicy bilansowej, amortyzacji i podatków. Przeprowadzony przez URE benchmarking pomiędzy operatorami wykazał pewne, choć niewielkie, różnice pomiędzy sprawnością OSD w zakresie kosztów różnicy bilansowej. Dlatego URE oprócz ogólnego wskaźnika wzrostu efektywności kosztów różnicy bilansowej stosuje też wskaźniki indywidualne dla OSD o niższej efektywności. Wskaźnik ogólny dla wysokich napięć wynosi 1%, a dla średnich i niskich napięć wynosi 5% w okresie regulacji⁷⁴⁸.

W okresie regulacyjnym planowana amortyzacja na rok taryfowy t ustalana jest na bazie rzeczywistego wykonania za ostatnie dwa półrocza (np. II półrocze roku $t - 2$ i I półrocze roku $t - 1$). Wartość tę powiększa się o 4% ze średniej arytmetycznej nakładów inwestycyjnych uzgodnionych z regulatorem na rok taryfowy t oraz rok $t - 1$.

Poziom podatków przyjmuje się zgodnie z przyjętym planem działalności gospodarczej danego OSD. Każdy z operatorów musi przygotować szczegółowe uzasadnienie aplikowanego do taryfy poziomu. Wytyczne dotyczące ustalenia podatków od budowli elektroenergetycznych, budynków stacyjnych oraz od gruntów pod stacjami i urządzeniami sieciowymi kalkuluje się zgodnie z zasadami określonymi w dedykowanym dokumencie regulatora⁷⁴⁹.

Wartość regulacyjna aktywów i mechanizm wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału. W okresie regulacyjnym 2016–2020 zwrot z zaangażowanego kapitału obliczany był zgodnie z dotychczasowymi wytycznymi według formuły:

$$Z_t = WRA_t \times WACC_t \quad (5.49)$$

gdzie:

Z_t – zwrot z zaangażowanego kapitału w taryfie na rok t ,

WRA_t – wartość regulacyjna aktywów dla roku t (w tym dla inwestycji AML uzgodnionych z Prezesem URE do 31 marca 2015 r.),

$WACC_t$ – średnioważony koszt kapitału ustalony na rok t (podwyższony dla inwestycji AML uzgodnionych z Prezesem URE do 31 marca 2015 r. o 7%).

⁷⁴⁷ Sposób podejścia do kosztów OPEX opisano w dokumencie: Urząd Regulacji Energetyki, *Koszty operacyjne dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020*, Warszawa 2015, <https://www.ure.gov.pl/download/9/9492/OPEX2016-2020OSD.pdf> (13.12.2021).

⁷⁴⁸ Podejście do różnicy bilansowej opisano w dokumencie: Urząd Regulacji Energetyki, *Różnica bilansowa dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020*, Warszawa 2015, <https://www.ure.gov.pl/download/9/9493/RB2016-2020OSD.pdf> (13.12.2021), a szczegółowy opis na 2019 r. został zawarty w pkt 2.1.5 dokumentu: Urząd Regulacji Energetyki, *Taryfy OSD na rok 2019*, Warszawa 2019, <https://www.ure.gov.pl/download/9/9926/TaryfyOSDnrok2019.pdf> (1.03.2020).

⁷⁴⁹ Szczegółowe zasady w tym zakresie zostały przedstawione w pkt. 2.1.2 i 2.1.3 dokumentu: Urząd Regulacji Energetyki, *Taryfy OSD...*

WRA będącą podstawą do ustalenia zwrotu z kapitału określa się na początek okresu taryfowego. Metoda ustalenia tej wartości dla OSD elektroenergetycznych jest skomplikowana (inna dla majątku wybudowanego przed 2008 r., a inna dla majątku wybudowanego po 2008 r.) i zaprezentowana została w dedykowanym przez regulatora dokumencie⁷⁵⁰.

W taryfach na 2019 r. przyjęto WACC na poziomie 6,015%. Średnioważony koszt kapitału dla inwestycji w inteligentne opomiarowanie (w zakresie uzgodnionym z URE) podwyższony został o 7%. Zwrot ten dotyczył jednak tylko inwestycji uzgodnionych z Prezesem URE do końca marca 2015 r. Prezes URE wycofał się z kolejnych uzgodnień nakładów na inteligentne liczniki ze względu na niejednoznaczną politykę rządu w tej sprawie – jednak respektując uzgodnienia z 2015 r. i lat wcześniejszych.

Zwrot z kapitału kalkuluje się w obecnym okresie regulacyjnym z uwzględnieniem wskaźników odzwierciedlających tzw. regulację jakościową – obniżenie lub podwyższenie zwrotu z kapitału ze względu na dotrzymanie standardów jakościowych i innowacyjności działania OSD. Wprowadzona w 2016 r. zmiana jakościowa w metodyce regulacyjnej wpłynęła na zmianę samej formuły ustalenia zwrotu z kapitału. Dotychczasowa formuła (5.49) została uzupełniona o współczynnik Q – zawierający się w przedziale 0,85–1,0 oraz o wskaźnik WR (tzw. wskaźnik regulacyjny) ustalany ekspercko i indywidualnie dla każdego OSD przez regulatora – zawierający się w przedziale 0,9–1,1 i uwzględniający ocenę innowacyjności działań podejmowanych przez poszczególnych OSD. Wynika z tego, że za innowacyjność możliwe jest zarówno obniżenie, jak i podwyższenie zwrotu z kapitału do 1,1. W tym zakresie uwzględnia się innowacyjne rozwiązania, które mają na celu optymalizację realizowanych inwestycji oraz obniżenie strat sieciowych. W konsekwencji wzór dla wyliczenia kwoty zwrotu z kapitału na dany rok kształtował się następująco:

$$Z_t = WRA_t \times WACC_t \times Q_t \times WR_t \quad (5.50)$$

gdzie:

Z_t – zwrot z zaangażowanego kapitału w taryfie na rok t ,

WRA_t – wartość regulacyjna aktywów dla roku t (w tym dla inwestycji AMI uzgodnionych z Prezesem URE do 31 marca 2015 r.),

$WACC_t$ – średnioważony koszt kapitału ustalony na rok t (podwyższony dla inwestycji AMI uzgodnionych z Prezesem URE do 31 marca 2015 r. o 7%),

Q_t – współczynnik realizacji regulacji jakościowej,

WR_t – wskaźnik regulacyjny.

W ramach wskaźników jakości dla dystrybucji elektroenergetycznej uwzględnia się czas i częstotliwość przerw w dostawach prądu, czas realizacji przyłączenia do sieci

⁷⁵⁰ WACC dla OSD elektrycznych kalkuluje się w oparciu o wytyczne URE na lata 2016–2020, Urząd Regulacji Energetyki, *Metodologia określania wskaźnika zwrotu kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2016–2020*, Warszawa 2015, <https://www.ure.gov.pl/download/9/9497/WACC2016-2020OSDostateczna.pdf> (1.03.2020).

i czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych. Ten ostatni wskaźnik miał zostać wprowadzony do regulacji jakościowej po wprowadzeniu przez wszystkich OSD jednolitego systemu wymiany informacji pomiędzy użytkownikami systemu. Dla każdego z tych wskaźników ustalane są cele roczne i cel końcowy na 2025 r. Za nieuzyskanie celu rocznego w roku $t - 2$ poniżej tolerancji przewidziana jest kara w kalkulacji taryfy na rok t w postaci zmniejszenia zwrotu z kapitału. Ustalono liniową wartość i limit kary za niewypełnienie każdego wskaźnika.

Za osiągnięcie celu końcowego na 2025 r. przewidziana jest premia, która zostanie uwzględniona w kalkulacji taryfy na 2027 r. Premia ta będzie kształtować się w przedziale od 3 do 5% zwrotu z kapitału na 2027 r.⁷⁵¹

Mechanizmy promujące jakość i innowacyjność. Prace nad regulacją jakościową trwały pod kierunkiem regulatora od połowy 2013 r. W 2014 r. 5 największych OSD zostało zobowiązanych przez Prezesa URE do zainstalowania bilansujących liczników w stacjach transformatorowych Sn/nN w takiej ilości, aby na koniec 2015 r. obsługiwały one reprezentatywną grupę odbiorców, czyli tak aby na początku okresu regulacji objąć tym opomiarowaniem 51% odbiorców w kraju, a następnie sukcesywnie na koniec 2018 r. co najmniej 80% populacji. W dalszej perspektywie oznacza to, że będzie możliwe na tej podstawie zmierzenie m.in. czasu trwania przerw w dostawach po stronie niskiego napięcia i w konsekwencji podjęcie stosownych działań przez OSD, celem dalszego podniesienia jakości usług dystrybucji energii elektrycznej świadczonych odbiorcom.

Liczniki bilansujące stanowią zdaniem regulatora jeden z podstawowych elementów procesu budowania inteligentnych sieci elektroenergetycznych. Ustalono, że główny nacisk zostanie położony na poprawę jakości usług dystrybucji energii elektrycznej świadczonych odbiorcom, a wskaźnikami mającymi bezpośredni wpływ na przychód OSD będą wskaźniki przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (SAIDI, SAIFI), odpowiednio dostosowane do potrzeb regulacji jakościowej oraz wskaźnik odzwierciedlający czas realizacji przyłączenia odbiorców IV i V grupy przyłączeniowej.

Ponadto od 2018 r. zaplanowano uzupełnienie modelu o wskaźnik czasu przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych odczytywany z systemu wymiany danych w standardzie eBIX (zwanego także CSWI)⁷⁵².

⁷⁵¹ Szczegółowy opis dotyczący wskaźników jakościowych zawarto w dokumencie: Urząd Regulacji Energetyki, *Regulacja jakościowa w latach 2018–2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych*, Warszawa 2018, <https://www.ure.gov.pl/download/9/9923/REGULACJAJAKOSCIOWA.pdf> (12.12.2021).

⁷⁵² Centralny System Wymiany Informacji (CSWI) jest systemem wymiany danych oraz informacji na detalicznym rynku energii elektrycznej między operatorami systemów dystrybucyjnych oraz sprzedawcami i podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie. CSWI oparty jest na międzynarodowym standardzie eBIX (standard opracowany w ramach organizacji „Forum eBIX”). CSWI umożliwia wymianę informacji i danych w sposób automatyczny, na podstawie zestandaryzowanych komunikatów elektronicznych. CSWI jest systemem wymiany danych i informacji w zakresie realizacji m.in. następujących procesów: zmiany sprzedawcy, udostępniania danych pomiarowych i rozliczeniowych, wstrzymania dostarczania energii.

Wprowadzone zmiany w regulacji OSD powinny zdaniem regulatora zapewniać zwiększenie jakości usług dystrybucji energii elektrycznej świadczonych odbiorcom, przy zachowaniu uzasadnionego poziomu cen usług przez nie świadczonych, poprzez realizację następujących celów: poprawę jakości usług dystrybucji energii elektrycznej świadczonych odbiorcom i niezawodności dostarczania energii elektrycznej; poprawę oraz ochronę jakości obsługi odbiorców/wytwórców; wprowadzanie innowacyjnych rozwiązań mających na celu optymalizację realizowanych inwestycji, tj. minimalizację kosztów przy zadanym poziomie osiągniętych celów w zakresie jakości usług dystrybucji energii elektrycznej świadczonych odbiorcom energii, obniżenie strat sieciowych (zarówno technicznych, jak i handlowych), zapewnienie optymalnego poziomu efektywności realizowanych inwestycji.

Celem wprowadzenia regulacji jakościowej były w zamierzeniu regulatora przede wszystkim poprawa jakości oferowanych odbiorcom usług i zoptymalizowanie należności ponoszonych przez odbiorców, a nie zwiększenie korzyści dla przedsiębiorstw. Od 2016 r. każda przerwa w dostawie energii elektrycznej dla odbiorców ma wpływ na wartość ocenianego wskaźnika jakości usług dystrybucji energii elektrycznej świadczonych odbiorcom. Efektywne wykonanie wspomnianych wcześniej celów regulacji jakościowej miało się przełożyć na wymierne korzyści dla OSD w postaci braku obniżenia kwoty wynagrodzenia z kapitału w taryfach na 2018 r. i lata następne okresu regulacyjnego na lata 2016–2020⁷⁵³.

➤ Podsumowanie

W dokumentach opracowanych przez URE lub z jego inicjatywy regulator przyznaje, iż stosowanie stabilnych i transparentnych zasad regulacji taryf na rynku energii elektrycznej pozwoliło OSD na znaczne zwiększenie nakładów inwestycyjnych w rozwój i podniosło bezpieczeństwo systemu.

Z zaprezentowanych informacji wynika, że polski regulator dysponuje obecnie na rynku energii elektrycznej empirycznym narzędziem regulacji OSD opartym na zaawansowanym metodycznie modelu ekonometrycznym. Również sama metodologia wyznaczania wysokości przychodu regulowanego dla OSD elektroenergetycznych zawiera mechanizmy promujące wzrost jakości obsługi sieci elektroenergetycznych oraz klientów. Pojawiły się także mechanizmy premiowania OSD za realizację inwestycji innowacyjnych.

Długość okresu regulacyjnego, która wynosi obecnie 5 lat, stwarza stabilne środowisko regulacyjne, sterowane empirycznymi narzędziami, które pozwala właścicielom OSD (czyli pośrednio Skarbowi Państwa) oraz inwestorom w polskie grupy elektroenergetyczne podejmować decyzje inwestycyjne obciążone znacznie mniejszym ryzykiem niż w sektorze gazowym. Środowisko regulacyjne w obszarze taryf stało się więc dla sektora dystrybucji elektroenergetyki ważnym stymulatorem ich dalszego, ewolucyjnego rozwoju.

⁷⁵³ Urząd Regulacji Energetyki, *Strategia regulacji...*, s. 8.

5.4. Analiza dobrych praktyk regulacyjnych w segmencie dystrybucji paliwa gazowego i energii elektrycznej – konkluzje

Autorska analiza w zakresie stosowanych dobrych praktyk regulacyjnych wykazała, że w większości krajów stosowane są kilkuletnie okresy regulacyjne – trwające najczęściej od 3 do 5 lat. Na podkreślenie zasługuje, że regulator w Wielkiej Brytanii proponuje operatorom nawet 8-letni okres regulacyjny, który z jednej strony umożliwia zrealizowanie oczekiwań regulatora np. co do redukcji kosztów działalności koncesjonowanej, ale z drugiej strony umożliwia skorzystanie z najbardziej rozbudowanego w Europie systemu zachęt pozwalającego OSD na zwiększenie osiąganych przychodów.

Polska jawi się na tym tle jako „negatywny bohater”, gdzie jednoroczne podejście do ustalania taryf nie pozwala regulatorowi na efektywne wdrożenia żadnego mechanizmu zachęt, a 12-miesięczna perspektywa posiadania taryfy stwarza dla operatora warunki permanentnej niepewności prowadzenia działalności operacyjnej, a w szczególności niepewności w zakresie planowania przychodów w dłuższym okresie i w zakresie realizacji działalności inwestycyjnej czy wdrażania innowacji i działań proekologicznych. Taki stan rzeczy wymaga więc pilnych zmian.

Analiza stosowanych metod regulacji przychodów OSD gazowniczych i energii elektrycznej wykazała, że na rozwiniętych rynkach europejskich dominuje metoda regulacji pułapowej, a szczególnie jej odmiana w postaci metody limitu przychodów (*revenue cap regulation*). W ramach tego podejścia poziom przychodu regulowanego ustalany jest zarówno w oparciu o formułę nieuwzględniającą mechanizmu zachęt – jak np. w Polsce – oraz w oparciu o formułę uwzględniającą ten mechanizm – jak np. w Wielkiej Brytanii.

Podejście, gdzie wielkość przychodu regulowanego wyznaczana jest z uwzględnieniem mechanizmu, który pozwala operatorowi zwiększyć przysługujący mu limit przychodu regulowanego dzięki spełnianiu wyznaczonych przez regulatora kryteriów, dotyczących np. redukcji kosztów, zapewniania wysokich standardów obsługi klienta lub podejmowania działań związanych z ochroną środowiska czy realizacji działań podnoszących bezpieczeństwo funkcjonowania infrastruktury dystrybucyjnej – jest praktykowany w zdecydowanej większości krajów europejskich.

W tym przypadku przede wszystkim w sektorze gazowniczym Polska również jawi się jako „negatywny bohater”, gdzie mechanizm zachęt praktycznie nie występuje, a cały proces ustalania taryf ma w zasadzie charakter postępowania administracyjnego. W przypadku braku porozumienia operatora z regulatorem, finalnie organ regulacyjny podejmuje arbitralną decyzję o wyznaczeniu z jednej strony wysokości uzasadnionego poziomu przychodu regulowanego na najbliższy rok, a z drugiej – w przypadku rozbieżności – ustala administracyjnie wysokość uzasadnionego dla celów regulacyjnych wolumenu dystrybucji paliwa gazowego dla danego OSD, tym samym ustalając arbitralnie stawkę taryfy dla danej grupy odbiorców na najbliższy okres, nie zawsze korzystną dla operatora. Zważywszy także zbyt krótki okres obowią-

zywania taryfy, operator nie ma teoretycznie szansy na spełnienie oczekiwań regulatora i osiągnięcie postawionych przez niego celów.

Zgoła inna sytuacja występuje w sektorze elektroenergetycznym dystrybucji, gdzie regulator dysponuje obecnie empirycznym narzędziem regulacji opartym na zaawansowanym metodycznie modelu ekonometrycznym. Także sama metodyka wyznaczania wysokości przychodu regulowanego zawiera mechanizmy promujące wzrost jakości obsługi sieci oraz klientów. Występują także mechanizmy premiowania OSD za realizację inwestycji innowacyjnych. Także długość okresu regulacyjnego, która wynosi obecnie 5 lat, stwarza stabilne środowisko regulacyjne, pozwalające OSD podejmować decyzje inwestycyjne obciążone znacznie mniejszym ryzykiem niż w sektorze gazowym.

W celu lepszej ilustracji omawianych zagadnień w tab. 5.23 zaprezentowano systematykę metod ustalania przychodu regulowanego dla gazowniczych operatorów dystrybucyjnych działających na rynkach regulowanych w wybranych krajach UE.

Tabela 5.23. Obowiązujące modele wyznaczania wysokości przychodu regulowanego dla gazowniczych operatorów dystrybucyjnych – dane dla 14 wybranych państw UE

Państwo	Rodzaj stosowanej metody regulacji przychodu gazowniczych OSD						
	regulowanej stopy zwrotu	pułapu ceny		pułapu przychodów		hybrydowa pułapowa	
		mechanizm zachęt	brak mechanizmu zachęt	mechanizm zachęt	brak mechanizmu zachęt	mechanizm zachęt	brak mechanizmu zachęt
Niemcy				X			
Czechy				X			
Wielka Brytania*				X			
Holandia						X	
Francja		X					
Polska							X***
Rumunia					X		
Słowacja					X		
Szwecja					X		
Finlandia						X**	
Grecja						X	
Hiszpania						X	
Włochy				X			
Belgia	X						

*Wielka Brytania w trakcie prowadzonych badań była członkiem UE, wystąpiła ze Wspólnoty z dniem 1 lutego 2020 r.; **obowiązująca w Finlandii metoda hybrydowa obejmuje głównie operatorów elektroenergetycznych; ***w przypadku Polski stosowana jest specyficzna hybrydowa metoda pułapowa stanowiąca połączenie metody limitu przychodów (*revenue cap*) i limitu ceny (*price cap*) z wyłączeniem mechanizmu zachęt oraz elementy metody pułapu ceny opartej na koszyku opłat za usługi.

Źródło: opracowanie własne.

Powstaje więc pytanie, dlaczego pomimo dobrych praktyk regulacyjnych występujących w sektorze dystrybucji elektroenergetyki w Polsce nie udało się do tej pory zaimplementować analogicznych rozwiązań w sektorze dystrybucji gazu, pomimo tego, że empiryczny, wieloletni model regulacyjny dla OSD gazowych jest znany URE od co najmniej 2011 r.

Moim zdaniem odpowiedzi należy szukać nie w braku wiedzy w postaci dobrych praktyk czy braku dobrej woli po stronie regulatora, tylko w zmianach systemowych i organizacyjnych jakie nieustannie dokonują się w segmencie dystrybucji gazu po stronie PGNiG jako właściciela największego operatora systemu dystrybucyjnego w Polsce, którym jest Polska Spółka Gazownictwa. PSG jest właścicielem ok. 97% sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego w kraju, więc zmiany strukturalne zachodzące w tym OSD od 2011 r. mają istotny wpływ na implementację rozwiązań regulacyjnych w całym sektorze.

Warto przywołać dwa znaczące wydarzenia. Jak już wspomniano, efektem bliskiej współpracy sektora OSD gazu z regulatorem w 2011 r. było opracowanie modelu ekonomicznego opartego na benchmarkingu kosztu jednostkowego procesów biznesowych. Zgodnie z założeniami model miał obowiązywać przez kolejne trzy lata taryfowe 2012–2014, ale nie został wprowadzony w życie w związku z pojawieniem się planu reorganizacji sektora dystrybucji gazu polegającej na centralizacji regionalnych OSD działających w ramach PGNiG w jedną spółkę dystrybucyjną. Konsolidacja w ramach branży dystrybucyjnej była w tamtym okresie powszechnym trendem obserwowanym m.in. na polskim rynku energii elektrycznej. Z kolei przykłady konsolidacji w ramach obszaru dystrybucji gazu na rynku europejskim można było odnaleźć w Wielkiej Brytanii, Francji czy w Niemczech.

W konsekwencji tych trendów i działań właścicielskich w połowie 2013 r. powstał w Polsce w wyniku połączenia 6 spółek gazownictwa operator systemu dystrybucyjnego gazu – Polska Spółka Gazownictwa⁷⁵⁴. Był to przykład jednego z największych w Polsce i Europie procesów konsolidacyjnych w sektorze dystrybucji energii, który doprowadził do powstania jednego z największych (a moim zdaniem, według obiektywnych kryteriów, największego europejskiego OSD) operatora systemu dystrybucyjnego paliwa gazowego w Europie⁷⁵⁵. W obliczu tak dużej koncentracji kapitału, majątku systemowego i pracowników w jednej spółce na rynku oraz w obliczu kolejnych planowanych zmian organizacyjnych w ramach tworzenia się i stabilizowania

⁷⁵⁴ A. Węgrzyn, *Próba oceny procesu konsolidacji sektora dystrybucji paliwa gazowego w Polsce na przykładzie grupy kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA*, „Zarządzanie Finansami i Rachunkowość” 2015, t. 3, nr 1, s. 89–101.

⁷⁵⁵ Pod względem kapitałów własnych, sumy bilansowej, długości eksploatowanej sieci dystrybucyjnej i wysokości rocznych przychodów ze sprzedaży największym OSD gazu w UE jest GRDF z francuskiej Grupy Kapitałowej Engie. Francuski operator w przeważającej większości nie jest właścicielem eksploatowanej sieci, tylko pełni funkcje operatora na majątku będącym własnością samorządów lokalnych, więc PSG można uznać za największą spółkę gazownictwa w Europie w kategorii długości eksploatowanej sieci gazowej będącej majątkiem własnym.

nowego operatora systemu dystrybucyjnego gazu regulator nie mógł się zgodzić na wprowadzenie narzędzia regulacyjnego w ramach procesu ustalania taryf. Tak duże turbulencje w zakresie zmian organizacyjnych i strukturalnych w spółce uniemożliwiły praktycznie implementację długoterminowych rozwiązań systemowych w zakresie ustalania taryf dla usług dystrybucji gazu w latach 2011–2014.

Po pierwszym pełnym roku działalności operacyjnej PSG⁷⁵⁶ i pewnej stabilizacji pojawiła się kolejna bariera w postaci problemu z tzw. socjalizacją kosztów terminala regazyfikacji skroplonego LNG w Świnoujściu, którego operatorem była spółka Polskie LNG należąca w całości do operatora przesyłowego Gaz-System⁷⁵⁷. Spółka Skarbu Państwa Gaz-System w 2014 r. wskazywała, że opłaty za korzystanie z usług znajdującego się w fazie ukończenia budowy gazoportu w Świnoujściu mogą należeć do najwyższych w Europie, co istotnie mogło zniechęcić kupujących LNG do korzystania z terminala. Jako reakcja na ten problem pojawiła się w PGNiG koncepcja rozłożenia kosztów eksploatacji terminala na większą grupę uczestników rynku gazu w taki sposób, aby nie obciążać wzrostem cen gazu (za usługę regazyfikacji, przesyłu i dystrybucji) klienta końcowego. Odpowiedni projekt tej koncepcji PGNiG złożyło do URE oraz istniejącego wtedy Ministerstwa Skarbu Państwa. W założeniu koszty korzystania z terminala miały obciążyć każdego użytkownika infrastruktury gazowniczej, a „socjalizacja” miała być odszkodowaniem wypłacanym przez URE. Podobne rozwiązanie zastosowano wcześniej w przypadku sektora energii elektrycznej. Regulator wstępnie poparł ten pomysł, ale uzależnił jego wprowadzenie od uchwalenia odpowiedniej ustawy⁷⁵⁸. Projekt ustawy zakładał, że koszty związane z niewykorzystanymi mocami technicznymi terminala zostaną rozłożone na wszystkich odbiorców końcowych paliw gazowych jako tzw. stawki systemowe, za których naliczanie i pobieranie byłiby odpowiedzialni operatorzy systemów gazowych.

Koncepcję zmieniono w kierunku objęcia socjalizacją kosztów eksploatacji terminala głównie operatora przesyłowego Gaz-System oraz operatora korzystającego w największym zakresie z infrastruktury przesyłowej Gaz-Systemu – czyli Polską Spółkę Gazownictwa. Główny ciężar socjalizacji kosztów terminala spoczął na PSG, ponieważ Gaz-System realizował w tamtym okresie większość inwestycji liniowych podnoszących bezpieczeństwo energetyczne Polski, w tym w zakresie budowy gazociągów wysokiego ciśnienia.

Wartości planowanych opłat w stosunku do odbiorców PSG były różne na poszczególnych etapach prac nad projektem ustawy – od ponad 120 mln zł do 180 mln zł. W przypadku operatora dystrybucyjnego techniczna realizacja koncepcji socjalizacji miała polegać na wygenerowaniu w latach 2015 i 2016 tzw. luki kosztowej w ramach

⁷⁵⁶ PSG rozpoczęło działalność operacyjną w strukturze zintegrowanej 1 lipca 2013 r., więc pierwszym pełnym rokiem działalności operacyjnej był rok 2014.

⁷⁵⁷ Spółka PLNG została w roku 2021 r. inkorporowana przez spółkę matkę OGP Gaz-System SA.

⁷⁵⁸ T. Wójcik, *Socjalizacja, czyli jak się zrzucić na Gazoport?*, Biznes Alert 2017, 17 października, <https://biznesalert.pl/wojcik-socjalizacja-czyli-sie-zrzucic-gazoport/>.

redukcji kosztów operacyjnych OPEX na poziomie ok. 180 mln zł. PSG miała wygenerować lukę dzięki redukcji kosztów operacyjnych, by odbiorca końcowy nie ponosił z tego tytułu dodatkowych obciążeń, to jest aby wzrost płatności z tytułu opłaty systemowej mógł zostać finalnie zrekompensowany obniżeniem stawek dystrybucyjnych operatora.

Przy założeniu, że regulator nie dokonałby obniżenia stawek taryfowych PSG do czasu wejścia w życie ustawy socjalizującej, czyli *de facto* pozwoliłby w najbliższych okresach regulacyjnych w latach 2016 i nawet 2017 na utrzymanie różnicy między proponowanym przez PSG poziomem kosztów działalności koncesjonowanej OSD, alokowanych do przyszłej taryfy a rzeczywistym poziomem kosztów operacyjnych ponoszonych przez PSG i ujawnionym w sprawozdaniach finansowych, wygenerowana luka kosztowa oprócz tego, że mogłaby być przeznaczona do absorpcji kosztów terminala bez ryzyka wzrostu stawek taryfowych i tym samym bez obciążania klienta końcowego, w sposób istotny wpłynęłaby na polepszenie wyników finansowych operatora, w krótkim okresie. Poprawa wyników finansowych występowałaby do czasu wejścia w życie ustawy i obniżenia stawek taryfowych PSG o poziom stawek systemowych socjalizacji terminala, tak aby klient końcowy nie odczuł żadnej zmiany w taryfie.

Kiedy w drugiej połowie 2016 r. ustawa o socjalizacji kosztów terminala utknęła w procesie prenotyfikacji⁷⁵⁹ w Komisji Europejskiej, PGNiG zadeklarował objęcie całości mocy technicznych regazyfikacji terminala⁷⁶⁰, dokonując tym samym *quasi*-socjalizacji kosztów tylko w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG i doprowadzając do sytuacji, w której wprowadzenie ustawy stało się bezzasadne.

W sytuacji braku potrzeby ustawowej socjalizacji kosztów terminala pojawiła się ze strony regulatora chęć istotnego obniżenia stawek taryfowych PSG przez doprowadzenie do neutralizacji różnicy pomiędzy ponoszonymi w rzeczywistości kosztami działalności operacyjnej OSD a poziomem kosztów alokowanych za zgodą regulatora

⁷⁵⁹ Prenotyfikacja to rodzaj postępowania w sprawach dotyczących pomocy publicznej, dodany do standardowej procedury kontroli pomocy państwa. Został sformalizowany w przyjętym przez Komisję Europejską 29 kwietnia 2009 r. Kodeksie najlepszych praktyk dotyczących przebiegu postępowania w zakresie kontroli pomocy państwa. Postępowanie prenotyfikacyjne, które jest prowadzone między państwem członkowskim a Komisją, nie powinno trwać dłużej niż 2 miesiące. W tym czasie służby Komisji oraz państwa członkowskie mają możliwość nieformalnego i poufnego przedyskutowania prawnych i ekonomicznych aspektów dotyczących projektu przyznania pomocy. To z kolei ma wpłynąć na wyższą jakość notyfikacji i ich lepsze przygotowanie. Od powodzenia postępowania prenotyfikacyjnego Komisja uzależnia możliwość podjęcia decyzji w ciągu 2 miesięcy od daty notyfikacji, bez konieczności wszczynania formalnej procedury dochodzenia. Komisja ze swej strony zapewnia, iż każde państwo członkowskie, które wystąpi z prenotyfikacją, zawsze otrzyma nieformalne wskazówki odnośnie do zgłaszanego projektu. Prenotyfikacja nie jest niezbędnym etapem kontroli pomocy państwa, niemniej jednak jest zalecana w celu ułatwienia i przyspieszenia procesu rozpatrywania środków zgłaszanych Komisji, zwłaszcza w bardziej skomplikowanych sprawach. Źródło: Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, *Procedury notyfikacyjne*, https://uokik.gov.pl/Procedury_notyfikacyjne.php?pytanie=3283#faq3283.

⁷⁶⁰ Na poziomie mocy technicznych regazyfikacji do 5 mld m³.

do taryfy. W ten sposób regulator chciał administracyjnie zlikwidować powstałą lukę kosztową.

Cały prezentowany ciąg zdarzeń doprowadził w konsekwencji do powstania impasu w negocjacjach modelu wieloletniego dla operatorów dystrybucyjnych gazu trwającego do dziś, co powoduje, że Polska staje się negatywnym przykładem braku długoletniego rozwiązania empirycznego w zakresie taryfowania i przykładem administracyjnego systemu ustalania taryf w perspektywie tylko jednego roku w segmencie dystrybucji gazu ziemnego. Sytuacja ta wskazuje także, jak skrajnie odmienne bywają interesy operatora i regulatora, który zgodnie z obowiązującym prawem powinien równoważyć interes przedsiębiorstwa energetycznego i klienta końcowego. Moim zdaniem postępowanie regulatora w tym przypadku było w pewnym stopniu tendencyjne, asymetryczne i niestety nie cechowało się całkowitą neutralnością polityczną. W przypadku, kiedy PGNiG podjęło ryzyko i zadeklarowało wykorzystanie pełnej mocy technicznej, regazyfikacyjnej terminala, należało potraktować tę operację jako dokonanie całkowitej socjalizacji kosztów Gazoportu w ramach GK PGNiG. Stąd oczekiwanie od PSG głębokiej redukcji taryfy i tym samym oczekiwanie istotnego zmniejszenia prognozowanych wyników finansowych PSG wydaje się nieuzasadnione, tym bardziej że cały wysiłek restrukturyzacyjny dla wygenerowania luki kosztowej został poniesiony kosztem PSG.

W konsekwencji nie udało się operatorowi przekonać regulatora do wprowadzenia taryfy wieloletniej dla usług dystrybucji gazu.

Moim zdaniem jedną z przyczyn takiego podejścia regulatora były liczne zmiany strukturalne w segmencie dystrybucji gazu ziemnego oraz zmiany reorganizacyjne dokonywane przez samego operatora. W związku z tym ciągle aktualna była przesłanka o braku stabilnych i porównywalnych warunków wykonywania działalności koncesjonowanej pomiędzy okresami regulacyjnymi. Nie sposób się z tym nie zgodzić, gdyż przytoczone przykłady zmian strukturalnych inspirowanych przez właściciela, takich jak konsolidacja całego segmentu dystrybucji, a także zmian organizacyjnych przeprowadzanych wewnątrz OSD nie zapewniały stabilnych warunków dla predykcji taryfy w dłuższym terminie. Inną barierą dla wprowadzenia modelu regulacyjnego moim zdaniem jest konsekwentne dążenie regulatora do obniżenia wyników finansowych PSG, a szczególnie poziomu rentowności kapitałów własnych wygenerowanych w latach 2013–2018. Poziom ten oscylował we wspomnianym okresie w przedziale 9–10% i był istotnie wyższy od WACC dla segmentu dystrybucji gazu na poziomie 6% w omawianym okresie.

W podejściu regulatora dążącego do równoważenia interesów wszystkich uczestników rynku energetycznego widać przynajmniej od 10 lat tendencję do traktowania przedsiębiorstw dystrybucyjnych na rynku gazu jako przedsiębiorstw użyteczności publicznej, które praktycznie powinny się wykazywać symbolicznym, dodatnim wynikiem finansowym netto, a na pewno nie rentownością kapitałów na poziomie znacznie przekraczającą rentowność dla przedsiębiorstw z branży *utilities*.

W podejściu regulatora poziom akceptowalnego dla OSD przychodu regulowanego powinien zapewniać pokrycie tylko kosztów uzasadnionych działalności koncesjonowanej i zwrot z zaangażowanego kapitału w oparciu o proponowaną metodykę, prezentowaną w niniejszej pracy. Takie stanowisko jest sprzeczne z podejściem właścicielskim. Dla wielu OSD na rynku gazu właścicielami są inwestorzy prywatni, a także inwestujący w walory za pośrednictwem giełdy. Także GK PGNiG, która jest przedsiębiorstwem publicznym notowanym na giełdzie od 2005 r., dąży do osiągnięcia jak najlepszych wyników finansowych i jak największego zwrotu z kapitału dla swoich akcjonariuszy. W związku z tym operator tej skali co PSG, w związku ze swoją pozycją monopolisty na rynku gazu⁷⁶¹, powinien być moim zdaniem spółką bezpośrednio podlegającą Skarbowi Państwa, tak jak OGP Gaz-System⁷⁶².

Taka struktura właścicielska zapewniłaby operatorowi systemu dystrybucyjnego gazu tej skali brak presji ze strony grupy kapitałowej na realizację celów finansowych oraz realną, a nie pozorowaną niezależność, jak to jest obecnie. PSG jako największa spółka portfelowa działająca w ramach GK PGNiG na rynku regulowanym jest pod stałą presją właścicielską i dotknięta jest permanentnym interwencjonizmem korporacyjnym ze strony holdingu. Powoduje to w niektórych przypadkach odstąpienie przez operatora od realizacji inwestycji nisko rentownych, ale ważnych dla podniesienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, istotnych dla neutralizacji ubóstwa energetycznego oraz stymulujących rozwój gospodarczy na poziomie tak zwanej Polski powiatowej.

Powstaje więc paradoks pogodzenia interesu właścicieli operatora będącymi inwestorami pośrednimi, komercyjnymi i krótkoterminowymi (inwestującymi bezpośrednio poprzez rynek giełdowy w akcje PGNiG), a kierującymi się wyłącznie celami finansowymi, z celami, jakie ustawowo powinien realizować regulator jako organ administracji państwowej równoważący interesy wszystkich uczestników rynku. Powstaje również paradoks pogodzenia interesu właściciela pośredniego dla operatora w osobie Skarbu Państwa kierującego się celami związanymi z racją stanu, takimi jak zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski, dbanie o zrównoważony rozwój regionalny kraju czy walka z ubóstwem energetycznym na poziomie gmin, z interesem właścicieli mniejszościowych dążących do osiągnięcia jak najszybszego i najwyższego zwrotu z zaangażowanego kapitału.

⁷⁶¹ Jak wspomniano, PSG jest monopolistą na rynku usług dystrybucyjnych gazu ziemnego. Jako operator będący właścicielem 98% gazociągów dystrybucyjnych różnych ciśnień na terenie Polski i 99% przyłączy pozycję monopolisty będzie zajmował trwale, zważywszy bardzo wysoką barierę kapitałową wejścia na rynek usług dystrybucji gazu oraz aspekty techniczne związane z brakiem zasadności i możliwości budowania równoległe przebiegających sieci gazociągów na terenie aglomeracji miejskich.

⁷⁶² Operator Systemu Przesyłowego Gaz-System jest od 2005 r. spółką w 100% zależną bezpośrednio od Skarbu Państwa i od 2015 r. podlega bezpośrednio właściwemu ministrowi ds. infrastruktury krytycznej dla bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Moim zdaniem są to interesy nie do pogodzenia w obecnej strukturze właścicielskiej operatora. Taki stan rzeczy będzie istotnie utrudniał rozwój przedsiębiorstwa poprzez interwencjonizm zarówno ze strony regulatora, jak i ze strony właścicieli w przyszłości, czego ewidentnym przykładem jest brak konsensusu w temacie implementacji takiego narzędzia regulacyjnego, jakim jest dla OSD na polskim rynku gazu wieloletni model regulacyjny.

W obliczu nasilenia się trendu dekarbonizacyjnego na rynku energetycznym w Unii Europejskiej i nowej roli paliwa gazowego jako tzw. paliwa przejściowego, w perspektywie przewidywanej dekonjunkury na rynku gazu około 2035 r. związanej z dekarbonizacją, ale przede wszystkim w obliczu światowej aprecjacji cenowej paliwa gazowego, spowodowanej wzrostem koniunktury gospodarczej w wielu krajach (w tym głównie w Chinach) po zakończonych lockdownach spowodowanych pandemią COVID-19⁷⁶³ oraz wybuchem konfliktu zbrojnego między Ukrainą a Rosją tym bardziej empiryczne narzędzie opierające się na systemie zachęt dla przedsiębiorstw energetycznych, zapewniające wieloletnią stabilizację regulacyjną jest jak najbardziej pożądane i oczekiwane na polskim rynku gazu ziemnego.

Oczekiwanie to staje się jeszcze bardziej zasadne w obliczu braku realizacji głównych celów procesu liberalizacji polskiego rynku gazu, który to proces dokonuje się od ponad dwóch dekad, a który utrzymał monopol państwa na tym rynku. Bo czy faktycznie można mówić o zliberalizowanym rynku gazu w Polsce, gdzie praktycznie 100% tranzytu, przesyłu, magazynowania oraz regazyfikacji paliwa gazowego w ramach Gazoportu znajduje się pod kontrolą państwa⁷⁶⁴, ok. 97% rynku usług dystrybucji paliwa gazowego jest świadczonych przez spółkę Skarbu Państwa, 86% handlu detalicznego odbywa się za pośrednictwem spółki Skarbu Państwa? Świadczy to niestety o tak prowadzonym procesie liberalizacji, aby utrzymać monopol własności państwa na tym rynku i pełną kontrolę regulatora. Właśnie wprowadzenie do regulacji sektora gazu, a szczególnie sektora dystrybucji gazu, wieloletniego modelu regulacyjnego opartego na systemie zachęt lub nawet w przyszłości metod regulacji negocjacyjnej stworzy szansę na wzrost konkurencji na tym rynku i rzeczywiście, a nie pozorowaną liberalizację.

⁷⁶³ Zgodnie z danymi Komisji Europejskiej zmiany cen hurtowych gazu w wybranych państwach Unii Europejskiej w latach 2019–2021 sięgały poziomu kilkuset procent – we Francji 562%, w Niemczech 559%, w Belgii 592%, we Włoszech 406%, w Czechach 565%, w Polsce 504%, K. Fodrowska, *Ceny gazu 2022 – w tym roku wyższe stawki dla gospodarstw domowych*, <https://enerad.pl/aktualnosci/ceny-gazu-2022> (31.08.2022).

⁷⁶⁴ Pełna moc regazyfikacyjna i przeładunkowa terminala LNG w Świnoujściu na poziomie 5 mld m³ rocznie zarezerwowana jest od 2016 r. dla PGNiG, inne spółki obrotu detalicznego muszą kupować LNG i przewozić go do Polski głównie transportem kołowym z terminali w Zeebrugge w Holandii, w Kłajpedzie na Litwie lub z obwodu kaliningradzkiego w Rosji.

Rozdział 6

Wnioski końcowe

Główne zamierzenia autora, jakie towarzyszyły mu w trakcie opracowywania niniejszej książki, sprowadzały się m.in. do uzupełnienia krajowego piśmiennictwa w zakresie problematyki ekonomii regulacyjnej, uporządkowania wiedzy na temat systemów taryfowych stosowanych na regulowanych rynkach energetycznych gazu ziemnego i energii elektrycznej w państwach Unii Europejskiej, określenie podstawowych kryteriów, jakie powinien spełniać taki system z perspektywy zarówno przedsiębiorstwa energetycznego oraz regulatora, jak i zliberalizowanego rynku energetycznego. Inspiracją do rozpoczęcia badań była także chęć wyboru, na podstawie najlepszych praktyk regulacyjnych w UE, odpowiedniego systemu regulacyjnego do implementacji w polskich warunkach rynkowych.

Podnoszona w pracy pilna potrzeba zmian w otoczeniu regulacyjnym polskich przedsiębiorstw energetyki gazowej w zakresie wdrożenia długoterminowych narzędzi regulacyjnych z rozbudowanym mechanizmem zachęt wynika pośrednio z nowej strategii klimatycznej Unii Europejskiej i jest zdeterminowana potrzebą przygotowania się polskiej gospodarki na nowe wyzwania związane z założeniami polityki klimatycznej Unii Europejskiej wyrażonej w dokumencie *The European Green Deal*. Polityka ta określa kierunki transformacji europejskiej energetyki w kierunku zeroemisyjności. Efektem tego podejścia będzie z kolei teoretycznie całkowita dekarbonizacja sektora energetycznego UE w perspektywie roku 2050. Transformacja Unii Europejskiej w stronę neutralności klimatycznej powinna zakładać także ważną rolę dla gazu ziemnego jako tzw. paliwa przejściowego, niskoemisyjnego i co do tego panuje pełna zgodność opinii ekspertów rynku energii oraz opinii wyrażonych w rządowych strategiach i planach transformacji gospodarczej Polski, w tym transformacji polskiej energetyki w kierunku zeroemisyjności przy zachowaniu bezpieczeństwa energetycznego kraju.

W związku z promowanym obecnie trendem dekarbonizacyjnym w energetyce istnieje jednak wysokie ryzyko, że obecna koniunktura dla paliwa gazowego za 20 lat może ustąpić miejsca głębokiej recesji na rynku. Z tego powodu decyzje inwestycyjne podejmowane w celu budowy infrastruktury gazowej powinny uwzględniać ryzyko dekoniunktury sektora gazowego do 2050 r. Należy pamiętać, że w branży gazowej infrastruktura techniczna projektowana jest i budowana w perspektywie nawet 10 lat, a następnie amortyzowana w perspektywie 20–30 lat, co w konsekwencji oznacza,

że planowane dziś inwestycje gazownicze mogą istotnie pogorszyć swoją rentowność w przypadku, gdy w przedziale lat 2035–2050 rynek gazowy znacznie się istotnie kurczyć, a realizowane projekty będą jeszcze w fazie eksploatacyjnej. Inwestycje gazowe są potrzebne w najbliższych latach jako rozwiązanie przejściowe, ale problem jest w tym, że brakuje obecnie w Polsce strategii definiującej, czy i jak te inwestycje będą się wpisywać w realizację długoterminowej transformacji polskiej gospodarki.

W związku z tym szczególnego znaczenia nabiera pytanie, co należy obecnie zrobić w celu zwiększenia rentowności inwestycji w infrastrukturę gazu ziemnego jako paliwa przejściowego, przy założeniu, że trend dekarbonizacyjny w europejskiej energetyce istotnie ograniczy polski rynek gazu, a tym samym zmniejszy rentowność realizowanych inwestycji w gazownictwie czy projektów znajdujących się w zaawansowanej fazie eksploatacji.

Zdaniem autora najważniejszym stymulatorem, który należy wzmocnić w celu podniesienia rentowności inwestycji w sektorze gazowym jest zapewnienie odpowiedniego środowiska regulacyjnego. Przede wszystkim należy skoncentrować się na propozycji wprowadzenia taryfy wieloletniej dla operatorów gazowniczych, czyli operatora przesyłu, dystrybucji i magazynowania gazu ziemnego (OSP, OSD i OSM), czyli firm realizujących kluczowe dla bezpieczeństwa energetycznego Polski i kluczowe dla transformacji energetycznej programy inwestycyjne – tym bardziej że Polska jest jedynym z krajów unijnych nieposiadającym taryf wieloletnich w gazownictwie.

W obliczu nasilenia się trendu dekarbonizacyjnego na rynku energetycznym w Unii Europejskiej oraz nowej roli paliwa gazowego, ale przede wszystkim w obliczu istotnych fluktuacji cenowych gazu na światowych i europejskich giełdach spowodowanych wzrostem koniunktury gospodarczej w wielu krajach (w tym głównie w Chinach) po zakończonych lockdownach związanych z pandemią COVID-19, a także związanych z wybuchem konfliktu zbrojnego między Rosją a Ukrainą, tym bardziej empiryczne narzędzie oparte na systemie zachęt, zapewniające wieloletnią stabilizację regulacyjną w zakresie taryf jest jak najbardziej pożądane i oczekiwane na polskim rynku gazu ziemnego. W tym przypadku zdaniem autora można mówić o braku realizacji głównych celów procesu liberalizacji polskiego rynku gazu, który dokonuje się od ponad dwóch dekad, a który utrzymał monopol państwa na tym rynku. Bo czy można mówić o zliberalizowanym rynku gazu w Polsce, kiedy faktycznie 100% tranzytu, przesyłu, magazynowania oraz regazyfikacji paliwa gazowego w ramach Gazoportu znajduje się pod kontrolą państwa, ok. 97% rynku usług dystrybucji paliwa gazowego jest świadczonych przez spółkę Skarbu Państwa, a 86% handlu detalicznego w Polsce odbywa się za pośrednictwem spółki Skarbu Państwa? Świadczy to niestety o tak prowadzonym procesie liberalizacji, aby utrzymać monopol własności państwa na tym rynku i pełną kontrolę regulatora. Z tego powodu właśnie wprowadzenie do regulacji tego sektora, a szczególnie sektora dystrybucji gazu, wieloletniego modelu regulacyjnego opartego na systemie zachęt lub nawet w przyszłości metod regulacji negocjacyjnej stworzy szansę dla wzrostu konkurencji na tym rynku i rzeczywiście, a nie pozorowanej liberalizacji.

Taryfa jest podstawowym instrumentem systemu regulacji przychodów dla przedsiębiorstwa energetycznego działającego na rynku regulowanym, a jej konstrukcja powinna umożliwiać pokrycie kosztów działalności koncesjonowanej i kosztu zaangażowanego kapitału oraz umożliwić zgromadzenie środków na realizację inwestycji i wygenerowanie nadwyżki dla właściciela. Taryfa ma więc kluczowe znaczenie dla rentowności przedsiębiorstw energetycznych, dla realizowanych przez nie inwestycji infrastrukturalnych, a w konsekwencji dla kondycji finansowej i rozwoju całego sektora energetyki gazowej oraz pośrednio dla całej gospodarki państwa.

Na wstępie pracy postawiono tezę, że system taryfowy przedsiębiorstw energetycznych jest ważnym narzędziem interwencjonizmu państwowego, który powinien stymulować wzrost gospodarczy i wpływać na poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju. System taryfowy jest przede wszystkim ważnym narzędziem kontroli państwa w procesie liberalizacji i rozwoju rynku energii, dlatego powinien zawierać nie tylko mechanizmy kontrolne, chroniące odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem opłat taryfowych, ale przede wszystkim mechanizm zachęt dla działań przedsiębiorstwa w zakresie optymalizacji kosztowej, realizacji inwestycji proekologicznych, realizacji inwestycji podnoszącej bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz bezpieczeństwo eksploatacji sieci, realizacji inwestycji o wysokim poziomie innowacyjności oraz działań skierowanych na poprawę obsługi odbiorców. Brak takich mechanizmów naraża operatorów na zahamowanie rozwoju, utratę klientów i udziału w rynku na rzecz alternatywnych źródeł energii i tym samym na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych działających na rynku nieregulowanym. Pojawiły się więc przesłanki dla ustalenia kryteriów, jakimi powinien odznaczać się nowoczesny i efektywny system taryfowy, a także potrzeba analizy rozwiązań taryfowych na rozwiniętych rynkach energetycznych w Europie, która pozwoli na wybór rozwiązania regulacyjnego odpowiadającego oczekiwaniom polskich operatorów gazowniczych oraz ich klientów.

W książce dokonano systematyki i prezentacji podstawowych koncepcji i systemów taryfowych oraz metod ustalania przychodu regulowanego dla operatorów gazowniczych wraz ze stosowanymi przez europejskich regulatorów mechanizmami zachęt proefektywnościowych. Zaproponowano więc w niniejszej książce przegląd praktyk regulacyjnych w zakresie taryf, stosowanych przez europejskich regulatorów, oraz z wykorzystaniem metody benchmarkingu dobrych praktyk zarekomendowano wybór docelowego rozwiązania taryfowego dla operatorów gazowniczych w Polsce.

Przystępując do pisania niniejszej książki, autor postawił tezę główną, która sprowadza się do stwierdzenia, iż w oparciu o dobre praktyki europejskie polski regulator powinien wprowadzić bodźcowy model taryf wieloletnich z rozbudowanym mechanizmem zachęt w ramach ustalania wysokości przychodu lub ceny dla operatorów systemów gazowniczych jako warunek konieczny do zapewnienia stabilności w otoczeniu regulacyjnym, a tym samym stabilności inwestycyjnej dla sektora gazowniczego w Polsce w obliczu transformacji polskiej energetyki determinowanej nową polityką klimatyczną Unii Europejskiej do 2050 r.

Oprócz tak postawionej tezy głównej w oparciu o studia literaturowe, empiryczne analizy i 20-letnie doświadczenie autora jako praktyka gospodarczego i menedżera w sektorze energetycznym zostały sformułowane także tezy pomocnicze.

1. Nowa polityka klimatyczna Unii Europejskiej charakteryzująca się silnym trendem dekarbonizacyjnym stwarza duże możliwości dla zastosowania paliwa gazowego w energetyce jako niskoemisyjnego paliwa pomostowego w perspektywie najbliższych trzech dekad.

2. Należy stworzyć efektywny system wparcia dla paliwa gazowego jako paliwa pomostowego w ramach transformacji polskiego sektora energetycznego.

3. Należy stworzyć stabilne środowisko regulacyjne dla polskich operatorów gazowniczych inwestujących w infrastrukturę gazową przez wprowadzenie modelu taryfowania wieloletniego z mechanizmem wsparcia za realizację działań podnoszących bezpieczeństwo i za realizację działań proinnowacyjnych i proekologicznych.

4. Model taryfy bodźcowej, wieloletniej powinien zostać opracowany w oparciu o benchmarking dobrych praktyk europejskich zaimplementowanych przez innych operatorów gazowniczych.

Zaproponowana struktura książki pozwoliła osiągnąć wyznaczone przez autora cele oraz zweryfikować postawione tezy, dzięki czemu prezentowane treści mogą być traktowane jako kompendium wiedzy w zakresie zagadnień regulacji sektora przedsiębiorstw użyteczności publicznej ze szczególnym akcentem na sektor energetyki gazowej.

Na uwagę zasługuje zakres merytoryczny, który udało się autorowi zaprezentować w ramach zagadnień teoretycznych i praktycznych regulacji ekonomicznej sektora energetyki.

1. Uzupełnienie krajowego piśmiennictwa w zakresie problematyki ekonomii regulacyjnej, a w szczególności w zakresie ustalania taryf dla przedsiębiorstw energetycznych z sektora użyteczności publicznej funkcjonujących na rynkach regulowanych.

2. Zaprezentowanie obecnego stanu rozwoju polskiego sektora gazowniczego oraz kierunków zmian i wyzwań regulacyjnych dla sektora gazu w świetle dekarbonizacyjnej polityki klimatycznej Unii Europejskiej.

3. Opracowanie systematyki najważniejszych podejść (systemów) do regulacji przychodów dla operatorów systemów gazowniczych, a w tym koncepcji wyznaczenia taryf i najważniejszych metod ustalania przychodu regulowanego dla przedsiębiorstwa energetycznego z sektora gazownictwa przesyłowego i dystrybucyjnego.

4. Prezentacja i analiza najlepszych praktyk w obszarze regulacji i taryfowania działalności dystrybucyjnej gazu ziemnego i energii elektrycznej na wybranych rynkach energetycznych krajów członkowskich Unii Europejskiej, w tym także w Polsce. Analiza składa się z dwóch części – analizy trendów regulacyjnych sektora dystrybucji gazu i energii elektrycznej oraz analizy porównawczej modeli regulacyjnych w wybranych krajach Unii Europejskiej, w tym w Polsce.

Jest to więc pewien wkład w rozwój teorii i praktyki ekonomii regulacyjnej oraz finansów, w szczególności finansów przedsiębiorstwa energetycznego z sektora użyteczności publicznej działającego na rynku regulowanym.

Wnioski wyływające z rozdziałów 1 i 2

1. W przypadku krajowego piśmiennictwa w zakresie teorii ekonomii regulacji w sektorze *utilities* istnieje pokaźna luka, którą autor niniejszej pracy stara się wypełnić. Także w przypadku praktyki regulacyjnej w ramach polskiego gazownictwa widać wyraźny deficyt w stosowaniu sprawdzonych metod i narzędzi regulacyjnych implementowanych od dawna w rozwiniętych jurysdykcjach.

2. Sektorem gospodarki istotnym dla bezpieczeństwa publicznego, w tym szczególnie bezpieczeństwa energetycznego danego państwa, staje się sektor przedsiębiorstw użyteczności publicznej.

3. W wielu sektorach użyteczności publicznej z przyczyn historycznych czy przez procesy koncentracji kapitału mamy do czynienia z rynkiem o cechach monopolu lub oligopolu, jak w przypadku polskiego sektora gazowego.

4. W obliczu silnego interwencjonizmu państwa w sektorze użyteczności publicznej, który jest w warunkach polskiej gospodarki sektorem o cechach monopolu czy oligopolu państwowego, szczególnie w zakresie energetyki, niezbędna jest potrzeba zastosowania mądrej i empirycznej regulacji rynku z zastosowaniem sprawdzonych w rozwiniętych jurysdykcjach metod regulacyjnych.

5. Podejście oparte na bezpośrednich negocjacjach pomiędzy przedsiębiorstwami użyteczności publicznej a ich klientami, przy pośrednim lub ograniczonym udziale organu regulacyjnego, wydaje się interesującą alternatywą dla tradycyjnych form regulacji pułapowej czy regulacji stopy zwrotu – wyznaczając tym samym nowy kierunek rozwoju narzędzi w ramach ekonomii regulacji.

6. Implementacja podejścia *negotiated settlement* do krajowej praktyki regulacyjnej w energetyce wydaje się uzasadniona i możliwa w dłuższej perspektywie w oparciu o rozwój dobrych praktyk regulacji negocjacyjnej w amerykańskich, kanadyjskich, australijskich oraz brytyjskich sektorach sieciowych.

7. Zważywszy istotne upolitycznienie regulatora, a także duży stopień zawłaszczenia sektora energetycznego przez klasę polityczną, implementacja podejścia negocjacyjnego do regulacji gazownictwa w Polsce wydaje się mało prawdopodobna na obecnym etapie liberalizacji energetyki i przy tak wysokim poziomie interwencjonizmu ze strony państwa.

8. W polskim sektorze *utilities* wydaje się zasadny dalszy rozwój metod regulacyjnych opartych na podejściu pułapowym (przychodów lub ceny), głównie na metodach hybrydowych, szczególnie metodzie regulacji porównawczej (*yardstick competition*), która przybrała obecnie formę regulacji typu benchmarkingowego.

9. Wykorzystywanie metod benchmarkingowych, a także objęcie regulacją bodźcową czynników jakości, innowacji oraz inwestycji staje się obecnie najważniejszymi etapami ewolucji regulacji typu RPI-X.

10. Benchmarking jest metodą, która zaczyna odgrywać istotną rolę w procesie rozwoju regulacji ekonomicznej, szczególnie w praktyce regulacyjnej sektorów przedsiębiorstw sieciowych użyteczności publicznej.

Wnioski wyływające z rozdziału 3

11. W 2019 r. Komisja Europejska przedstawiła strategię ochrony klimatu w postaci dokumentu „Europejski Zielony Ład”. W obecnym kształcie dokument pozostaje główną strategią wyznaczającą kierunki i charakter działań wobec sektora energetycznego Unii Europejskiej, którego transformacja poprzez dekarbonizację ma doprowadzić do osiągnięcia stanu neutralności klimatycznej UE do 2050 r. Neutralność klimatyczna oznacza eliminację emisji gazów cieplarnianych, będących efektem działalności człowieka. Biorąc pod uwagę postulat neutralności klimatycznej UE do 2050 r. oraz zredukowanie do 2030 r. emisji gazów cieplarnianych o 55% w stosunku do poziomów z 1990 r., należy stwierdzić, że odnawialne źródła energii staną się dominującym segmentem energetyki w skali całej Unii Europejskiej, a kopalne i wysokoemisyjne źródła energii w postaci węgla mają zostać całkowicie wyeliminowane.

12. Założenia „Europejskiego Zielonego Ładu” oraz uszczegóławiających i operjonalizujących go dokumentów jak Pakiet Fit for 55, Mechanizm na rzecz sprawiedliwej transformacji, Strategia europejskiej taksonomii klimatycznej, a w szczególności Strategia REPowerEU i Porozumienie ograniczające popyt na gaz, pozwalają postawić tezę, że z jednej strony gaz ziemny jako paliwo pomostowe w procesie transformacji klimatycznej nie będzie tak mocno promowany jak dotychczas, zważywszy natomiast obecny poziom rozwoju technologicznego i ze względu na ważną rolę gazu w ciepłownictwie systemowym w zakresie kogeneracji oraz w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego jako stabilizatora systemu – jego rola jest dalej istotna.

13. Przemysł gazowniczy w najbliższych trzech dekadach będzie pod silną presją opinii publicznej oraz presją regulacji unijnych w zakresie redukcji i eliminacji emisji dwutlenku węgla. Zdaniem krytyków mimo mniejszej emisyjności w relacji do węgla, gaz ziemny nie jest odpowiednim rozwiązaniem na drodze do osiągnięcia neutralności klimatycznej UE. Jednak krytycy zasadności wykorzystania paliw kopalnych w energetyce, transporcie i innych sektorach gospodarki, jako źródeł negatywnych zmian klimatycznych, nie dostrzegają technologicznej konieczności wykorzystania gazu ziemnego w procesie sterowania systemami energetycznymi zapewniającymi stabilność pracy pozostałych systemów energetycznych, w tym całych systemów krajowych.

14. Pomimo wyrażonych w kolejnych aktach prawnych UE zastrzeżeń się wymagających w zakresie obniżenia emisji CO₂ przez zastąpienie energetyki wysokoemisyjnej opartej na paliwach kopalnych energetyką opartą na OZE i wodorze, gaz ziemny nie tylko będzie pełnił funkcję paliwa przejściowego w ramach unijnej polityki klima-

tycznej, ale będzie miał status paliwa przejściowego w ramach transformacji energetycznej jeszcze przez długi okres, znacznie przekraczający perspektywę roku 2050 r.

15. W perspektywie 2050 r. paliwa kopalne nadal będą podstawą gospodarki światowej, mimo że ich procentowy udział w wytwarzaniu energii zostanie ograniczony. Nie jest jednak możliwe na obecnym etapie rozwoju technologicznego przeprowadzenie transformacji energetycznej polegającej na tym, że ludzkość będzie wykorzystywać tylko źródła odnawialne (OZE). Efektywne zwiększenie udziału energii odnawialnej w globalnym mikście energetycznym wymagać będzie ogromnych nakładów finansowych na modernizację energetyki, dalszego postępu technologicznego przy jednoczesnym gwałtownym zmniejszeniu popytu na energię, co w sytuacji braku stabilizacji gospodarczej wywołanej COVID-19, a także niestabilności politycznej wywołanej polityką zagraniczną Rosji będzie bardzo utrudnione.

16. Zdaniem części badaczy prawdopodobnie nie będzie możliwe uzyskanie neutralności klimatycznej UE, a tym bardziej całego świata w perspektywie do roku 2050. Z tego powodu paliwo gazowe jako przejściowe nawet w przypadku pełnego sukcesu gospodarki wodorowej będzie wykorzystywane do produkcji niebieskiego wodoru. Głębsza analiza scenariuszy rozwoju w tym zakresie wskazuje, że gaz ziemny powinien pozostać nośnikiem energii jeszcze przez długi czas – nawet do końca XXI w.

17. W obecnej sytuacji geopolitycznej i w obliczu trwającego kryzysu energetycznego projekty związane z gazami niskoemisyjnymi i zdekarbonizowanymi, takimi jak biometan i wodór (w szczególności zielony i niebieski), będą mocno promowane i wspierane przez Komisję Europejską jako bardzo ważne w transformacji energetycznej zachodzącej w Unii Europejskiej, wypierając tym samym z debaty publicznej i częściowo z planów inwestycyjnych projekty związane z rozwojem infrastruktury gazu ziemnego, które nie służą bezpośrednio dywersyfikacji dostaw.

18. Istotną funkcję w planowanej transformacji energetycznej z wykorzystaniem wodoru powinny pełnić przedsiębiorstwa gazownicze, które mogą odegrać istotną rolę w budowie tzw. systemów multienergetycznych – zintegrowanych systemów gazowniczych i elektroenergetycznych.

19. Na potrzeby transportu i magazynowania wodoru może zostać wykorzystany zarówno istniejący system gazu ziemnego, jak i system przeznaczony wyłącznie dla wodoru, system, który jednak musiałby zostać wybudowany w najbliższych latach od zera.

20. Komisja Europejska chociaż dopuszcza i uznaje za pożądane włączanie wodoru do istniejących sieci gazowych, to jednak uznaje taki model za mniej efektywny niż utworzenie rynku wodoru odrębnego od rynku gazu ziemnego. Dlatego większy nacisk kładzie na stworzenie odrębnej infrastruktury, przeznaczonej wyłącznie dla wodoru o wysokim stopniu czystości, przy czym powinna ona służyć nie tylko wodrowi odnawialnemu (zielonemu), ale także niskoemisyjnemu (niebieskiemu).

21. W pakiecie legislacyjnym rynku wodoru i gazu z 15 grudnia 2021 r. KE zakłada wdrożenie odrębnych regulacji dedykowanych rynkowi gazu ziemnego i rynkowi wo-

doru. Jednocześnie przewiduje utworzenie infrastruktury, odrębnej od infrastruktury gazowej, która będzie służyła wyłącznie do transportu, magazynowania oraz zmiany stanu skupienia wodoru. Co istotne, tego rodzaju infrastrukturą nie będzie transportowana mieszanka gazu ziemnego i wodoru, ale wyłącznie wodór o wysokim stopniu czystości. Powołani zostaną odrębni operatorzy obsługujący tego typu infrastrukturę, a dodatkowo zakłada się nawet rozdział prawny operatorów sieci gazowych i wodorowych (przyjęcie takich rozwiązań może uniemożliwić budowę i eksploatację sieci wodorowych przez dotychczasowych operatorów gazowych OSP i OSD).

22. Zaproponowane przez Komisję Europejską rozwiązania budzą wątpliwości natury praktycznej, gdyż ograniczenie roli przedsiębiorstw gazowniczych w rynku wodoru wydaje się nieuzasadnione, zważywszy kompetencje techniczne, jakimi dysponują te przedsiębiorstwa.

23. Ze względu na miks energetyczny, transformacja polskiej gospodarki będzie polegała na przejściu od gospodarki wysokoemisyjnej poprzez gospodarkę niskoemisyjną, gdzie gaz ziemny będzie pełnił rolę paliwa pomostowego, do gospodarki zeroemisyjnej, gdy dzięki rozwijaniu nowych technologii zostanie zastąpiony gazami odnawialnymi, takimi jak biometan czy zielony wodór.

24. W przypadku polskiego systemu energetycznego działanie niestabilnych źródeł wytwórczych opartych na OZE musi być wspierane przez źródła rezerwowe. W tym celu konieczny jest rozwój mocy wytwórczych opartych na źródłach gazowych, a w perspektywie długoterminowej także rozwój źródeł alternatywnych dla gazu ziemnego, np. biometanu, wodoru czy syngazu. Zwiększenie elastyczności systemu energetycznego w odniesieniu do planowanego zwiększenia produkcji energii z OZE poprzez włączenie do systemu dużych ilości odnawialnych źródeł energii wymaga bilansowania zmiennego charakteru produkcji energii. Obecny system oparty głównie na źródłach węglowych jest mało elastyczny, istotne więc znaczenie dla bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego będą miały inwestycje w gazową infrastrukturę wytwórczą oraz przesyłową ze względu na dużą elastyczność technologiczną ich pracy.

25. Na obecnym etapie rozwoju gospodarczego oraz technologicznego przeprowadzenie transformacji energetycznej Polski w perspektywie 2040 r., a nawet 2050 r. jedynie w oparciu o OZE jest niemożliwe. Stopniowe wyłączenie źródeł węglowych powinno być zsynchronizowane z uruchamianiem źródeł gazowych, częściowo je zastępujących. Gaz ziemny powinien zatem zyskać status paliwa przejściowego w polskim modelu transformacji energetycznej, pełniąc funkcję regulacyjną i bilansującą oraz w pewnym zakresie pracując w podstawie Krajowego Systemu Energetycznego.

26. W rządowych strategiach i planach transformacji polskiej gospodarki, w tym energetyki, w kierunku zeroemisyjności przy zachowaniu bezpieczeństwa energetycznego kraju rola gazu ziemnego jako paliwa przejściowego wydaje się oczywista i niepodważalna. Ewolucyjna zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej w kierunku maksymalizacji udziału odnawialnych źródeł energii przy równoczesnej

eliminacji węgla, wymaga bowiem zastosowania technologii i paliw pomostowych, do których należy gaz ziemny.

27. Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 przewiduje, że względu na spodziewany wzrost zapotrzebowania gospodarki na moc elektryczną, dynamiczną rozbudowę mocy wytwórczych. Realizacja tego założenia będzie się odbywać przez zwiększenie udziału OZE w miksie wytwórczym energii elektrycznej z obecnych 14% do ok. 32%. Działanie niestabilnych źródeł wytwórczych opartych na OZE musi być wspierane przez źródła rezerwowe. W tym celu konieczny jest rozwój mocy wytwórczych opartych na źródłach gazowych, a w perspektywie długoterminowej także rozwój źródeł alternatywnych dla gazu ziemnego, takich jak atom.

28. Polityka energetyczna Polski powinna uwzględniać zarówno cele strategiczne polityki klimatycznej UE, jak i trudności wdrożenia technologii bezemisyjnych wytwarzania energii. Powinny zostać sformułowane krajowe, pośrednie cele klimatyczne związane z procesem zazielenienia gazu ziemnego biometanem i niebieskim wodorem na lata 2030, 2035 i 2040.

29. Potencjał produkcji biometanu w Polsce jest istotnie niewykorzystany i wymaga odpowiedniego systemu wsparcia regulacyjnego i finansowego opartego na sprawdzonych rozwiązaniach europejskich, których implementacja może zostać przeprowadzona za pośrednictwem benchmarkingu dobrych praktyk.

30. Polska Strategia Wodorowa (PSW) zakłada osiągnięcie do 2030 r. zdolności transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej ok. 10% gazów innych niż ziemny (czyli gazów zdekarbonizowanych – biometanu czy wodoru).

31. PSW szczególnie nacisk kładzie na model, w którym na potrzeby transportu i magazynowania wodoru może zostać wykorzystany istniejący system gazu ziemnego.

32. Polski rząd zakłada, że w perspektywie najbliższych kilku lat wodór nie będzie miał jednak kluczowego wpływu na neutralność klimatyczną gospodarki czy poprawę bezpieczeństwa energetycznego Polski, natomiast po 2030 r. wpływ ten może być kluczowy.

33. Żaden z obowiązujących obecnie dokumentów rządowych, takich jak KPEiK i SOR, czy żadna z dotychczasowych wersji PEP2040 nie zakłada konieczności zmian w środowisku regulacyjnym dla polskich operatorów gazowniczych (OSP, OSD i OSM) przez wprowadzenie wieloletniego taryfowania opartego na systemie zachęt.

34. W ramach polskiej transformacji energetycznej należy dokonać pilnych zmian w środowisku regulacyjnym w kierunku zapewnienia stabilności dla inwestycji w infrastrukturę gazowniczą oraz dla odbiorców końcowych przez wprowadzenie taryfy wieloletniej dla operatorów gazowniczych opartej na systemie zachęt.

35. Opracowanie taryfy wieloletniej może zostać przeprowadzone w oparciu o benchmarking dobrych praktyk regulacyjnych, jakie zostały zaimplementowane w innych krajach europejskich.

36. W przypadku polskiego segmentu dystrybucji gazu ziemnego nastąpiła nie-spotykana dotychczas na skalę europejską kapitałowa i infrastrukturalna konsolidacja segmentu. W wyniku konsolidacji powstał w ramach podmiotu dominującego PGNiG największy w Unii Europejskiej OSD gazu ziemnego.

37. Konsolidacja kapitału oraz infrastruktury dystrybucyjnej w ramach dominującego na rynku w Polsce podmiotu istotnie utrudnia wejście na rynek innych inwestorów zamierzających budować sieci gazowe, a występująca bariera kapitałowa jeszcze bardziej utrudnia tworzenie nowych operatorów, utrudniając tym samym rozwój konkurencji.

38. Największe znaczenie dla liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce miało wprowadzenie mechanizmu obliża giełdowego. Istotnym krokiem w stronę liberalizacji jest także ograniczanie administracyjnego nadzoru nad cenami paliw gazowych przez regulatora.

39. Należy oczekiwać, że poprawa sytuacji w zakresie infrastruktury gazowniczej związana z uruchomieniem gazociągu Baltic Pipe, rozbudową mocy regazyfikacyjnych terminala LNG w Świnoujściu, budową terminala FSRU w Zatoce Gdańskiej, uruchomieniem interkonektorów z Litwą, Słowacją i Czechami oraz rozbudowa krajowego systemu dystrybucji gazu przy jednoczesnym zakończeniu długoterminowych kontraktów na dostawy gazu ze wschodu dadzą nowy impuls dla budowy konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce.

Wnioski wyływające z rozdziału 4

40. Analiza funkcjonujących w krajach UE rynków przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego wskazuje na dominację modelu rynku opartego o regulację, gdzie metoda benchmarkingu staje się skutecznym i często wykorzystywanym narzędziem w regulacji rynków noszących znamiona monopolu naturalnego, a także staje się metodą, która zaczyna odgrywać istotną rolę w procesie rozwoju regulacji ekonomicznej, szczególnie w praktyce regulacyjnej sektorów przedsiębiorstw sieciowych użyteczności publicznej.

41. Analiza prezentowanych w pracy podejść do regulacji przychodów przedsiębiorstwa energetycznego pozwala stwierdzić, iż nie istnieje jedno optymalne rozwiązanie regulacyjne dla operatorów gazowniczych. W procesie oceny oraz wyboru systemu regulacyjnego w danym kraju należy w pierwszej kolejności określić kryteria, których spełnienie jest istotne w określonych warunkach ekonomicznych, politycznych i społecznych. Głównym kryterium wyboru oraz oceny rozwiązań regulacyjnych jest możliwość generowania prawidłowych bodźców dla efektywnego i racjonalnego prowadzenia działalności przez operatora.

42. W literaturze przedmiotu występują dwie podstawowe koncepcje kształtowania taryf w gazownictwie: koncepcja tworzenia taryf w oparciu o wartość rynkową świadczonych usług (*value of service method*) oraz koncepcja wyznaczenia taryf na podstawie wartości kosztu świadczonych usług (*cost of service method*).

43. Podejście do wyznaczania taryf w oparciu o rzeczywiście ponoszone koszty operacyjne jest podejściem preferowanym przez europejskich regulatorów z powodu niedyskryminacyjnego traktowania klientów. Koncepcja oparta na kosztach świadczonych usług jest łatwiejsza do zrozumienia i zastosowania dla wszystkich uczestników rynku oraz cechuje się znacznie mniejszym stopniem arbitralności w ustalaniu taryf wynikającym z przyjętych metod przyporządkowania i alokacji kosztów pośrednich dla różnych grup odbiorców.

44. Kluczowe znaczenie w podejściu do ustalania taryf w oparciu o rzeczywiste poniesione koszty ma określenie poziomu bazy kosztowej, na podstawie której kalkulowane będą opłaty taryfowe dla poszczególnych grup klientów. Uniwersalna formuła określająca poziom bazy kosztowej określanej też jako wysokość wymaganego przychodu regulowanego (*allowed regulated revenue*) może zostać zaprezentowana w postaci wzoru:

$$PR = OPEX + A + ZK,$$

gdzie:

PR – wysokość wymaganych przychodów (przychodu regulowanego),

OPEX – koszty operacyjne prowadzonej działalności przesyłowej i dystrybucyjnej,

A – amortyzacja majątku niezbędnego do prowadzenia działalności,

ZK – zwrot/wynagrodzenie z zaangażowanego kapitału rozumiany jako $WACC \times RAB$, gdzie: *WACC* – średnioważony koszt kapitału, *RAB* – wartość regulacyjna aktywów przedsiębiorstwa energetycznego.

45. Optymalny model taryfowy powinien zostać określony w oparciu o zasadę równowagi pomiędzy przeciwstawnymi grupami interesów, czyli przedsiębiorstwami energetycznymi a regulatorem i odbiorcami końcowymi. W tym celu na bazie doświadczeń europejskich wyodrębniono kryteria, jakie mogą służyć do oceny rozwiązań taryfowych. Zgodnie z tymi kryteriami optymalny model taryfowy powinien: promować zużycie gazu, maksymalizować wykorzystanie systemu transportowego, odzwierciedlać koszty i być wydajny ekonomicznie, być stabilny i przewidywalny, być transparentny i sprawiedliwy dla wszystkich odbiorców, być prosty metodycznie. Aby system taryfowy był stabilny i przewidywalny, musi być systemem długoterminowym (przynajmniej na okres 3 lat) pozwalającym regulatorowi zaimplementować wszystkie wymienione mechanizmy promujące w aspekcie regulacyjnym, a przedsiębiorstwu energetycznemu dać czas na ich wdrożenie w aspekcie organizacyjnym i technologicznym, tak aby przyniosły oczekiwane skutki dla przedsiębiorstwa, jego właściciela oraz klientów. Do powyższego katalogu należy dodać, iż model taryfowy powinien promować rozwój przedsiębiorstwa energetycznego. Powinien więc zawierać mechanizm bodźców nagradzających za implementację innowacji, rozwiązań proekologicznych oraz powinien nagradzać przedsiębiorstwo energetyczne za realizację projektów istotnych dla rozwoju regionalnego kraju (w tym projektów gazyfikacji neutralizujących ubóstwo energetyczne) oraz za realizację projektów istotnych

dla rozwoju i bezpieczeństwa energetycznego danego kraju. Operatorzy systemów gazowniczych pełnią funkcję przedsiębiorstw użyteczności publicznej, dlatego model taryfowy powinien promować także realizację działań organizacyjnych i inwestycji poprawiających bezpieczeństwo infrastruktury gazowniczej.

46. Przez lata każdy z krajów europejskich wypracował swój specyficzny system taryfowy. Pomimo ich zróżnicowania można dokonać segmentacji tych systemów na podstawie zidentyfikowanych cech wspólnych. Pozwala to dokonać podziału na cztery grupy systemów taryfowych przeznaczonych do segmentu przesyłu i dystrybucji paliwa gazowego – stawek jednolitych, dystansowych, strefowych oraz stawek wejście/wyjście (*entry/exit*).

47. Z analizy w zakresie wykorzystywanych w Europie i na świecie systemów taryfowych jasno wynika, że wszystkie systemy są wadliwe, a najczęściej występującą wadą jest zjawisko subsydiowania skrośnego klientów o zbliżonej charakterystyce, lecz funkcjonujących w różnym oddaleniu od sieci gazowniczej. Pomimo występujących wad systemem rekomendowanym przez Radę Europejskich Regulatorów Energii (CEER) i stosowanym przez większość europejskich operatorów przesyłowych jest system *entry/exit*. System ten sprzyja generowaniu bardzo jasnych sygnałów ekonomicznych dotyczących ograniczeń i „wąskich gardeł” systemu oraz promuje efektywne wykorzystanie sieci.

48. Przeprowadzona analiza rozwiązań europejskich umożliwia wskazanie podstawowych metod ustalania przychodów operatorów gazowniczych: metody regulowanej stopy zwrotu, metody pułapu ceny maksymalnej, metody limitu przychodów i metody hybrydowej.

49. Metoda benchmarkingu staje się skutecznym i często wykorzystywanym narzędziem w regulacji rynków noszących znamiona monopolu naturalnego, z natury odznaczających się brakiem zachęt do optymalizacji kosztów działalności operacyjnej, a także staje się metodą, która zaczyna odgrywać ważną rolę w procesie rozwoju regulacji ekonomicznej, szczególnie w praktyce regulacyjnej sektorów przedsiębiorstw sieciowych użyteczności publicznej.

50. Proces kształtowania opłat taryfowych w gazownictwie złożony jest z dwóch podstawowych subprocesów. W ramach pierwszego na podstawie kosztów uzasadnionych przedsiębiorstwa energetycznego oraz na podstawie wynagrodzenia zaangażowanego kapitału określana jest całkowita baza taryfowa, która jest podstawą do kalkulacji przez operatorów systemów gazowniczych stawek opłat taryfowych. W ramach drugiego subprocesu kształtowania opłat taryfowych, na podstawie dozwolonego przychodu, wyznaczone zostają stawki opłat dystrybucyjnych i przesyłowych. W ramach tego subprocesu następuje alokacja kosztów stanowiących składnik przychodu regulowanego do poszczególnych rodzajów działalności przedsiębiorstwa, rodzajów opłat i grup taryfowych. Na tym etapie szczególnie istotne jest prawidłowe przyporządkowanie kosztów pośrednich oraz kosztów wspólnych do odpowiednich grup taryfowych, tak aby nie zniekształcały wysokości poszczególnych opłat taryfowych, prowadząc do efektu subsydiowania skrośnego.

51. Brak precyzyjnych wytycznych co do sposobu kwalifikacji kosztów do grupy kosztów uzasadnionych w procesie kształtowania taryf w gazownictwie spowodował ze strony regulatora wprowadzenie dużego stopnia uznaniowości. Często regulator kwestionuje zasadność i poziom ponoszonych kosztów i w licznych wezwaniach w ramach postępowania administracyjnego żąda obniżenia lub usunięcia proponowanych kosztów jako nieuzasadnionych. Powodowało to i powoduje wiele konfliktów pomiędzy stronami postępowania administracyjnego – regulatorem i operatorem – i często prowadzi do konieczności rozstrzygnięcia przed właściwym sądem administracyjnym. Opisowany stan rzeczy powoduje permanentny konflikt między regulatorem a operatorem, który cechuje się dużym stopniem subiektywizmu oraz interwencjonizmu ze strony regulatora jako organu administracji państwa. Nie służy to rozwojowi ani przedsiębiorstwa energetycznego, ani rynku tego typu usług transportowych i w wielu przypadkach podważa zasadę zaufania do państwa i stosowanych przez nie mechanizmów kontroli.

52. Praktyka krajów europejskich wskazuje na stosowanie w procesie ustalania taryf różnych metod wyznaczania wartości regulacyjnej aktywów. Prawdłowo skalkulowana wartość regulacyjna aktywów powinna zapewnić realizację następujących celów: zachęcenie do wyższej efektywności ekonomicznej i konkurencji, zapewnienie akcjonariuszom godziwego, ale nie nadmiernego zysku, osiągnięcie prawidłowej równowagi pomiędzy interesami klientów i przedsiębiorstw energetycznych, zapewnienie efektywności decyzji inwestycyjnych, zachęcanie firm do obniżania kosztów i zwiększenia zysków, uniknięcie niepewności związanej z procesem regulacji, redukcja kompleksowości procesu regulacji, a poprzez to obniżenie kosztów administracyjnych procesu wyznaczania taryf.

53. Amortyzacja jest oprócz kosztów działalności operacyjnej (OPEX) oraz zwrotu z kapitału (ZK) istotnym składnikiem przychodu regulowanego przedsiębiorstwa energetycznego. Nie ma w europejskiej praktyce regulacyjnej wypracowanej, zunifikowanej metodyki naliczania amortyzacji. Istnieje natomiast zgodność co do tego, że jest to istotna część kosztów przedsiębiorstw energetycznych infrastrukturalnych, pomniejszająca wartość regulacyjną aktywów. Większość operatorów w zakresie sposobu naliczania amortyzacji odwołuje się więc do obowiązujących w danym kraju przepisów prawa bilansowego i podatkowego.

54. W przypadku Polski doktryna prawa bilansowego stanowi, iż jeżeli dany składnik majątku przysparza w dany okresie bilansowym konkretnej korzyści ekonomicznej, może być rozpoznany w bilansie jako aktywo przedsiębiorstwa, a wybrana metoda amortyzacji powinna odzwierciedlać sposób czerpania tych korzyści z aktywów przedsiębiorstwa. Jeżeli zatem czerpanie korzyści ekonomicznych jest równomiernie rozłożone w czasie, najbardziej odpowiednią metodą amortyzacji majątku rzeczowego i wartości niematerialnych i prawnych będzie metoda liniowa. Pogląd ten rekomendują także europejscy regulatorzy, dlatego najczęściej stosowaną w praktyce metodą amortyzacji jest amortyzacja liniowa generująca równe odpisy amortyza-

cyjne w koszty okresu sprawozdawczego. Metoda ta jest stosowana przez przeważającą część przedsiębiorstw energetycznych jako najprostsza i zarazem oddająca w prawidłowy sposób specyfikę utraty wartości składników majątku w związku z ich zużyciem fizycznym i zużyciem związanym z postępem technologicznym.

55. W obecnie obowiązującym podejściu regulacyjnym prawidłowe ustalenie przez operatora kosztu kapitału decyduje m.in. o rentowności realizowanych inwestycji infrastrukturalnych, a także o poziomie należnego zgodnie z prawem energetycznym zwrotu z kapitału, który tym samym przekłada się na poziom kalkulowanego przychodu regulowanego – stanowiącego podstawę ustalania opłat taryfowych.

56. Jak pokazuje praktyka, na polskim rynku gazu ziemnego wiele projektów inwestycyjnych w ramach gazyfikacji gmin jest na granicy akceptowanego przez operatora poziomu rentowności, wzrost opłat taryfowych spowodowany przeszacowaniem poziomu kosztu kapitału może spowodować istotne pogorszenie rentowności OSD poniżej akceptowalnego poziomu i tym samym rezygnację z projektu gazyfikacji gminy.

57. Z analizy europejskich operatorów przesyłowych S. Hinca wynika, że większość przedsiębiorstw posiadała przynajmniej 50% udział kapitałów własnych w finansowaniu prowadzonej działalności. Zdaniem tego autora, za pożądany poziom udziału kapitałów własnych w całości pasywów spółki można przyjąć poziom w przedziale 50–65%, który gwarantować będzie z jednej strony bezpieczeństwo finansowania, z drugiej – możliwość uzyskania pozytywnego efektu dźwigni finansowej, która zgodnym zdaniem nie może być zbyt wysoka w branży gazowniczej.

58. Operatorzy systemów gazowniczych na rynku gazu w Polsce planują istotne zwiększenie poziomu CAPEX w najbliższych okresach regulacyjnych, dlatego pojawiło się empiryczne uzasadnienie wzrostu poziomu zadłużenia tych przedsiębiorstw. Regulator uznał więc za zasadne zwiększanie udziału kapitału obcego w kalkulacji WACC, do osiągnięcia w 2023 r. średniego poziomu występującego w państwach członkowskich, tj. 50%. Takie arbitralne podejście regulatora okazało się niekorzystne dla największego OSD gazu w Polsce, który w latach 2016 i 2017 w związku z bardzo dużą nadpłynnością nie posiadał w strukturze pasywów zobowiązań kredytowych wobec podmiotów zewnętrznych. Taka sytuacja spowodowała, że operator działalność zarówno operacyjną (OPEX), jak i inwestycyjną (CAPEX) finansował kapitałem własnym. W związku z administracyjnym ustaleniem przez regulatora 30-procentowego udziału kapitału obcego w finansowaniu majątku operatora wystąpiła sytuacja, w której OSD posiadający praktycznie 100% udział kapitału własnego w łącznych kapitałach teoretycznie zaniżył średnio ważony koszt kapitału dla okresu regulacyjnego 2017. Oczywiście, zważywszy większy koszt pozyskania kapitału własnego, taka sytuacja nie jest korzystna ani dla OSD, ani dla rynku w dłuższej perspektywie. Z tego powodu stopniowe zwiększanie udziału kapitału obcego w strukturach pasywów polskich przedsiębiorstw gazowniczych przez regulatora wydaje się zasadne, zważywszy obniżenie poziomu przychodu regulowanego poprzez obniżenie zwrotu z kapitału oraz poprzez uzyskanie pozytywnego efektu dźwigni finansowej przez OSD.

Wnioski wypływające z rozdziału 5

59. Zdaniem autora można mówić o braku osiągnięcia głównych celów procesu liberalizacji polskiego rynku gazu, dokonującego się od ponad dwóch dekad, który utrzymał monopol państwa na tym rynku. Bo czy faktycznie można mówić o zliberalizowanym rynku gazu w Polsce, kiedy 100% tranzytu, przesyłu, magazynowania oraz regazyfikacji paliwa gazowego w ramach Gazoportu znajduje się pod kontrolą państwa, ok. 97% rynku usług dystrybucji paliwa gazowego jest świadczonych przez spółkę Skarbu Państwa, a 86% handlu detalicznego w Polsce odbywa się za pośrednictwem spółki Skarbu Państwa? Świadczy to niestety o tak prowadzonym procesie liberalizacji, aby utrzymać monopol własności państwa na tym rynku i pełną kontrolę regulatora. Z tego właśnie powodu wprowadzenie do regulacji sektora gazu, a zwłaszcza sektora dystrybucji gazu, wieloletniego modelu regulacyjnego opartego na systemie zachęt stworzy szansę dla wzrostu konkurencji na tym rynku i dokonanie się rzeczywistej, a nie pozorowanej, liberalizacji.

60. Autor rekomenduje opracowanie wieloletniego modelu regulacyjnego dla polskich operatorów gazowniczych głównie na podstawie dobrych praktyk zaimplementowanych w przedsiębiorstwach energetycznych działających na rynku w Wielkiej Brytanii, cechujących się najbardziej rozbudowanym systemem zachęt dla OSD do zwiększania efektywności.

61. W krajach objętych analizą okresy regulacji segmentu dystrybucji energii elektrycznej i gazu ziemnego mają taką samą długość dla obu segmentów i wynoszą od 3 do 8 lat. Nawet państwa niebędące członkami UE, takie jak Macedonia czy Mołdawia, stosują 5-letnie okresy regulacyjne. Oprócz Polski roczny okres regulacyjny stosują również Albania, Ukraina, Serbia i Gruzja.

62. Autorska analiza w zakresie stosowanych metod regulacji przychodów operatorów dystrybucji gazowniczych i energii elektrycznej wykazała, że na rozwiniętych rynkach europejskich dominuje metoda limitu przychodów. W ramach tego podejścia poziom przychodu regulowanego ustalany jest zarówno w oparciu o formułę nieuwzględniającą mechanizmu zachęt (np. w Polsce) oraz w oparciu o formułę uwzględniającą ten mechanizm (np. w Wielkiej Brytanii). W zdecydowanej większości państw europejskich jest praktykowane podejście, w którym wielkość przychodu regulowanego wyznaczana jest z uwzględnieniem mechanizmu pozwalającego operatorowi zwiększyć przysługujący mu limit przychodu regulowanego dzięki spełnianiu wyznaczonych przez regulatora kryteriów, dotyczących np. redukcji kosztów, zapewniania wysokich standardów obsługi klienta lub podejmowania działań związanych z ochroną środowiska czy realizacji działań podnoszących bezpieczeństwo funkcjonowania infrastruktury dystrybucyjnej.

63. Najlepsze praktyki w zakresie ustalania taryf dla spółek dystrybucyjnych można pogrupować w ramach trzech obszarów: zmierzające do zapewnienia równowagi systemu, promujące efektywność ekonomiczną oraz zapewniające ochronę interesariuszy.

64. Analiza wykazała, że istnieją mechanizmy wykorzystywane przez europejskich regulatorów służące do promocji efektywności funkcjonowania OSD, jakości świadczonych przez nich usług oraz osiągania innych wyznaczonych przez regulatora celów, a tym samym umożliwiających zwiększenie przysługującego im przychodu regulowanego w przypadku spełnienia wyznaczonych przez regulatora celów. Zachęty zostały podzielone na dziewięć obszarów, takich jak: redukcja kosztów operacyjnych, efektywność nakładów inwestycyjnych, ochrona środowiska, obsługa klienta, obowiązki społeczne, warunki przyłączenia do sieci, bezpieczeństwo, niezawodność oraz innowacyjność.

65. Większość zaawansowanych metodyk regulacji OSD ustala wartość przychodu regulowanego na podstawie przychodu z roku bazowego, z uwzględnieniem korekt wynikających z celów szczegółowych regulacji (poprawy jakości usług, poprawy efektywności kosztowej, zmiany skali działalności). Długość wieloletnich okresów regulacji jest bardzo zróżnicowana. Regulatorzy europejscy, ustalając długość okresu regulacji, biorą pod uwagę specyficzne potrzeby danego rynku, w tym m.in.: dojrzałość rynku, zakres planowanych zmian regulacyjnych, liczbę OSD, planowane zmiany organizacyjne w OSD, zróżnicowanie poziomu kosztów OSD.

66. Obserwuje się pojawienie się dwóch istotnych trendów kształtujących sytuację sektora dystrybucji i przesyłu energii elektrycznej oraz gazu ziemnego w Polsce, determinujących także podejście regulacyjne do tego sektora – zmiany w obszarze inwestycyjnym spowodowane wzrostem zapotrzebowania na kolejne przepustowości związane z uruchamianiem nowych źródeł wytwarzania mocy opartych na OZE oraz w przypadku spółek dystrybucyjnych rozszerzenia zakresu działalności operacyjnej o nowe obszary, takie jak: promocja efektywności energetycznej, realizacja celów związanych z ochroną środowiska i celów społecznych (m.in. walka z ubóstwem energetycznym na obszarze niezgazyfikowanych gmin).

67. W obliczu nasilenia się trendu dekarbonizacyjnego na rynku energetycznym w Unii Europejskiej i nowej roli paliwa gazowego jako tzw. paliwa przejściowego, ale przede wszystkim w obliczu światowych fluktuacji cenowych na paliwo gazowe spowodowanych wzrostem koniunktury gospodarczej w wielu krajach (w tym głównie w Chinach) po zakończonych lockdownach spowodowanych pandemią COVID-19, a także w obliczu kryzysu gazowego wywołanego wojną między Rosją a Ukrainą empieryczne narzędzie opierające się na systemie zachęt dla przedsiębiorstw energetycznych, zapewniające wieloletnią stabilizację regulacyjną jest jak najbardziej pożądane i oczekiwane na polskim rynku gazu ziemnego.

68. Niestety, Polska na tle krajów europejskich jawi się jako „negatywny bohater”, gdyż jednoroczne podejście do ustalania taryf nie pozwala regulatorowi na efektywne wdrożenie jakiegokolwiek mechanizmu zachęt, a 12-miesięczna perspektywa posiadania taryfy stwarza operatorowi warunki permanentnej niepewności prowadzenia działalności operacyjnej, a w szczególności niepewności w zakresie planowania przychodów w dłuższym okresie i w zakresie realizacji działalności inwestycyjnej czy wdrażania innowacji i działań proekologicznych. Taki stan rzeczy wymaga pilnych zmian.

69. Krótki okres regulacyjny, każdorazowo poprzedzony kilkumiesięcznym przeglądem regulacyjnym kosztów operacyjnych przez regulatora powoduje negatywne skutki dla operatorów. Do najważniejszych należy ryzyko obniżenia stawek taryfowych przez regulatora w wyniku próby dostosowania poziomu kosztów rzeczywistych, wygenerowanych w roku poprzednim przez OSD do kosztów alokowanych do obecnie obowiązującej taryfy. W przypadku gdy operator podejmie w danym roku taryfowym wysiłek redukcji kosztów działalności koncesjonowanej, zostanie w myśl obowiązującej w Polsce doktryny regulacyjnej ukarany przez obniżenie stawek, a nie wynagrodzony w postaci wzrostu przychodu regulowanego.

70. Istotnym, negatywnym skutkiem krótkiego horyzontu regulacyjnego dla gazowych OSD w Polsce jest utrudnienie realizacji strategii długoterminowych, co *de facto* zmusza operatora do planowania rocznego i podnosi ryzyko inwestycyjne. Inwestycje w branży infrastruktury dystrybucyjnej gazu wymagają wieloletniego okresu realizacji w ramach procesów projektowania i budowlanego. Brak długoterminowej taryfy skorelowanej z procesem inwestycyjnym istotnie podnosi ryzyko dla inwestorów, czyli *de facto* dla Skarbu Państwa, gdyż w przypadku Polski to państwo jest właścicielem operatorów gazowych: przesyłowego i regazyfikacji (OGP Gaz-System), największego dystrybucyjnego (Polska Spółka Gazownictwa) i magazynowego (Gas Storage Polska w ramach GK PGNiG, a obecnie Orlen).

71. W przypadku polskiego sektora dystrybucji paliwa gazowego: koncepcją, na której podstawie dokonuje się wyznaczania taryf, jest koncepcja oparta na poziomie kosztu świadczonych usług (*cost of service*); systemem kształtowania opłat taryfowych jest system hybrydowy, który ma cechy charakterystyczne zarówno dla systemu stawek jednolitych, jak i dla systemu stawek strefowych, w celach regulacyjnych sektora stosuje się także pułapowe podejście hybrydowe stanowiące połączenie metody limitu przychodów (*revenue cap*) i limitu ceny (*price cap*) z wyłączeniem mechanizmu zachęt oraz elementów metody pułapu ceny opartej na koszyku opłat za usługi.

72. Głównym beneficjentem systemu regulacji operatorów dystrybucji gazu jest Polska Spółka Gazownictwa, która jako największy OSD posiada 97% udziałów w rynku, dlatego system ten najlepiej scharakteryzować na podstawie rozwiązań regulacyjnych stosowanych w PSG. W systemie tym odbiorcy indywidualni i korporacyjni podzieleni są na grupy taryfowe w zależności od wolumenu poboru gazu czy zamówionej mocy umownej i płacą takie same stawki taryfowe w ramach swojej grupy taryfowej bez względu na długość przyłącza, która wskazuje na fizyczne oddalenie od sieci dystrybucyjnej. Klienci zakwalifikowani przez operatora do danej grupy taryfowej zakwalifikowani są również do konkretnej strefy taryfowej w zależności od geograficznego miejsca ulokowania punktu odbioru gazu.

73. System hybrydowy w przypadku polskiego segmentu dystrybucji cechuje zjawisko nierównego traktowania klienta zakwalifikowanego do tej samej grupy taryfowej, ale alokowanego do różnej strefy dystrybucyjnej. Jedynym logicznym

rozwiązaniem w celu neutralizacji wady systemu jest unifikacja stawek taryfowych w poszczególnych strefach na poziomie całego systemu PSG. Operacja ta byłaby możliwa do przeprowadzenia przy jednoczesnej obniżce stawek taryfowych, rozłożonej w czasie na trzy roczne okresy regulacyjne lub jeden długoterminowy (co najmniej 3-letni) okres regulacyjny, np. przy okazji implementacji nowego, długoterminowego modelu taryfowego dla PSG w oparciu o dobre europejskie praktyki regulacyjne.

74. W pracy dokonano analizy wieloletnich rozwiązań regulacyjnych na polskim rynku dystrybutorów elektroenergetycznych, z której wynika, że w ramach regulacji pięciu największych OSD elektrycznych stosuje się zgodnie z wytycznymi regulatora wieloletnie okresy regulacyjne. Od 2012 r. stosowany był 4-letni okres regulacji, a w latach 2016–2020 5-letni okres regulacji. W okresie regulacji URE stosuje jednolite podejście w zakresie zasad ustalania kosztów uzasadnionych oraz uzasadnionego zwrotu z kapitału.

75. W okresie regulacyjnym 2016–2020 w zakresie metodyki ustalania kosztów operacyjnych wykorzystane zostało nowe empiryczne narzędzie – bayesowski graniczny model kosztu zmiennego. Model ten posłużył ocenie efektywności kosztowej pięciu OSD działających w Polsce. Zastosowanie tej metody stanowi zaawansowany metodycznie sposób ekonometrycznej oceny efektywności kosztowej. W ramach przygotowania wytycznych dla modelu przeprowadzono benchmarking pomiędzy pięcioma operatorami, który nie pozwolił na identyfikację istotnych różnic w poziomie efektywności kosztowej. Dlatego regulator zdecydował się zastosować w modelu jednolity dla wszystkich OSD wskaźnik poprawy efektywności kosztowej dla okresu 5 lat wynoszący 10%.

76. W ramach prowadzonych analiz starano się odpowiedzieć na pytanie, dlaczego pomimo dobrych praktyk regulacyjnych w sektorze elektroenergetycznym w Polsce oraz opracowania ekonometrycznego, wieloletniego modelu taryfowego dla OSD gazowych, który był konsultowany z URE od co najmniej 2011 r., nie udało się do dzisiaj zaimplementować długoterminowych rozwiązań regulacyjnych w sektorze dystrybucji gazu. Odpowiedzi należy szukać nie w braku wiedzy w postaci dobrych praktyk czy braku dobrej woli po stronie regulatora, tylko w zmianach systemowych i organizacyjnych, jakie nieustannie dokonują się w segmencie dystrybucji gazu po stronie PGNiG jako właściciela PSG – operatora systemu dystrybucyjnego gazu w Polsce. PSG jest podmiotem dominującym w kraju, więc zmiany strukturalne zachodzące w tym OSD od 2011 r. mają istotny wpływ na implementację rozwiązań regulacyjnych w całym sektorze.

77. Istotną barierą uniemożliwiającą regulatorowi zgodę na wprowadzenie taryfy wieloletniej dla narodowego operatora dystrybucyjnego gazu był rozpoczęty w 2012 r. proces konsolidacji spółek dystrybucyjnych w ramach PGNiG. Po dokonaniu największej w Europie kapitałowej i infrastrukturalnej konsolidacji aktywów dystrybucyjnych gazu, która nastąpiła w lipcu 2013 r., pojawiła się kolejna bariera w postaci problemu

z tzw. socjalizacją kosztów terminala regazyfikacji LNG w Świnoujściu. Kolejną zdaniem autora przyczyną braku zgody regulatora były liczne zmiany strukturalne w segmencie dystrybucji gazu ziemnego oraz zmiany reorganizacyjne dokonywane przez samego operatora z początkiem 2017 r. W związku z tym ciągle aktualna była przesłanka o braku stabilnych i porównywalnych warunków wykonywania działalności koncesjonowanej pomiędzy okresami regulacyjnymi.

78. Inną bardzo niebezpieczną z perspektywy rynkowej przeszkodą we wprowadzeniu modelu regulacyjnego jest konsekwentne dążenie regulatora do obniżenia wyników finansowych PSG, a szczególnie poziomu rentowności kapitałów własnych wygenerowanych w latach 2013–2018. Poziom ten oscylował we wspomnianym okresie w przedziale 9–10% i był istotnie wyższy od WACC dla segmentu dystrybucji gazu na poziomie 6% w omawianym okresie. W podejściu regulatora dążącego do równoważenia interesów wszystkich uczestników rynku energetycznego widać przynajmniej od 10 lat tendencje do traktowania przedsiębiorstw dystrybucyjnych na rynku gazu jako przedsiębiorstw użyteczności publicznej, które praktycznie powinny się wykazywać symbolicznym, dodatnim wynikiem finansowym netto, a na pewno nie rentownością kapitałów na poziomie znacznie przekraczającą rentowność dla przedsiębiorstw z branży *utilities*.

79. Podejście regulatora do ustalania poziomu akceptowalnego przychodu regulowanego, które powinno zapewniać OSD tylko pokrycie kosztów uzasadnionych działalności koncesjonowanej i zwrot z zaangażowanego kapitału jest sprzeczne z podejściem właścicielskim. Dla wielu OSD na rynku gazu właścicielami są inwestorzy prywatni, a także inwestujący w walory za pośrednictwem giełdy. Także GK PGNiG, która jest przedsiębiorstwem publicznym notowanym na giełdzie od 2005 r., dąży do osiągnięcia jak najlepszych wyników finansowych i jak najwyższego zwrotu z kapitału dla swoich akcjonariuszy.

80. Operator dystrybucyjny tej skali co PSG, w związku ze swoją pozycją monopolisty na rynku gazu, powinien być spółką bezpośrednio podlegającą Skarbowi Państwa, jak w przypadku OGP Gaz-System. Taka struktura właścicielska zapewniłaby operatorowi systemu dystrybucyjnego gazu brak presji ze strony holdingu właściciela na realizację celów finansowych oraz realną, a nie pozorowaną niezależność, jak obecnie.

81. W opinii autora powstaje paradoks pogodzenia interesu właścicieli OSD będących inwestorami pośrednimi, komercyjnymi i krótkoterminowymi (inwestującymi bezpośrednio poprzez rynek giełdowy w PGNiG, a obecnie w Orlen), a kierujących się wyłącznie celami finansowymi, z celami, jakie ustawowo powinien realizować regulator jako organ administracji państwowej równoważący interesy wszystkich uczestników rynku.

82. W opinii autora powstaje również paradoks pogodzenia interesu właściciela pośredniego dla operatora w osobie Skarbu Państwa kierującego się celami związanymi z racją stanu, takimi jak zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski,

dbanie o zrównoważony rozwój regionalny kraju czy walka z ubóstwem energetycznym na poziomie gmin, z interesem właścicieli mniejszościowych dążących do osiągnięcia jak najszybszego i największego zwrotu z zaangażowanego kapitału.

83. W opinii autora obecna struktura i relacje właścicielskie w ramach PSG będą istotnie utrudniały rozwój tego przedsiębiorstwa energetycznego na skutek interwencjonizmu ze strony zarówno regulatora, jak i właścicieli, czego ewidentnym przykładem jest brak konsensusu w temacie implementacji narzędzia regulacyjnego, jakim jest dla OSD na polskim rynku gazu wieloletni model regulacyjny oparty na systemie zachęt.

Bibliografia

Opracowania

- Acocella N., *Zasady polityki gospodarczej*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2002.
- Agrell P.J., Bogetoft P., *Benchmarking and regulation*, CORE Discussion Paper no. 2013/8, Center for Operations Research and Econometrics Université catholique de Louvain, Louvain 2013.
- Akerlof G.A., *The market for 'lemons': quality uncertainty and the market mechanism*, „The Quarterly Journal of Economics” 1970, vol. 84, no. 3, s. 488–500.
- Armstrong M., Cowan C., Vickers J., *Regulatory reform: economic analysis and British experience*, The MIT Press, Cambridge, MA, 1994.
- Arrow K.J., *Social choice and individual values*, John Wiley & Sons, New York 1963.
- Arrow K.J., *Uncertainty and the welfare economics of medical care*, „The American Economic Review” 1963, vol. 53, no. 5, s. 941–973.
- Ashley P., *Modern tariff history – Germany, United States, France*, J. Murray Publishing, London 1910.
- Assessment of demand response & advanced metering. Staff report*, Federal Energy Regulatory Commission, Washington, D.C., 2008, December.
- Averch H., Johnson L.L., *Behavior of the firm under regulatory constraint*, „The American Economic Review” 1962, vol. 52, no. 5, s. 1052–1069.
- Bailey E.E., *Contestability and the design of regulatory and antitrust policy*, „The American Economic Review” 1981, vol. 71, no. 2, s. 178–183.
- Bailey E.E., Panzar J.C., *The contestability of airline markets during the transition to deregulation*, „Law and Contemporary Problems” 1981 (Winter), s. 125–145.
- Baldwin R., Cave M., Lodge M., *Understanding regulation: theory, strategy and practice*, Oxford University Press, Oxford 2011.
- Barczyński A., Barczyński P., *System transportu gazu ziemnego w Polsce i Niemczech*, „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” 2018, nr 3 (233).
- Baron D.P., Myerson R.B., *Regulating a monopolist with unknown costs*, „Econometrica” 1982, vol. 50, no. 4, s. 911–930.
- Baumol W.J., *Contestable markets: an uprising in the theory of industrial structure*, „The American Economic Review” 1982, vol. 72, no. 1.
- Baumol W.J., Bradford D.F., *Optimal departures from marginal cost pricing*, „The American Economic Review” 1970, vol. 60, no. 3.
- Baumol W.J., Klevorick A.K., *Input choices and rate of return regulation: an overview of the discussion*, „The Bell Journal of Economics” 1970, vol. 1, no. 2, s. 162–190.
- Baumol W.J., Panzar J.C., Willig R.D., *Contestable markets and the theory of industry structure*, Harcourt Brace Jovanovic, New York 1982.
- Baumol W.J., Willig R.D., *Contestability: developments since the book*, „Oxford Economic Papers”, New Series 1986, vol. 38, s. 9–36.
- Becker G., *Theory of competition among pressure groups for political influence*, „The Quarterly Journal of Economics” 1983, vol. 98, s. 371–399.
- Berg S.V., Tschirhart J., *Natural monopoly regulation: principles and practice*, Cambridge University Press, Cambridge 1988.

- Bertram G., Twaddle D., *Price-cost margins and profit rates in New Zealand electricity distribution networks since 1994: the cost of light handed regulation*, „Journal of Regulatory Economics” 2005, vol. 27, no. 3.
- Biernat K., Samson-Bręk I., *Przegląd technologii oczyszczania biogazu do jakości gazu ziemnego*, „Chemic” 2011, t. 65, nr 5.
- Bigda R., *Zielony wodór a światowa strategia wodorowa*, Instytut Technologii Paliw i Energii, <http://www.itpe.pl/?s=Bigda>.
- Bil J., *Komu potrzebna jest konsolidacja*, „Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki” 2002, nr 2.
- Biometanownia w każdej gminie?* 2020, 12 sierpnia, <https://wysokienapiecie.pl/31337-biometanownia-w-kazdej-gminie/>.
- Black D., *On the rationale of group decision-making*, „The Journal of Political Economy” 1948, vol. 56, no. 1, s. 23–34.
- Blazquez J., Fuentes-Bracamontes R., Manzano B., *A road map to navigate the energy transition*, The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 2019.
- Body of Knowledge on Infrastructure Regulation, *Regulatory lag*, b.d. <https://regulationbodyofknowledge.org/glossary/r/regulatory-lag/>.
- Boiteux M., *Sur la gestion des Monopoles Publics astreints a l'équilibre budgétaire*, „Econometrica” 1956, vol. 24, no. 1, s. 22–40.
- Botta M., Wiedemann K., *Exploitative conducts in digital markets: time for a discussion after the Facebook decision*, „Journal of European Competition Law and Practice” 2019, vol. 10, no. 8.
- Boudreaux D., Ekelund R.B. Jr., *Inframarginal consumers and the per se legality of vertical restraints*, „Hofstra Law Review” 1988, vol. 17, no. 1, Article 4, s. 137–158.
- Broeck J. van den, Koop G., Osiewalski J., Steel M., *Stochastic frontier models: a Bayesian perspective*, „Journal of Econometrics” 1994, vol. 61, no. 2, s. 273–303.
- Brown A.C., Sibley D.S., *The theory of public utility pricing*, Cambridge University Press, Cambridge 1986.
- Brzeziński T., Wawrzynowicz A., *Czy Europejski Zielony Ład może stać się dźwignią odbudowy europejskiej po zakończeniu pandemii?* „Przegląd Gazowniczy” 2020, nr 2 (66).
- Buchanan J.M., *An economic theory of clubs*, „Economica” New Series, 1965, vol. 32, no. 125, s. 1–14.
- Buchanan J.M., *Public choice: the origins and development of research program*, Public Choice Outreach Conference, 23rd Annual Program, George Mason University, Fairfax, VA, 2003.
- Buchanan J.M., Stubblebine W.C., *Externality*, „Economica” 1962, vol. 29, no. 116, s. 371–384.
- Buchanan J.M., Tullock G., *The calculus of consent: logical foundations of constitutional democracy*, University of Michigan Press, Ann Arbor 1962, <http://www.econlib.org/library/Buchanan/buch-Cv3.html>.
- Buchmann A.P., Tongren R.S., *Nonunanimous settlements of public utility rate cases: a response*, „Yale Journal of Regulation” 1996, vol. 13, s. 337–345.
- Byliński S., *Wodór jako element bezpieczeństwa energetycznego*, „Przegląd Gazowniczy” 2022, czerwiec.
- Caillaud B., Guesnerie R., Rey P., Tirole J., *Government intervention in production and incentives theory: a review of recent contributions*, MIT Working Paper no. 472, December 1987.
- Cambridge Economic Policy Associates, *The use of RPI-X by other network industry regulators. Report for OFGEM*, 2009, <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2009/02/cepa-final-ofgem-report-270209.pdf>.
- Caplan B., *Externalities*, www.econlib.org.
- Carpenter P., Lapuerta C., *A critique of light-handed regulation: the case of British Gas February 1999*, „Northwestern Journal of International Law & Business” 1999, vol. 19, no. 3, 479–497.
- CIRE.pl, *Od jutra gazowe obligo giełdowe*, 2013, 10 września, <https://www.cire.pl/item,81222,1,0,0,0,0,0,od-jutra-gazowe-obligo-gieldowe.html> (15.12.2022).

- Co kryje się pod terminem niekonwencjonalne złoża gazu? <https://infolupki.pgi.gov.pl/pl/co-kryje-sie-pod-terminem-niekonwencjonalne-zloza-gazu> (3.05.2021).
- Comanor W.S., *Vertical price-fixing, vertical market restrictions, and the new antitrust policy*, „Harvard Law Review” 1985, vol. 98, no. 5.
- Cost curve, https://en.wikipedia.org/wiki/Cost_curve.
- Council of European Energy Regulators, https://en.wikipedia.org/wiki/Council_of_European_Energy_Regulators.
- Crandal R.W., Sidak J.G., Singer H.J., *The empirical case against asymmetric regulation of broadband internet access*, „Berkeley Technology Law Journal” 2002, vol. 17, no. 3.
- Crew M.A., Fernando C.S., Kleindorfer P.R., *The theory of peak-load pricing: a survey*, „Journal of Regulatory Economics” 1995, vol. 8, November, s. 215–248.
- Dach Z. (red.), *Państwo a rynek we współczesnej gospodarce. Wybrane problemy*, PTE, Kraków 2008.
- Dal Bo E., *Regulatory capture: a review*, „Oxford Review of Economic Policy” 2006, vol. 22, no. 2.
- Damodaran A., *Country default spreads and risk premiums*, https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html (2.12.2022).
- Decker C., *Modern economic regulation – an introduction to theory and practice*, Cambridge University Press, Cambridge 2015.
- Demsetz H., *Why regulate utilities*, „Journal of Law and Economics”, 1968, vol. 11, no. 1.
- Dimson E., Marsh P., Staunton M., *Summary edition Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2020*, Credit Suisse Research Institute, Zürich 2020.
- Dobroczyńska A., Juchniewicz L., *Podstawy i problemy regulacji energetyki*, „Ekonomia” (Uniwersytet Warszawski) 2001, nr 2.
- Dobroczyńska A., Juchniewicz L., Zalewski B., *Regulacja energetyki w Polsce*, Wydawnictwo Adam Marszałek, Warszawa–Toruń 2000.
- Doucet J., Littlechild S., *Negotiated settlements: the development of legal and economic thinking*, „Utilities Policy” 2016, vol. 14, no. 4.
- Economies of density definition*, www.encyclo.co.uk.
- EIA, *International energy outlook 2019*, <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/> (1.09.2022).
- EU Technical Expert Group on Sustainable Finance, *Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance*, 2020, https://finance.ec.europa.eu/system/files/2020-03/200309-sustainable-finance-teg-final-report-taxonomy_en.pdf (10.12.2022).
- European Commission, *EU taxonomy for sustainable activities. What the EU is doing to create an EU-wide classification system for sustainable activities*, https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/banking-and-finance/sustainable-finance/eu-taxonomy-sustainable-activities_en (10.07.2022).
- European Network of Transmission System Operators for Gas, *ENTSOG 2050 roadmap for gas grids*, www.entsog.eu/entsog-roadmap-2050 (16.08.2022).
- Estache A., Wren-Lewis L., *Toward a theory of regulation for developing countries: following Jean-Jacques Laffont’s lead*, „Journal of Economic Literature” 2009, vol. 47, no. 3. DOI:10.1257/jel.47.3.729.
- Fichte J.G., *Zamknięte państwo handlowe i inne pisma*, przeł. P. Dybel, R. Marszałek, J. Nowotniak, R. Reszke, Wydawnictwo Aletheia, Warszawa 1996.
- Fiedor B., *Prawa własności a proces transformacji gospodarczej. Spojrzenie z perspektywy nowej ekonomii instytucjonalnej*, Zeszyt: Własność – idea, instytucje, ochrona, Uniwersytet Wrocławski. Katedra Doktryn Politycznych i Prawnych, Wrocław 2009.
- Fodrowska K., *Ceny gazu 2022 – w tym roku wyższe stawki dla gospodarstw domowych*, <https://enerad.pl/aktualnosci/ceny-gazu-2022> (31.08.2022).
- Fortisbc, *Renewable natural gas*, www.fortisbc.com/NaturalGas/RenewableNaturalGas.
- Friedland C., Stigler G., *What can regulators regulate? The case of electricity*, [w:] K.R. Leube, T.G. Moore (red.), *The essence of Stigler*, Hoover Institution Press Stanford University, Stanford 1986.

- Goldman M.B., Leland H.E., Sibley D.S., *Optimal nonuniform pricing*, „Review of Economic Studies” 1984, vol. 51, no. 2, s. 305–319.
- Grabowski R.J., Harrington J.P., Nunes C., *The stocks, bonds, bills, and inflation (SBBII) 2020 yearbook*, Duff & Phelps, <https://duffandphelps.onfastspring.com/books> (20.07.2021).
- Gray H.M., *The passing of the public utility concept*, „Journal of Land and Public Utility Economics” 1940, February.
- Greer M., *Electricity cost modeling calculations*, Elsevier, Amsterdam 2010.
- Gunningham N., Grabosky P., Sinclair D., *Smart regulation: designing environmental policy*, Oxford University Press, Oxford 1998.
- Hamada R.S., *The effect of the firm's capital structure on the systematic risk of common stocks*, „The Journal of Finance” 1972, vol. 27, no. 2, s. 435–452.
- Haring J., *Implication of asymmetric regulation for competition policy analysis*, Federal Communications Commission OPP Working Paper Series 14, 1984.
- Helm D., *Regulatory reform, capture and the regulatory burden*, „Oxford Review of Economic Policy” 2006, vol. 22, no. 2.
- Helm D., *The new regulatory agenda*, Social Market Foundation 2004, <https://www.smf.co.uk/wp-content/uploads/2004/01/Publication-A-New-Regulator-Agenda-Dieter-Helm.pdf>.
- Hertog J., *Economic theories of regulation*, [w:] R.J. Van den Bergh, A.M. Paccès (red.), *Regulation and economics*, Edward Elgar, Amsterdam 2012.
- Hertog J., *Review of economic theories of regulation*, Fjalling C. Koopmans Research Institute Discussion Paper Series no. 10-18, Utrecht School of Economics, 2010.
- Hicks J.R., *Annual survey of economic theory: the theory of monopoly*, „Econometrica” 1935, vol. 3, no. 1, s. 1–20.
- Hinc S., *Struktury oraz metody kształtowania taryf przesyłowych w gazownictwie* [rozprawa doktorska], Politechnika Warszawska, Wydział Inżynierii Środowiska, Warszawa 2007.
- Hinc S., *Systemy regulacji cen w transporcie gazu*, „Nowoczesne Gazownictwo” 2004, nr 1 (IX).
- Hinc S., Prugar W., *Analiza systemów opłat taryfowych za przesył gazu w Unii Europejskiej*, „Nowoczesne Gazownictwo” 2003, nr 2 (VIII).
- Holliday S., *The NGTV view of the RPI-X regulatory regime*, [w:] D. Helm (red.), *The future of infrastructure regulation*, Oxford 2005.
- Holmström B., *Moral hazard and observability*, „The Bell Journal of Economics” 1979, vol. 10, no. 1, s. 74–91.
- Hopkinson J., Presidential Address to the Junior Engineering Society, 4th NOV., 1892, *On The Cost of Electric Supply*, „Transactions of the Junior Engineering Society”, vol. III, part I, s. 1–14, [w:] B. Hopkinson (red.), *Original papers by the late John Hopkinson*, Vol. 1, Cambridge University Press, Cambridge 1901, <https://catalog.hathitrust.org/Record/001616276>.
- International Energy Agency, *Net zero by 2050. A roadmap for the global energy sector*, October 2021, https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZero-by2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf (13.08.2022).
- International Energy Agency, *World energy outlook 2019*, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019> (1.09.2022).
- International Energy Agency, OECD, *Natural gas transportation: organisation and regulation*, Paris 1994.
- International Gas Union, Snam, Rystad Energy, *Global gas report 2022*, <https://www.igu.org/resources/global-gas-report-2022/> (1.08.2022).
- Iwicki K., Janusz P., Szurlej A., *Wpływ liberalizacji rynku gazu ziemnego na bezpieczeństwo energetyczne Polski*, „Rynek Energii” 2014, nr 3.
- Iwicki K., Wawrzynowicz A., Krzanowski M., *Gazy zdekarbonizowane – przyspieszenie transformacji gazownictwa*, „Przegląd Gazowniczy” 2022, czerwiec.

- Jamasb T., Pollitt M., *Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons of experience from Britain*, „Energy Policy” 2007, vol. 35, no. 12.
- Jamasb T., Pollitt M., *Liberalization and R&D in network industries: the case of the electricity industry*, „Research Policy” 2008, vol. 37, no. 6-7, s. 995–1008.
- Jamison M.A., *Price cap regulation and revenue cap regulation*, for the *Encyclopedia of energy engineering and technology*, 2005, https://www.researchgate.net/publication/228993476_Price_Cap_and_Revenue_Cap_Regulation (13.12.2021).
- Janik M., *Świat ucieka od gazu jak od węgla*, 2019, 23 października, <https://energia.rp.pl/gaz/art17011991-swiat-ucieka-od-gazu-jak-od-wegla> (12.05.2020).
- Jarrell G.A., *The demand for state regulation of electric utility industry*, „Journal of Law and Economics” 1978, vol. 21.
- Johnston, R.J., Blakemore R., Bell R., *The role of oil & gas companies in the energy transition*, Atlantic Council, Washington, DC, 2020, <https://www.atlanticcouncil.org/wp-content/uploads/2020/01/OGT-final-web-version.pdf> (30.12.2022).
- Joskow P.L., *Pricing decisions of regulated firm: a behavioral approach*, „The Bell Journal of Economics” 1973, vol. 4, no. 1, s. 118–140.
- Joskow P.L., *Regulation of natural monopolies*, [w:] A.M. Polinsky, S. Shavell (red.), *Handbook of law and economics*, t. 2, Elsevier, Amsterdam 2007.
- Joskow P.L., *The determination of the allowed rate of return in a formal regulatory hearing*, „The Bell Journal of Economics” 1972, vol. 3, s. 632–644.
- Joskow P.L., Rose N.L., *The effects of economic regulation*, [w:] R. Schmalensee, R. Willig (red.), *Handbook of industrial organization*, t. 2, Elsevier, Amsterdam 1989.
- Kadej L., *Obligo giełdowe na gaz będzie ścięte do 30 proc.*, 2022, <https://wysokienapiecie.pl/78494-obligo-gieldowe-na-gaz> (13.11.2022).
- Kahn A.E., *The economics of regulation: principles and institutions*, t. I, MIT Press, Cambridge, MA, 1991.
- Kaleta J., *Unia Europejska stawia na wodór*, „Przegląd Gazowniczy” 2020, nr 3 (67), s. 22–24.
- Kamiński J., *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, „Polityka Energetyczna” 2009, t. 12, z. 2/2.
- Kamrat W., *Perspektywy rozwoju rynku gazu vs Europejski Zielony Ład*, „Przegląd Gazowniczy” 2020, nr 3 (67), s. 17–19.
- Kaplow L., *A model of the optimal complexity of legal rules*, „Journal of Law, Economics and Organization” 1995, vol. 11, no. 1, s. 150–163.
- Kaplow L., *Rules versus standards: an economic analysis*, „Duke Law Journal” 1992, vol. 42, s. 557–629.
- KE przedstawiła szczegóły planu REPowerEU*, Teraz Środowisko, 2022, 19 maja, <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/REPowerEU-komisja-europejska-oze-wodor-pompy-ciepla-11916.html> (10.12.2022).
- Kenton W., *Regulatory capture definition with examples*, 2021, <https://www.investopedia.com/terms/r/regulatory-capture.asp>.
- Keynes J.M., *The general theory of employment, interest and money*, Palgrave Macmillan, London 1936.
- Klimczak B., *Teoretyczne podstawy badania działań grup interesu na rzecz ładu rynkowego*, [w:] B. Klimczak (red.), *Samorząd gospodarczy i zawodowy w procesie powstawania ładu rynkowego*, Wrocław 2001, s. 11–64.
- Kojzar K., Pankowska M., Wandas M., *Ceny prądu o 180 proc. w górę w 2023 roku. Niepublikowane dotąd prognozy dla rządu [ujawniamy]*, OKO.press, 2022, 18 lipca, <https://oko.press/ceny-pradu-o-180-proc-w-gore-w-2023-r-niepublikowane-dotad-prognozy-dla-rzadu-ujawniamy> (20.07.2022).
- Komisja Europejska, *Orędzie o stanie Unii za 2022 r.*, wygłoszone przez przewodniczącą Ursulę von der Leyen, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/speech_22_5493.
- Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020–2029*, OGP Gaz-System, Warszawa 2019, styczeń.

- Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*, Ministerstwo Aktywów Państwowych, Warszawa 2019.
- Krieger S., *Problems for captive ratepayers in nonunanimous settlements of public utility rate cases*, „Yale Journal of Regulation” 1995, vol. 12, s. 257–343.
- Krueger A.O., *The political economy of the rent-seeking society*, „The American Economic Review” 1974, vol. 64, s. 291–303.
- Krzanowski M., Wawrzynowicz A., *Zaangażowanie Izby Gospodarczej Gazownictwa w rozwój sektora wodoru i biogazu*, „Przegląd Gazowniczy” 2021, nr 4 (72), s. 22–24.
- Kwidziński E., *Ekologizm jako idea polityczna na przykładzie Niemiec i Francji*, „Ogrody Nauki i Sztuki” 2015, nr 5.
- Laffont J.J., Tirole J., *A theory of incentives in procurement and regulation*, The MIT Press, Cambridge, MA, 1993.
- Laffont J.J., Tirole J., *Using cost observation to regulate firm*, „Journal of Political Economy” 1986, vol. 94, no. 3, part 1, s. 614–641.
- Landis J.M., *The administrative process*, Yale University Press, New Haven 1938.
- Le Fevre C., *A review of prospects for natural gas as a fuel in road transport*, The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 2019.
- Lech A., *Liberalizacja sektorów sieciowych – aspekty teoretyczne*, „Gospodarka w Praktyce i Teorii” 2011, nr 2 (29).
- Leibenstein H., *Allocative efficiency vs. X-efficiency*, „The American Economic Review” 1966, vol. 56, no. 3.
- Lewis T.R., Sappington D.E.M., *Regulating a monopolist with unknown demand*, „American Economic Review” 1988, vol. 78, s. 986–998.
- Lipsey R.G., Lancaster K., *The general theory of second best*, „The Review of Economic Studies” 1956–1957, vol. 24, no. 1, s. 11–32.
- Lissoń P., *Rynek energetyczny*, [w:] D. Kornobis-Romanowska (red.), *Prawo rynku wewnętrznego. System prawa Unii Europejskiej*, t. 7, C.H. Beck, Warszawa 2020.
- Liston C., *Price cap versus rate of return regulation*, „Journal of Regulatory Economics” 1993, vol. 5, no. 1.
- Littlechild S.C., *Foreword: the market versus regulation*, [w:] P. Sioshansi, W. Pfaffenberger (red.), *Electricity market reform: an international perspective*, Elsevier, Oxford 2006.
- Littlechild S.C., *Regulation and customer engagement*, „Economics of Energy & Environmental Policy” 2012, vol. 1, no. 1.
- Littlechild S.C., *Some alternative approaches to utility regulation*, „Economic Affairs” 2008, vol. 28, no. 3, s. 32.
- Littlechild S.C., *The bird in hand: stipulated settlements in Florida electricity regulation*, „Utilities Policy” 2009, vol. 17, no. 3–4, s. 276–287.
- Littlechild S.C., *The process of negotiating settlement at FERC*, „Energy Policy” 2012, vol. 50, s. 174–191.
- Loeb M., Magat W.A., *A decentralized model for utility regulation*, „Journal of Law and Economics” 1979, vol. 22, no. 2, s. 339–404.
- Maj M., Szpor A., *Gospodarka wodorowa – kolejny święty Graal czy realna szansa?*, „Przegląd Gazowniczy” 2020, nr 3 (67), s. 27–28.
- Makkai T., Braithwaite J., *In and out of the revolving door. Making sense of regulatory capture*, „Journal of Public Policy” 1993, vol. 12, no. 1.
- Mete G., *Transitions and the future of gas in the EU: Subsidise or decarbonise*, Palgrave MacMillan, London 2020.
- Minister Klimatu i Środowiska, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2020 r.*, Warszawa 2021.
- Ministerstwo Finansów, *Obligacje 10-letnie EDO*, <https://www.obligacjeskarbowe.pl/oferta-obligacji/obligacje-10-letnie-edo/edo0730/> (20.07.2020).

- Ministerstwo Klimatu, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2021 r.*, Warszawa 2022.
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Podpisano „Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu”*, 2022, 16 sierpnia, www.gov.pl/web/klimat/podpisano-porozumienie-owspolpracy-na-rzecz-rozwoju-sektora-biogazu-i-biometanu.
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Podpisano „Porozumienie sektorowe na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce”*, www.gov.pl/web/klimat/podpisano-porozumienie-sektorowe-na-rzecz-rozwoju-gospodarki-wodorowej-w-polsce (16.08.2022).
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polska strategia wodorowa do roku 2030*, www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030.
- Morgan T., *Towards a revised strategy for ratemaking*, „University of Illinois Law Forum” 1978, no. 1, s. 21–78.
- Moskwiak K., Nowakowski R., Pinkas A., Sienkiewicz M., Sroka P., Węgrzyn A., *Gaz ziemny w procesie transformacji energetycznej w Polsce*, Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych, Wrocław 2020.
- Mueller D.C., *Public choice III*, Cambridge University Press, Cambridge 2003.
- Nagaj R., *Przesłanki regulacji rynków w świetle teorii wyboru publicznego*, Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego. Studia i Prace Wydziału Nauk Ekonomicznych i Zarządzania, Wybrane problemy ekonomii nr 27, Szczecin 2012.
- Nagaj R., *Regulacja a konkurencja na rynku energii elektrycznej w Polsce*, [w:] D. Kopycińska (red.), *Regulacyjna rola państwa we współczesnej gospodarce*, Wydawnictwo Printgroup, Szczecin 2006.
- Nagy S., „Przegląd Gazowniczy”, wrzesień 2022, s. 11–16.
- Nagy S., *Dekarbonizacja gospodarki i jej możliwy wpływ na rozwój sektora gazowniczego do roku 2050*, „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” 2020, nr 3 (257), s. 4–12.
- Nagy S., *Kluczowe obszary gazownictwa w procesie transformacji energetycznej*, „Przegląd Gazowniczy” 2020, nr 3 (67), s. 11–16.
- Nagy S., *Przemysł gazowniczy w kontekście osiągnięcia „neutralności klimatycznej” w 2050 roku*, „Przegląd Gazowniczy” 2020, nr 1 (65).
- Newbery D.M., *Privatization, restructuring and regulation of network utilities*, The MIT Press, Cambridge, MA, 1999.
- Newbery D.M., *Rate of return regulation versus price regulation for public utilities*, [w:] P. Newman (red.), *The New Palgrave Dictionary of Economics and the Law*, Palgrave Macmillan, London. 2003, s. 1605–1610.
- Nocoń M., *Idziemy w biogazownie*, „Głos Grupy” – Pismo pracowników GK PGNiG, nr 1/2020 (3).
- Noll R.G., *Economic perspectives on the politics of regulation*, [w:] R. Schmalensee, R. Willig (red.), *Handbook of industrial organization*, t. 2, Elsevier, Amsterdam 1989.
- Novshek W., Sonnenschein H., *Marginal consumers and neoclassical demand theory*, „Journal of Political Economy” 1979, vol. 87, no. 6, s. 1368–1376.
- Nowak B., *Rozdział przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo w sektorze energii elektrycznej i gazu na podstawie dyrektyw elektroenergetycznej i gazowej. Mit czy rzeczywistość?* „Studia Europejskie” 2007, nr 2, s. 143–165.
- Nowak B., *Wewnętrzny rynek energii w Unii Europejskiej. Studium porównawcze na podstawie sektorów energii elektrycznej i gazu a sprawa (kwestia) polska*, C.H. Beck, Warszawa 2009.
- Nunes C., Harrington J.P., *Duff & Phelps recommended U.S. equity risk premium increased from 5.0% to 6.0% effective March 25, 2020*, <https://www.duffandphelps.com/insights/publications/cost-of-capital/us-equity-risk-premium-increased-march-25-2020> (25.03.2020).
- Olczak M., *Jak kryzys energetyczny wpłynie na kierunki rozwoju gazownictwa?* „Przegląd Gazowniczy” 2022, czerwiec.

- Pach-Gurgul A., *Jednolity rynek energii elektrycznej w Unii Europejskiej a bezpieczeństwo energetyczne Polski*, Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie, Kraków 2012.
- Panzar J.C., Willig D.R., *Economies of scope*, „The American Economic Review” 1981, vol. 71, no. 2, s. 268–272.
- Państwowy Instytut Geologiczny, *Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach tępkowych dolnego paleozoiku w Polsce (basen bałtycko-podlasko-lubelski)*, Warszawa 2012, http://www.pgi.gov.pl/pl/component/docman/doc_download/771-raport-pl.html (9.09.2021).
- Parlament Europejski ogłasza kryzys klimatyczny, 2020, 28 listopada, www.europarl.europa.eu/news/pl/press-room/20191121IPR67110/parlament-europejski-oglasza-kryzys-klimatyczny (15.12.2020).
- Peltzman S., *Pricing in public and private enterprises: electric utilities in the USA*, „Journal of Law and Economics” 1971, vol. 14, no. 1, s. 109–147.
- Peltzman S., *Toward a more general theory of regulation*, „Journal of Law and Economics” 1976, vol. 19, no. 2, s. 211–240.
- PGNiG, *Krótkoterminowa strategia budowania wartości GK PGNiG na lata 2012–2014*, Warszawa 2012.
- PGNiG, *Program budowy wartości Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2009–2015*, PGNiG SA, Warszawa 2009.
- Pigou A.C., *The economics of welfare*, Macmillan, London 1932.
- Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Załącznik nr 2 *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2009.
- Polityka energetyczna Polski do 2040 roku, Ministerstwo Klimatu, Warszawa 2020.
- Posner R., *Taxation by regulation*, „The Bell Journal of Economics and Management Science” 1971, vol. 2, no. 1.
- Posner R., *Theories of economic regulation*, „The Bell Journal of Economics and Management Science” 1974, vol. 5, no. 2.
- Projekt „Polityki energetycznej Polski 2040”, Ministerstwo Klimatu, Warszawa 2020.
- PSG, *Program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polskiej Spółki Gazownictwa w latach 2018–2022*, materiał wewnętrzny, Warszawa 2018, sierpień.
- Ramsey P.F., *A contribution to the theory of taxation*, „The Economic Journal” 1927, vol. 37, no. 145, s. 47–61.
- Rączka J., *Dlaczego państwo reguluje rynki – pozytywne teorie regulacji ekonomicznej*, „Ekonomista” 2002, nr 3.
- Rees R., Vickers J., *RPI-X price regulation*, [w:] M. Bishop, J. Kay, C. Mayer (red.), *The regulatory challenge*, Oxford University Press, Oxford 1995.
- Riio-GD1: *final proposals – overview*, 2012, <https://www.ofgem.gov.uk/publications/riio-gd1-final-proposals-overview> (16.12.2021).
- Riordan M.H., *On delegating price authority to a regulated firm*, „RAND Journal of Economic” 1984, vol. 15, no. 1, s. 108–115.
- Robinson Z., Peacock A., Thompson M., Catney P., *Consumer perceptions of blended hydrogen in the home: learning from HyDeploy*, Keele University, Sheffield 2022, <https://hydeploy.co.uk/app/uploads/2018/02/customer-perceptions-report.pdf> (10.06.2022).
- Rosja: *dochody z ropy i gazu wzrosną w tym roku o 50 mld USD*, „Puls Biznesu” 2021, 23 października, <https://www.pb.pl/rosja-dochody-z-ropy-i-gazu-wzrosna-w-tym-roku-o-50-mln-usd-1131334> (3.10.2021).
- Rówińska M., *Koszt historyczny i wartość godziwa aktywów – analiza modeli wyceny na podstawie wybranych spółek notowanych na GPW w Warszawie*, „Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu” 2015, nr 390, s. 212–221.

- Rynek energii elektrycznej i gazu w Polsce. Stan na 31 marca 2020 r., Towarzystwo Obrotu Energią, Warszawa 2020.
- Salop C.S., *Exclusionary conduct, effect on consumers, and the flawed profit-sacrifice standard*, „Antitrust Law Journal” 2006, vol. 73, no. 2.
- Samuelson P.A., Nordhaus W.D., *Ekonomia*, t. 2, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2007.
- Samuelson W.F., Marks S.G., *Ekonomia menedżerska*, PWE, Warszawa 2009.
- Sappington D.E.M., *Price regulation*, [w:] M. Cave, S.K. Majumdar, I. Vogelsang (red.), *Handbook of telecommunications economics*, t. 1, Elsevier, Amsterdam 2002.
- Sappington D.E.M., *Regulating service quality: a survey*, „Journal of Regulatory Economics” 2005, vol. 27, no. 2, s. 123–154.
- Sappington D.E.M., Sibley D.S., *Regulating without cost information: the incremental surplus subsidy scheme*, „International Economic Review” 1988, vol. 29, no. 2, s. 297–306.
- Sappington D.E.M., Weisman D.L., *Price cap regulation: what have we learned from 25 years of experience in the telecommunication industry?*, „Journal of Regulatory Economics” 2010, vol. 38, no. 3, s. 227–257.
- Sawicki B., *Taryfa na gaz na dłużej. Liberalizacja rynku przełożona*, 2022, <https://energia.rp.pl/gaz/art35890861-taryfa-na-gaz-na-dluzej-liberalizacja-rynku-przelezona> (18.03.2022).
- Sawkins J.W., *The development of competition in the English and Welsh water and sewerage industry*, „Fiscal Studies” 2001, vol. 22, no. 2, s. 189–215.
- Schmalensee L.R., *The control of natural monopolies*, Lexington Books, Lexington 1979.
- Schmidt M., *Performance-based ratemaking: theory and practice*, Public Utilities Reports, Vienna, VA, 2000.
- Shleifer A., *A theory of yardstick competition*, „The RAND Journal of Economics” 1985, vol. 16, no. 3, s. 319–327.
- Selznick P., *Focusing organizational research on regulation*, [w:] R. Noll (red.), *Regulatory policy and the social sciences*, University of California Press, Berkeley, CA, 1985.
- Skłodowska M., *Biometanownia w każdej gminie? Wielki biznes czeka na zmiany przepisów*, 2020, 15 sierpnia, <https://serwisy.gazetaprawna.pl/energetyka/artykuly/8244712,biometanownia-w-kazdej-gminie.html>.
- Smith A., *The wealth of nations*, Simon & Brown, 2011.
- Spiller J., *Nowelizacja ustawy OZE. Wiele zmian, w tym regulacje dot. biometanu*, 2022, 9 sierpnia, <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/ustawa-oze-prawo-energetyczne-biometan-klastry-energii-dyrektywa-red-ii-11531.html> (1.10.2022).
- Spulber D.F., *Regulation and markets*, The MIT Press, Cambridge, MA, 1991.
- Steiner P.O., *Peak loads and efficient pricing*, „The Quarterly Journal of Economics” 1957, vol. 71, no. 4.
- Stern J., *Narratives for natural gas in decarbonising European energy markets*, The Oxford Institute for Energy Studies, OIES Paper no. NG141, 2019.
- Stigler G.J., *The theory of economic regulation*, „The Bell Journal of Economics and Management Sciences” 1971, vol. 2, no. 1, s. 2–5.
- Stiglitz J.E., *Ekonomia sektora publicznego*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2004.
- Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do roku 2030)*, Warszawa 2017.
- Strzoda J., Skrzypiec M., *Czy jesteśmy przygotowani na blackout?*, „Koncern” 2007, luty, www.cire.pl/pliki/2/przygotblackout.pdf
- Surdej A., *Determinanty regulacji administracyjnoprawnych w oddziaływaniu państwa na gospodarkę*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Krakowie, Kraków 2006.
- Swora M., Muras Z. (red.), *Prawo energetyczne. Tom I. Komentarz do art. 1–11s*, wyd. II, Wolters Kluwer, Warszawa 2016.

- Szablewski A.T., *Geneza i rozwój modelu regulacji cen RPI-X*, „Studia Ekonomiczne – Economic Studies” 2013, nr 4 (LXXIX), s. 521.
- Szablewski A.T., *Kolejny etap ewolucji koncepcji i praktyki regulacji ekonomicznej*, „Gospodarka Narodowa. The Polish Journal of Economics” 2018, no. 2 (294), s. 49–72.
- Szablewski A.T., *Regulacyjny wymiar liberalizacji. Wnioski dla sektora ciepłownictwa systemowego*, Dom Wydawniczy Elipsa, Warszawa 2015.
- Szablewski A.T. (red.), *Liberalizacja sektora energetycznego i telekomunikacyjnego*, „Monografie Instytutu Nauk Ekonomicznych PAN”, nr 10, Elipsa, Warszawa 1998.
- Szablewski A.T. (red.), *Rynkowe i technologiczne oraz regulacyjne uwarunkowania rozwoju krajowego sektora ciepłowniczego*, Dom Wydawniczy Elipsa, Warszawa 2016.
- Szapiel J., *Regulacja globalnych rynków z perspektywy nowej ekonomii politycznej*, „Studia Ekonomiczne”. Zeszyty Naukowe Wydziałowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach, 2013, vol. 129.
- Szewczyk P., *Biogaz produkowany z odpadów komunalnych. Problem czy potencjał do wykorzystania?* [w:] *Raport Biogaz w Polsce 2022*, Magazyn Biomasa, Warszawa 2022.
- Tarchalski K., *Podatkowa i regulacyjna rola państwa w alokacji zasobów a dobrobyt*, Wydawnictwo KUL, Lublin 2006.
- Tchorek G., *Wodór jako druga twarz OZE...*, „Przegląd Gazowniczy” 2020, nr 3 (67), s. 24–26.
- The Oxford Institute for Energy Studies, *An integrated energy systems approach to decarbonization policy: is it the way forward?* OIES Electricity, Oxford 2019, <https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2019/11/An-Integrated-Energy-Systems-Approach-to-decarbonization-Policy-OIES-Electricity-Day-2019.pdf> (20.02.2021).
- Towarzystwo Obrót Energiją, *Rynek energii elektrycznej i gazu w Polsce. Stan na 31 marca 2020 r.*, Warszawa 2020.
- Train K.E., *Optimal regulation: the economic theory of natural monopoly*, The MIT Press, Cambridge, MA, 1991.
- Tresch R.W., *Public sector economics*, Palgrave Macmillan, New York 2008.
- Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, *Procedury notyfikacyjne*, https://uokik.gov.pl/Procedury_notyfikacyjne.php?pytanie=3283#faq3283
- Urząd Regulacji Energetyki, *Charakterystyka rynku paliw gazowych*, <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/charakterystyka-rynku/9662,2020.html> (1.12.2021).
- Urząd Regulacji Energetyki, *Koszty operacyjne dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020*, Warszawa 2015, <https://www.ure.gov.pl/download/9/9492/OPEX2016-2020OSD.pdf> (13.12.2021).
- Urząd Regulacji Energetyki, *Liberalizacja rynku gazu*, <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/liberalizacja-rynku-ga> (13.12.2020).
- Urząd Regulacji Energetyki, *Metoda określania wskaźnika kosztu zaangażowanego kapitału na lata 2016–2018 dla infrastrukturalnych przedsiębiorstw sektora gazowego*, Warszawa 2015.
- Urząd Regulacji Energetyki, *Metodologia określania wskaźnika kosztu kapitału zaangażowanego dla operatorów systemów gazowych na lata 2019–2023*, Warszawa 2018.
- Urząd Regulacji Energetyki, *Metodologia określania wskaźnika zwrotu kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2016–2020*, Warszawa 2015, <https://www.ure.gov.pl/download/9/9497/WACC2016-2020OSDostateczna.pdf> (1.03.2020).
- Urząd Regulacji Energetyki, *Regulacja jakościowa w latach 2018–2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych*, Warszawa 2018, <https://www.ure.gov.pl/download/9/9923/REGULACJAJAKOSCIOWA.pdf> (12.12.2021).
- Urząd Regulacji Energetyki, *Różnica bilansowa dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020*, Warszawa 2015, <https://www.ure.gov.pl/download/9/9493/RB2016-2020OSD.pdf> (16.03.2021).

- Urząd Regulacji Energetyki, *Sprawozdania*, <https://bip.ure.gov.pl/bip/o-urzedzie/zadania-prezesa-ure/sprawozdania/800,Sprawozdania.html> (3.01.2023).
- Urząd Regulacji Energetyki, *Strategia regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020*, Warszawa 2015, <https://www.ure.gov.pl/download/9/9495/STRATEGIAREGULACJIOS-Dostateczna.pdf> (1.12.2020).
- Urząd Regulacji Energetyki, *Taryfy OSD na rok 2019*, Warszawa 2019, <https://www.ure.gov.pl/download/9/9926/TaryfyOSDnrok2019.pdf> (1.03.2020).
- U.S. Energy Information Administration, *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*, Washington, DC, 2013, <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf> (9.09.2021).
- Van Nuffel L. et al., *Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure*, Trinomics report for EU, September 2019.
- Vickers J., Yarrow G., *Privatization: an economic analysis*, The MIT Press, Cambridge, MA, 1988.
- Viscusi W., Vernon J., Harrington J., *Economics of regulation and antitrust*, The MIT Press, Cambridge, MA, 1997.
- Vogelsang I., Finsinger J., *A regulatory adjustment process for optimal pricing by multi-product monopoly firms*, „The Bell Journal of Economics” 1979, vol. 10, no. 1, s. 157–171.
- Wang Z., *Settling utility rate cases: an alternative ratemaking procedure*, „Journal of Regulatory Economics” 2004, vol. 26, no. 2.
- Węgrzyn A., *Próba oceny procesu konsolidacji sektora dystrybucji paliwa gazowego w Polsce na przykładzie grupy kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA*, „Zarządzanie Finansami i Rachunkowość” 2015, t. 3, nr 1, s. 89–101.
- Węgrzyn A., *Wieloletni model regulacji jako narzędzie zarządzania wartością przedsiębiorstwa na przykładzie operatorów systemu dystrybucyjnego gazu*, Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu nr 291, Wrocław 2013, s. 552–563.
- Wiech J., *Parlament zdecydował: atom i gaz zostają w taksonomii*, <https://energetyka24.com/atom/analiza-i-komentarze/parlament-zadecydowal-atom-i-gaz-zostaja-w-taksonomii-komentarz> (6.07.2022).
- Wilkin J. (red.), *Teoria wyboru publicznego. Wstęp do ekonomicznej analizy polityki i funkcjonowania sfery publicznej*, Scholar, Warszawa 2005.
- Willig R.D., *Pareto-superior nonlinear outlay schedule*, „The Bell Journal of Economics” 1978, vol. 9, no. 1, s. 56–69.
- Wojtkowska-Łodej G., Graczyk A., Szablewski T.A., *Uwarunkowania rozwoju energetyki w zakresie polityki energetycznej i regulacyjnej*, Dom Wydawniczy Elipsa, Warszawa 2016.
- Wójcik T., *Socjalizacja, czyli jak się zrzucić na Gazoport?*, Biznes Alert 2017, 17 października <https://biznesalert.pl/wojcik-socjalizacja-czyli-sie-zrzucic-gazoport/>.
- Wrzosek S. (red.), *Ocena efektywności inwestycji*, Wydawnictwo Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu, Wrocław 2008.
- Yarrow G.K., Decker C., Keyworth T., *Report on the impact of maintaining price regulation*, Regulatory Policy Institute, Oxford 2008. <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/c1be09ad-502b-4115-84a9-c45b876677cd/Prof-Yarrow-Report.pdf> (10.01.2023).
- Założenia do aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) - wzmacnianie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej*, Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, <https://www.gov.pl/web/premier/założenia-do-aktualizacji-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r-pep2040--wzmocnienie-bezpieczenstwa-i-niezaleznosci-energetycznej> (26.07.2022).
- Zaniewicz M., Nowak Z., *Biogazy – element bezpieczeństwa energetycznego UE*, „Biuletyn PISM” 2022, nr 108 (2527).

Akty prawne

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 98/30/WE z 22 czerwca 1998 r. dotycząca wspólnych zasad w odniesieniu do rynku wewnętrznego gazu ziemnego (Dz.U. UE z 1998 r., L 204/1).
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/55/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 98/30/WE (Dz.U. UE z 2003 r., L 176).
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz.U. UE z 2009 r., L 211, z późn. zm.).
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. dotycząca efektywności energetycznej zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE, Dz.U. UE z 2012 r., L 315/1.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. UE z 2018 r., L 328/82).
- European Commission, Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, *The European Green Deal*, COM(2019) 640 final.
- European Commission, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, *EU Solar Energy Strategy*, COM/2022/221 final.
- European Commission, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, *EU Save Energy*, COM/2022/240 final.
- European Commission, Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2017/1938 of the European Parliament and of the Council concerning measures to safeguard the security of gas supply and Regulation (EC) no 715/2009 of the European Parliament and of the Council on conditions for access to natural gas transmission networks, COM(2022) 135 final.
- Komisja Europejska, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego, *Czysta planeta dla wszystkich. Europejska długoterminowa wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki*, COM(2018) 773 final.
- Komisja Europejska, Ramy polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030, https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_pl (1.07.2022).
- Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Ramy polityczne na okres 2020–2030 dotyczące klimatu i energii nr COM(2014) 15 final/2 z 28.01.2014, [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0015R\(01\)&from=PL](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0015R(01)&from=PL) (3.03.2023).
- Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, *Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu*, COM(2020) 301 final.
- Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw*, Biuletyn Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, 2022, 16 sierpnia, www.legislacja.gov.pl/projekt/12357005 (17.08.2023).
- Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen, COM/2021/803 final.
- Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the internal markets for renewable and natural gases and for hydrogen (recast), COM/2021/804 final.

- Rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego (Dz.U. UE z 2005 r., L 289).
- Rozporządzenie Komisji (UE) nr 543/2013 z dnia 14 czerwca 2013 r. w sprawie przekazywania i publikacji danych na rynkach energii elektrycznej (Dz.U. UE z 2013 r., L 163/1).
- Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. z 2018 r., poz. 640).
- Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. z 2007 r., nr 93, poz. 623).
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. 2010 nr 133 poz. 891; Dz.U. z 2014 r., poz. 1059 z późn. zm.).
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. z 2013 r., poz. 820).
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz.U. UE z 2009 r., L 211/1, z późn. zm.).
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dz.U. UE z 2009 r., L 211).
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu (Dz.U. UE z 2018 r., L 328/1).
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz.U. UE z 2019 r. L 158, z późn. zm.).
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. UE z 2019 r., L 158/54).
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz.U. UE z 2011 r., L 326).
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 (Dz.U. UE z 2020 r., L 198/13).
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy (Dz.U. z 2000 r., nr 95, poz. 1042).
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz.U. z 2007 r., nr 178, poz. 1252).
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy (Dz.U. z 2017 r., poz. 902).
- Royal Mail's revised proposals for size-based pricing (pricing in proportion), consultation document Postcomm, April 2005, [https://content.next.westlaw.com/practical-law/document/I42f-8793de84e11e398db8b09b4f043e0/Further-Postcomm-consultation-on-Royal-Mail-size-based-pricing-proposal?viewType=FullText&transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true](https://content.next.westlaw.com/practical-law/document/I42f-8793de84e11e398db8b09b4f043e0/Further-Postcomm-consultation-on-Royal-Mail-size-based-pricing-proposal?viewType=FullText&transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true) (10.04.2022).
- Traktat o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz.U. UE z 2012 r., C 326/47).
- Uchwała nr 39 Rady Ministrów z dnia 1 marca 2022 r. w sprawie przyjęcia „Polityki Surowcowej Państwa” (M.P. z 2022 r. poz. 371).
- Uchwała nr 149 Rady Ministrów z dnia 2 listopada 2021 r. w sprawie przyjęcia „Polskiej strategii wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.” (M.P. z 2021 r., poz. 1138).

- Ustawa o podatku dochodowym od osób prawnych z dnia 15 lutego 1992 r. (Dz.U. z 1992 r., nr 21, poz. 86).
- Ustawa z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz.U. z 1994 r., nr 121, poz. 59).
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2020 r., nr 54, poz. 348; t.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1385).
- Ustawa z dnia 20 listopada 1999 r. o zmianie ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych (Dz.U. z 1999 r., nr 95, poz. 1101).
- Ustawa z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz.U. z 2005 r. nr 62, poz. 552).
- Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz.U. 2007 nr 52 poz. 343; t.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1537).
- Ustawa z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz.U. z 2009 r., nr 84, poz. 700).
- Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2010 r., nr 21, poz. 104).
- Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2013 r., poz. 984).
- Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2015 r., poz. 458).
- Ustawa z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2016 r., poz. 1165).
- Ustawa z dnia 7 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2017 r., poz. 1387).
- Ustawa z dnia 5 sierpnia 2022 r. o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz.U. z 2022 r., poz. 1723).
- Wyrok Sądu Najwyższego z dnia 21 kwietnia 2016 roku, sygn. akt III SK 28/15, LEX nr 2087821.

Strony www

- bp.pl (21.04.2021).
- businessinsider.com.pl (1.10.2021).
- Energetyka24.pl (2.09.2020).
- energia.rp.pl (18.10.2020).
- <https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/strona-glowna> (20.03.2022).
- https://www.psgaz.pl/documents/21201/331487/Taryfa+nr+8___/98cb8799-f68e-482d-b418-885b455010f4 (17.12.2021).
- <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/liberalizacja-ryнку-gazu> (13.12.2020).
- www.economicsonline.co.uk (18.12.2022).
- www.fortisbc.com/NaturalGas/RenewableNaturalGas (15.09.2021).
- www.investopedia.com (7.04.2021).
- www.parkiet.pl (19.12.2021).
- www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/charakterystyka-ryнку (1.12.2021).

Spis rysunków

1.1. Krzywa kosztów średnich w ekonomii skali	28
1.2. Wrażliwość monopolu naturalnego na popyt rynkowy	29
1.3. Ekonomia i dyseconomia skali	32
1.4. Monopol naturalny w warunkach dużego zasięgu ekonomii skali	32
1.5. Monopol naturalny w warunkach ograniczonego zasięgu ekonomii skali	33
1.6. Duopol naturalny	34
1.7. Rynek konkurencyjny	35
1.8. Subaddytywność bez ekonomii skali w pełnym zakresie produkcji	37
1.9. Nieefektywność alokacyjna monopolu	39
1.10. Całkowita nadwyżka zmaksymalizowana: podejście cenowe <i>first-best</i>	40
1.11. Potencjalne straty powstałe na skutek podejścia cenowego <i>first-best</i>	40
2.1. Podejście cenowe <i>second-best</i> i wolumen produkcji	110
2.2. Średnie wydatki a wydatki marginalne w taryfie dwuczęściowej.....	113
2.3. Samodzielny wybór w zakresie taryfy dwuczęściowej.....	115
2.4. Model zachęty Loeba-Magata	131
2.5. Systematyka praktycznych metod regulacji cen	146
2.6. Mechanizm podziału zysków według D.E.M. Sappingtona i D.L. Weismana	195
2.7. Etapy rozwoju modeli regulacji ekonomicznej w perspektywie historycznej.....	203
3.1. Proces tworzenia technologicznej i ekonomicznej wartości gazu w ramach łańcucha dostaw.....	212
3.2. Oczekiwane efekty realizacji programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową PSG w latach 2019–2022	268
4.1. Systematyka koncepcji, systemów i metod ustalania taryf w transporcie gazu	296
4.2. Proces kształtowania opłat taryfowych w gazownictwie dystrybucyjnym	322
4.3. Proces ustalania opłat taryfowych przez operatora dystrybucyjnego paliwa gazowego	351
5.1. Długość okresu regulacyjnego w obszarze dystrybucji gazu i energii elektrycznej w poszczególnych krajach UE w latach 2014–2020	359
5.2. Segmentacja mechanizmów zachęt stosowanych przez regulatorów	360
5.3. Systematyka ustalania taryf w polskim gazownictwie dystrybucyjnym	428

Spis tabel

3.1. Podział sektorów gospodarki na cztery obszary ze względu na możliwości eliminacji/redukcji emisji CO ₂	254
3.2. Istniejące i planowane bloki gazowe w Polsce.....	266
4.1. Ocena ryzyka w różnych systemach regulacji przychodów	320
5.1. Podstawowe dane na temat rynku gazu w Niemczech	375
5.2. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych gazu w Niemczech.....	379
5.3. Dane podstawowe na temat rynku gazu w Czechach	380
5.4. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych gazu w Czechach.....	386
5.5. Dane podstawowe na temat rynku gazu we Włoszech	386
5.6. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych gazu we Włoszech.....	391
5.7. Dane podstawowe na temat rynku gazu w Holandii.....	391
5.8. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych gazu w Holandii	397
5.9. Dane podstawowe na temat rynku gazu we Francji	398
5.10. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych gazu we Francji.....	399
5.11. Dane podstawowe na temat rynku gazu w Wielkiej Brytanii.....	400
5.12. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych gazu w Wielkiej Brytanii	406
5.13. Dane podstawowe na temat rynku gazu w Polsce.....	411
5.14. Dane podstawowe na temat rynku energii elektrycznej w Niemczech.....	430
5.15. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych energii elektrycznej w Niemczech.....	432
5.16. Dane podstawowe na temat rynku energii elektrycznej w Czechach.....	432
5.17. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych energii elektrycznej w Czechach	434
5.18. Dane podstawowe na temat rynku energii elektrycznej w Holandii	434
5.19. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych energii elektrycznej w Holandii	436
5.20. Dane podstawowe na temat rynku energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii	436
5.21. Podstawowe informacje na temat taryf dystrybucyjnych energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii.....	439
5.22. Dane podstawowe na temat rynku energii elektrycznej w Polsce	440
5.23. Obowiązujące modele wyznaczania wysokości przychodu regulowanego dla gazowniczych operatorów dystrybucyjnych – dane dla 14 wybranych państw UE.....	447

Theory and practice of regulatory economics in the energy industry.

Use of tariffication methods in the gas sector

Abstract

The principal intentions that accompanied the author in the course of developing this book were among others complementing Polish literature in the field of regulatory economics, organizing the current state of knowledge on the tariff systems used in regulated natural gas and electricity energy markets in European Union countries, and defining the basic criteria that such a system should meet from the perspective of both energy companies, the regulator and the liberalized energy market. The inspiration for commencing the research was the wish to select a suitable regulatory system based on regulatory best practices in the EU – intended for the implementation in Polish market conditions.

As raised on multiple occasions in this work, the urgent need for changes to the regulatory environment of Polish gas companies in terms of implementing long-term regulatory tools with a well-developed incentive mechanism results indirectly from the European Union's new climate strategy, and is determined by the need for the Polish economy to prepare for new challenges connected with the assumptions of the European Union's climate policy detailed in the document *The European Green Deal*. This policy defines the directions for transformation of the European energy sector towards zero emissions. The effect of this approach is in turn theoretical – complete decarbonization of the EU energy sector by the year 2050. The transformation of the European Union towards climate neutrality should also assume the important role of natural gas as a so-called low-emission transition fuel, on which there is full agreement among energy sector experts and in the opinions expressed in government strategies and plans for the economic transformation of Poland, including the transformation of the Polish energy sector in the direction of zero emissions while at the same time maintaining the energy security of the country.

With regard to the currently promoted trend of decarbonization of the energy sector, there is however a significant risk that the current beneficial situation for natural gas will in 20 years' time give way to a deep market recession. For this reason, current investment decisions regarding the building of gas infrastructure should take into account the risk of a downturn in the natural gas sector by 2050. It must be remembered that in the gas industry, technical infrastructure is designed and built over a period of 10 years, and is then depreciated over 20–30 years. The consequence of this is that current planned gas investments may significantly lose viability if the gas market shrinks significantly in the years 2035–2050, when completed projects will still be in use. Gas investments are necessary in the coming years as a transitory

solution, but the problem is that currently in Poland, there lacks a strategy that defines if and how these investments will fit into the long-term transformation of the Polish economy.

Given the above, of particular importance is the question of what should be done at present to increase the profitability of investments in natural gas infrastructure as a transition fuel – on the assumption that the decarbonization trend in the European energy sector significantly limits the Polish gas market, and thus decreases the profitability of completed investments in the gas industry or projects in an advanced phase of use.

In the opinion of the author, one of the most important stimulators that should be strengthened in order to raise the profitability of investments in the gas sector is ensuring an appropriate regulatory environment. First of all, attention should be focused on the proposal of introducing a long-term tariff for gas operators, that is for natural gas transmission, distribution and storage operators (TSO, DSO and SSO). These are firms that are implementing investment programmes which are crucial for Poland's energy security and key for energy transformation – all the more so because Poland is the only EU country that does not have long-term tariffs in the gas industry.

In the face of the growing decarbonization trend on the European Union energy market and the new role of gas fuel, but above all in the face of significant fluctuations in gas prices on European and world markets – caused by an economic upturn in many countries (including mainly in China) following the end of the lockdowns related to the COVID-19 pandemic, and also related to the outbreak of the conflict between Russia and Ukraine – an empirical tool based on a system of incentives and ensuring long-term regulatory stability with regard to tariffs is all the more desirable and awaited on the Polish natural gas market.

In this case, in the author's opinion, we can talk about a failure to achieve the main aims of the process of liberalization of the Polish gas market, a process which has been in progress for over two decades and which has maintained a state monopoly on the market. After all, can we really talk of a liberalized gas market in Poland when in fact 100% of the transit, transmission and storage, as well as the regasification of natural gas via the Gasport is under state control, where around 97% of the market for gas distribution services is provided by a state-controlled company, and where 86% of retail sales in Poland are via a state-owned company? This unfortunately is evidence of a liberalization process conducted in such a way as to maintain a monopoly of state ownership on a market under the full control of the regulator. Therefore, the implementation in this sector, and in particular in the gas distribution sector, of a long-term regulatory model based on a system of incentives or even in the future of a regulatory negotiation method will create the opportunity for an increase in competition on the market and an actual rather than simulated liberalization.

A tariff is the basic instrument of a system for regulating the revenues of energy companies operating on a regulated market, and its construction should make it

possible to cover the costs of licensed activity, the cost of engaged capital, and enable the accumulation of funds for investments, as well as generate a surplus for the owner. A tariff is therefore of key importance in the profitability of energy companies and their infrastructure investments, and in consequence for the financial condition and development of the whole gas energy sector, as well as indirectly for the entire national economy.

At the beginning of the work, a hypothesis was put forward that a tariff system for energy companies is an important instrument in state interventionism, which should stimulate economic growth and improve the energy security of the country. A tariff system is above all an important tool in state control of the liberalization process and the development of the energy market. For this reason, it should include not only control mechanisms to protect customers from unjustified increases in tariffs, but above all should contain an incentive mechanism for company activity in terms of cost optimisation, pro-ecological investments, the completion of investments raising the country's energy security and safe use of the grid, as well as highly innovative investments and activities directed towards improving customer service. A lack of such mechanisms places operators at risk of impeded development, as well as a loss of customers and market share to alternative sources of energy, and thus to other energy companies operating on the unregulated market.

Given the above, there is good reason to determine the criteria that a modern and effective tariff system should meet, as well as the need to analyse tariff solutions in developed European energy markets, which will allow for selection of a regulatory solution that corresponds to the expectations of Polish gas operators and their customers.

The book systemizes and presents the basic concepts and tariff systems, as well as the methods for establishing regulated revenue for gas operators, together with the pro-efficiency incentive mechanisms used by European regulators.

This book therefore proposes a review of regulatory practices regarding tariffs used by European regulators, and by employing the good practice benchmarking method recommends a possible tariff solution for gas operators in Poland.

As a starting point in writing this book, the author put forward a main thesis which states that based on European good practices, the Polish regulator should introduce a long-term stimulatory tariff model with a developed incentive mechanism. This should determine the level of revenue and prices for gas system operators that are indispensable for ensuring stability in a regulatory environment, as well as investment stability for the gas sector in Poland in the face of transformation of the Polish energy sector as determined by the European Union's new 2050 climate policy.

In addition to this main thesis, supporting theses have also been formulated on the basis of study of the literature, empirical analysis and the author's 20 years of experience as a business practitioner and manager in the energy sector:

1. The European Union's new climate policy, characterised by a strong trend towards decarbonisation, creates broad opportunities for the use of gas fuel in the energy sector as a low-emission bridging fuel over the coming three decades.

2. An effective support system should be created for the use of gas fuel as a bridging fuel in the transformation of the Polish energy sector.

3. A stable regulatory environment must be created for Polish gas operators investing in gas infrastructure by introducing a long-term tariff model with a support mechanism both for activities that increase energy security, as well as for pro-innovation and pro-ecological initiatives.

4. A long-term stimulatory tariff model should be developed on the basis of benchmarking of European good practices implemented by other gas operators.

This main thesis and its supporting theses determined the internal structure of this work, which is divided into five chapters.

The aim of the first chapter is, among others, to contribute to the literature in Poland on the issue of regulatory economics, with particular reference to public utility sector companies – principally in the energy sector. In this chapter, as in the whole work, the issue of regulation is considered in the context of the part of economic theory that relates to the role of the state in the economy, above all the unreliability of the state as a market regulator and as the creator of state interventionism in relation to market mechanisms, but most of all to its imperfections. In this section of the book, an attempt has also been made to present the evolution of the theory and practice of economic regulation, as well as further directions for development of this field. In addition to the most important issues relating to economic regulation, the first chapter also presents the essence of the regulation of network enterprises in the public utility sector, through both a traditional as well as an alternative approach.

In turn, the aim of the second chapter is to present the theoretical principles behind price setting and the practical methods of regulating tariffs used in developed jurisdictions.

Although the first and second chapters are theoretical, an effort has also been made to present numerous examples and practical references from the Polish energy sector, as well as in general from the utilities sector in countries with significant theoretical experience and well-developed regulatory practice.

The third chapter presents the economic properties of gas and the most important stages in the supply chain of the fuel with regard to the liberalization of the gas market. The evolution of regulatory provisions on the natural gas market are also presented, including in the gas distribution segment in Poland. There is also a presentation of the current state of development of the Polish gas sector and the directions of change in the gas industry in Poland in light of the European Union's decarbonization climate policy, as well as the related regulatory challenges for the gas sector.

The fourth chapter presents a taxonomy of the most important approaches to regulating revenues for gas system operators. Firstly, there is a presentation of the basic concepts of setting tariffs – on the basis of the market value of the services provided and the cost of such services. The subsequent section presents the criteria for evaluating tariff systems, and the basic types of systems used for setting tariffs for energy companies. Following this is a presentation of the most important methods of determining the regulated revenue for gas companies. A key element of this section of the work is a description of the process for setting tariffs in the gas industry.

The aim of the fifth chapter is to summarise the results of analysis regarding identification of best practices in the field of regulation and tariffs for the distribution of natural gas and electricity on selected energy markets of European Union member states, including in Poland. The analysis comprises two parts – analysis of regulatory trends in the natural gas and electricity distribution sector, and comparative analysis of regulatory models in selected European Union member states, including in Poland. The chapter therefore presents an analysis of regulatory solutions used in the natural gas sector in Germany, Czechia, Italy, the Netherlands, France, the United Kingdom (irrespective of the fact that the UK left the EU in 2020) and Poland, as well as an analogical analysis of regulatory solutions used in the electricity sector in Germany, Czechia, the Netherlands, the United Kingdom and Poland. The analysis of both the gas and electricity sectors in each country are presented according to a uniform approach, including: basic market data, tariff model, length of tariff period, method of determining regulated revenue, mechanism for stimulating increased efficiency, and basic information regarding tariffs. The chapter ends with a conclusion resulting from the analysis of the regulatory models.

The proposed book structure has allowed for the aims set by the author to be achieved, as well as for the theses put forward to be verified, thanks to which the content can be treated as a compendium of knowledge on issues of regulation in public utility sector companies, with particular emphasis on the gas energy sector.

Noteworthy is the substantive scope of the work, which the author has managed to present through the theoretical and practical issues of economic regulation of the energy sector:

1. A contribution to the literature in Poland on the issue of regulatory economics, with particular reference to setting tariffs for public utility sector energy companies operating on regulated markets.
2. Presentation of the current state of development of the Polish gas sector, as well as the directions for change and the regulatory challenges for the gas sector in light of the European Union's decarbonization climate policy.
3. Development of a taxonomy of the most important approaches (systems) to regulating revenue for gas system operators, including the concept of setting tariffs and the most important methods for determining regulated revenue for energy companies in the gas transmission and distribution sector.

4. Presentation and analysis of best practices in the field of regulation and tariffs relating to distribution of natural gas and electricity in selected energy markets of European Union member states, including in Poland. The analysis comprises two parts – analysis of regulatory trends in the gas and electricity distribution sector, and comparative analysis of regulatory models in selected European Union member states, including in Poland.

The above therefore constitute a certain contribution to the development of the theory and practice of economic regulation and finance, in particular for public utility sector energy companies operating on the regulated market.