

PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY

ORGAN
MINISTERSTWA ENERGETYKI, MINISTERSTWA PRZEMYSŁU MASZYNOWEGO,
STOWARZYSZENIA ELEKTRYKÓW POLSKICH

ROK XXX

ZESZYT 6

21.VI.1954

ZADANIA STOJĄCE DZIŚ PRZED RUCHEM ZAWODOWYM

1) Podnosić wydajność pracy robotnika i pracownika umysłowego poprzez wszechstronny rozwój socjalistycznego współzawodnictwa, ruchu racjonalizatorskiego i wynalazczości robotniczej, poprzez maksymalne wykorzystanie naszych mocy produkcyjnych, poprzez oszczędność surowców, walkę z brakoróbstwem i podnoszenie jakości wyrobów.

2) Jak najbardziej celowo i racjonalnie wykorzystać olbrzymie środki i zasoby przeznaczone przez państwo ludowe dla polepszania warunków życia ludzi pracy i podnoszenia ich stopy życiowej, a więc w zakresie usprawnienia handlu i usług, ochrony zdrowia i gospodarki komunalnej, budownictwa mieszkaniowego, bezpieczeństwa i higieny pracy, inspekcji pracy i OZR, wczasów i uzdrowisk, szkół i placówek kulturalnych.

3) Czynić wszystko dla wydatnego podniesienia produkcji rolnej, umocnienia spójni gospodarczej między miastem a wsią, lepszego zaopatrzenia wsi i pełnego wykonywania przez wieś obowiązków względem państwa, przyspieszania rozwoju spółdzielczości produkcyjnej i PGR-ów; wytrwale dążyć trzeba do zmniejszenia dysproporcji między rozwojem przemysłu i rolnictwa, do pełnego zwycięstwa socjalizmu na wsi.

B. BIERUT



WYDAWNICTWO NACZELNEJ ORGANIZACJI TECHNICZNEJ

SPIS RZECZY

- Wskazania Bolesława Bieruta dla świata pracy.
Kończykowski S. Analiza niesymetrii indukcyjnej linii trójfazowych o niesymetrycznym układzie przewodów.
Demel W. Wzrost zwisów linii elektrycznych wskutek trwałego wydłużenia przewodów.
Hellmann W. Zasady projektowania automatyzacji elektrowni wodnych.
Swiderski J. Transformatory prostownikowe.
Winter A., Gäbler J. Urządzenie do klasyfikacji jakości blach transformatorowych.
Mroczkowski Z. Samorozruch silników potrzeb własnych w elektrowniach parowych.
Skrypko Z. Uwagi o uziemieniach roboczych i ochronnych w rozdzielniach najwyższych napięć.
Woynarowski Z. Mechaniczne dane znamionowe styków łączników przemysłowych.
Berson L. Światłówki elektronowe.
Przegląd czasopism:
Nowoczesne kierunki w konstrukcji turbin wodnych.
Biuletyn Instytutu Elektrotechniki: Wyniki prób wyłączników szybkich WAB 600/6.
Przegląd Dokumentacyjny Elektrotechniki.

СОДЕРЖАНИЕ

- Указания Болеслава Берута для мира трудящихся.
Коньчиковский С. Анализ индукционной асимметрии в трехфазной линии при несимметричном расположении проводов.
Демель В. Увеличение стрелы провеса как следствие пластического удлинения проводов.
Хельман В. Основы проектирования автоматизации гидравлических электростанций.
Свидерский Я. Трансформаторы для выпрямителей.
Винтер А., Геблер Е. Устройство для классификации трансформаторного листового железа.
Мрочковский З. Самопуск двигателей для собственных нужд в паровых электрических станциях.
Скрыпко З. Замечания по вопросам заземлений — рабочих и защитных — в распределительных устройствах очень высоких напряжений.
Войнаровский З. Механические номинальные данные контактов в коммутационных аппаратах.
Берсон Л. Электронные люминесцентные лампы.
Обзор журналов:
Последние течения в конструкции водяных турбин.
Бюллетень Электротехнического Института:
Результаты испытания быстродействующих выключателей.
Библиографический Обзор Электротехники.

CONTENTS

- Bolesław Bierut's directives to the working world.
Kończykowski S. Analysis of three-phase line induction asymmetry in the case of asymmetric conductor arrangement.
Demel W. Sag increase as the result of permanent elongation of conductors.
Hellmann W. Principles of design of automatic systems for hydro-electric power stations.
Swiderski J. Rectifier transformers.
Winter A., Gäbler J. Equipment for quality classification of transformer sheets.
Mroczkowski Z. Automatic starting of motors required for the own use of steam-electric power plants.
Skrypko Z. Notes on operating and protective earth systems in super-tension switching stations.
Woynarowski Z. Data as to the mechanical rating of contacts in industrial type switches.
Berson L. Electron fluorescent tubes.
Review of periodicals:
New trends in water turbine design.
Bulletin of the Electrotechnical Institute:
Results of testing WAB 600/6 rapid circuit-breakers.
Electrotechnical Bibliography Review.

Warunki prenumeraty PRZEGŁĄDU ELEKTROTECHNICZNEGO na 1954 r.

I. Prenumerata normalna

Prenumerata normalna wynosi: roczna 108 zł, półroczna 54 zł, kwartalna 27 zł.

Zgłoszenia na prenumeratę normalną przyjmują wyłącznie urzędy pocztowe oraz listonosze miejscy i wiejscy w tym rejonie doręczeń, gdzie zamieszkuje prenumerator.

Termin zgłaszania prenumeraty normalnej na okres roczny, półroczny lub kwartalny upływa z dniem 10 każdego miesiąca, poprzedzającego okres prenumeraty.

II. Prenumerata ulgowa

Prenumerata ulgowa wynosi: roczna 54 zł, półroczna 27 zł, kwartalna 13,50 zł.

Z prenumeraty ulgowej mogą korzystać w 1954 r. jedynie członkowie stowarzyszeń naukowo-technicznych zrzeszonych w NOT oraz członkowie klubów techniki i racjonalizacji przy zamawianiu **zbiorowym** przez koła zakładowe.

Członkowie stowarzyszeń nie zrzeszeni w kołach zakładowych korzystają z prenumeraty ulgowej przy zamawianiu **zbiorowym** przez oddziały stowarzyszeń.

Prenumeratę można zgłaszać na okres kwartalny, półroczny i roczny.

Koła zakładowe i oddziały stowarzyszeń przekazują zamówienia zbiorowe w podanych niżej terminach do PPK „Ruch”, Warszawa, Centralna Ekspedycja, ul. Srebrna 12, wpłacając **jednocześnie** należność do PKO na konto nr I-14000/110.

Terminy zgłaszania prenumeraty ulgowej w kołach zakładowych i oddziałach Stowarzyszeń:

- | | |
|----------------------|---------------------------|
| na I kwartał 1954 r. | — do 30 listopada 1953 r. |
| „ II „ „ | — do 28 lutego 1954 r. |
| „ III „ „ | — do 31 maja 1954 r. |
| „ IV „ „ | — do 31 sierpnia 1954 r. |

Terminy powyższe powinny być ściśle przestrzegane.

PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY

ORGAN

MINISTERSTWA ENERGETYKI, MINISTERSTWA PRZEMYSŁU MASZYNOWEGO,
STOWARZYSZENIA ELEKTRYKÓW POLSKICH

Redaktor naczelny Inż. Tadeusz Czaplicki. — Redaktorzy działowi inżynierowie: Stanisław Andrzejewski, Janusz Gniewlewski, Leszek Zienkowski, Tadeusz Żarnecki

Rok XXX

Warszawa, 21 czerwca 1954 r.

Zeszyt 6



Wskazania Bolesława Bieruła dla świata pracy

W ciągu minionych lat rosła szybko i umacniała swą przodującą rolę społeczna polska klasa robotnicza, a wraz z nią rosły jej organizacje zawodowe.

Wzrost ten jest bezpośrednim skutkiem i odzwierciedleniem wielkiego historycznego procesu, jaki dziś Polska przeżywa — procesu uprzemysłowienia naszego kraju. Ale nie tylko w liczbnym wzroście klasy robotniczej odzwierciedlają się zachodzące zmiany. Istotę tych zmian wyrażają wielkie rewolucyjne przeobrażenia polityczne, społeczne i gospodarcze wywalczone przez naszą klasę robotniczą w sojuszu z chłopstwem pracującym w ogniu walki klasowej i towarzyszące tej walce przeobrażenia w jej świadomości, w jej postawie ideologicznej, w jej kulturze, w jej przewodniej roli w społeczeństwie i państwie ludowym.

Gdy władza polityczna w kraju przeszła w ręce klasy robotniczej sprzymierzonej z chłopstwem pracującym — klasa robotnicza stała się kierownikiem i organizatorem przemysłu, który odąd przestał być opancerzoną twierdzą kapitalistycznego wyzysku, a stał się dobrem ogólnonarodowym.

Klasa robotnicza kieruje dziś przemysłem w Polsce planowo i w jednym celu — w celu szybkiego pomnażania sił wytwórczych narodu, w celu stałego podnoszenia dobrobytu materialnego i kultury mas pracujących, w celu umocnienia władzy ludowej i zapewnienia narodowi pokoju i bezpieczeństwa. Szybkie, burzliwe niemal tempo rozwoju przemysłu w Polsce Ludowej świadczy o tym, że klasa robotnicza dobrze wywiązuje się ze swej obecnej historycznej roli kierownika produkcji i gospodarza państwa. Najściślejsza jedność interesów klasy robotniczej, narodu i państwa ludowego stała się po raz pierwszy w dziejach naszego kraju trwałą, niewzruszoną rzeczywistością.

W wielkim procesie tych przemian rola związków zawodowych — najlichnieszej organizacji klasowej proletariatu — była i jest szczególnie ważna.

Nasze związki zawodowe są szkołą najbardziej wydajnego wytwarzania dóbr w imię budownictwa socjalistycznego, są szkołą rządzenia państwem i wszystkimi jego ogniwami, są szkołą wychowania mas, podnoszenia ich świadomości klasowej i narodowej, ich poziomu kulturalnego i socjalistycznej moralności, są dzwignią kształtowania nowego człowieka — człowieka epoki socjalizmu.

W klasie robotniczej głębokie jest przeświadczenie, że droga, którą krocymy, jest drogą słuszną, prowadzi ona najpewniej do pełnego zwycięstwa socjalizmu, do zbudowania ustroju rosnącego wciąż dobrobytu, sprawiedliwości społecznej i braterstwa ludów. Ten nowy ustrój społeczny jest zarazem najpewniejszą rękojmią bezpieczeństwa i niepodległości naszej Ojczyzny. Zrozumienie tej głębokiej prawdy jest niewyczerpanym źródłem oliarności, zapału, entuzjazmu klasy robotniczej w jej codziennej trudnej i twórczej pracy budowy nowego życia.

Wielkie zadania szerszego podniesienia stopy życiowej ludności postawione przez II Zjazd naszej Partii — przyjęte zostało przez masy pracujące naszego kraju z głębokim uznaniem i ufnością. Słusznosc wytkniętej przez Partię drogi i jej namacalne wyniki potwierdziła również obniżka cen, druga na przestrzeni 6 miesięcy, przynosząca ludziom pracy 6 miliardów zł oszczędności rocznie, a wraz z obniżką z listopada ubiegłego roku — 10 miliardów złotych. Te obniżki cen są dla mas pracujących najlepszym sprawdzianem kierunku naszego rozwoju, potwierdzeniem

najbardziej oczywistym tej prawdy, że każdy krok naprzód na drodze zwiększenia produkcji zarówno w przemyśle, jak i w rolnictwie — przynosi ze sobą w ustroju demokracji ludowej, ustroju socjalistycznym, podniesienie stopy życiowej mas pracujących.

Związkom zawodowym przypada rola szczególnie ważna i szczególnie odpowiedzialna. Chodzi o to, by wskazać klasie robotniczej środki i sposoby, wiodące do jak najbardziej skutecznego wyzyskania naszych możliwości produkcyjnych, wskazać metody, wiodące do dalszego podniesienia wydajności pracy. Chodzi następnie o to, by w granicach istniejących możliwości, stworzyć dla klasy robotniczej jak najlepsze warunki życia i pracy, by otoczyć klasę robotniczą jak największą troską i opieką.

Stworzyliśmy nowy przemysł i nowoczesną technikę, wraz z rozwojem techniki i przemysłu — wyrosli też ludzie. Wielu robotników niewykwalifikowanych osiągnęło kwalifikacje. Wielu ze średnio wykwalifikowanych wyrosło na pracowników wysoko wykwalifikowanych. Ale są to dopiero pierwsze osiągnięcia i zadaniem związków zawodowych jest pogłębianie tego procesu. Z całą ostrością stoi zadanie podnoszenia kwalifikacji robotników, by zdolni byli wykorzystywać w całej pełni w sposób właściwy możliwości naszej techniki.

Należy wzmacniać nieustannie współpracę między robotnikami i inteligencją techniczną.

Związki zawodowe, jeśli mają być naprawdę szkołą socjalizmu, muszą uczyć masy jak realizować najlepiej plany produkcyjne, jak kierować produkcją na swym odcinku pracy, muszą podnosić odpowiedzialność robotników za wydajność produkcji, za obniżenie kosztów własnych produkcji, za przestrzeganie jak największej oszczędności, za jakość produkcji. Związki zawodowe winny wypowiedzieć zdecydowaną walkę marnotrawstwu, tej plądze naszej produkcji. Do walki tej zmobilizować trzeba wszystkich robotników, którzy pamiętać muszą o tym, że marnotrawstwo jest wodą na młyn wroga klasowego, który żeruje na obojętności i niedbalstwie ludzi pracy. Likwidowanie marnotrawstwa przyczyni się wielce do obniżki kosztów własnych produkcji.

Niemniej ważną rzeczą jest podniesienie jakości towarów. Dobra jakość produkcji winna stać się sprawą honoru, sprawą obowiązku moralnego i patriotycznego każdego robotnika. Walka o podwyższenie jakości towarów jest jednym z najpilniejszych zadań związków zawodowych.

W sojuszu robotniczo-chłopskim rola kierownicza przypada klasie robotniczej, jako klasie najbardziej rewolucyjnej. Rola ta zobowiązuje klasę robotniczą do udzielania masom pracującym chłopstwa najbardziej wydajnej pomocy produkcyjnej i politycznej w dziedzinie podniesienia rolnictwa i socjalistycznej przebudowy wsi.

Przed klasą robotniczą stają wielkie zadania zwiększenia produkcji, podniesienia wydajności pracy, zwiększenia pomocy dla rolnictwa. Zadaniem działaczy ruchu zawodowego jest uczynić wszystko, by stworzyć klasie robotniczej jak najlepsze warunki dla wykonania tych zadań. Należy otoczyć klasę robotniczą wciąż rosnącą troską o jej materialne i kulturalne warunki życia i pracy.

Pomnażając siły materialne i kulturalne swego kraju, podnosząc jego moc obronną, polska klasa robotnicza wraz z całym narodem polskim wnosi swój wkład do walki o pokój, jaką prowadzi ludy całego świata.

STANISŁAW KOŃCZYKOWSKI

Analiza niesymetrii indukcyjnej linii trójfazowych o niesymetrycznym układzie przewodów

621.315.1.025.3:621.3.011.3

Treść. Wyprowadzono wzory określające w przypadku ogólnym zależności niesymetrii oporności wzdłużnych czynnych i biernych poszczególnych faz linii o niesymetrycznym układzie przewodów od indukcyjności cząstkowych oraz ustalono zależności procentowych wartości tych niesymetrii od przekroju przewodów, materiału przewodowego i odstępów między przewodami. Skutki niesymetrii indukcyjnej w przypadku przesyłu dużych mocy przy niskim napięciu. Przypadki, w których jest konieczne przeplatanie przewodów. Sposoby przywrócenia symetrii indukcyjnej bez przeplatania przewodów.

Анализ индукционной асимметрии в трехфазной линии при несимметричном расположении проводов. Выведены формулы, определяющие для общего случая зависимости несимметрии в значениях продольного активного и реактивного сопротивления отдельных фаз линии при несимметричном расположении проводов от значений частичной индуктивности и от геометрического расположения проводов. Для случая, когда провода расположены в одной горизонтальной плоскости, подсчитаны значения несимметрии упомянутых сопротивлений и установлена зависимость процентных значений этой несимметрии от сечения проводов, их материала и расстояния между проводами. Результаты индукционной асимметрии в случае передачи большой мощности при низком напряжении. Случаи, в которых необходима транспозиция проводов, и способы восстановления индукционной симметрии без транспозиции.

Analysis of three-phase line induction asymmetry in the case of asymmetric conductor arrangement. The article contains formulae determining, for a general instance, the effect of partial inductances and dimensions of the conductor arrangement on asymmetry in the longitudinal resistance and reactance of individual phases in an asymmetric conductor arrangement. The author has computed, for a flat arrangement, the values of asymmetry in resistance and reactance, and determined the effect of conductor cross-section, conductor material and conductor spacing on the percentage rate of such asymmetries. Consequences of induction asymmetry in instances in which high power has to be transmitted at low voltage. Instances in which the transposition of conductors is essential. Means of restoring induction symmetry without conductor transposition.

1. Wstęp.

W liniach trójfazowych są często stosowane układy przewodów niesymetryczne pod względem indukcyjnym, tj. układy, w których wzajemne wpływy indukcyjne między poszczególnymi fazami są niejednakowe. W szczególności duże rozpowszechnienie zyskał sobie układ płaski przewodów. Układy niesymetryczne są stosowane zarówno w liniach o bardzo wysokim napięciu, w których układ płaski jest stosowany niemal wyłącznie, jak również w liniach o średnich i niskich napięciach. Na przykład linie wewnętrzne zasilowe przemysłowe są często budowane jako linie szynowe o przewodach gołych w układzie płaskim.

Niesymetria indukcyjna wpływa na parametry poszczególnych faz linii trójfazowej, a mianowicie powoduje niesymetrię oporności wzdłużnych poszczególnych faz linii, tj. różnice w tych opornościach i to nie tylko indukcyjnych, lecz przede wszystkim czynnych.

W liniach napowietrznych występuje z reguły ponadto niesymetria pojemnościowa, której analiza będzie przedmiotem oddzielnego artykułu.

Jako skutek tych niesymetrii występuje niesymetria obciążenia poszczególnych faz linii i niesymetria napięć fazowych, a więc i międzyfazowych.

W celu przywrócenia linii niesymetrycznej pod względem indukcyjnym lub pojemnościowym symetrii indukcyjnej i pojemnościowej stosuje się przeplatanie przewodów według znanych zasad. W celu stwierdzenia, w jakich przypadkach przeplecenie takie jest konieczne, należy ustalić bezpośrednie skutki niesymetrii, przy czym w niniejszym artykule ograniczymy się tylko do zbadania skutków niesymetrii indukcyjnej.

2. Wpływ niesymetrii indukcyjnej na oporność wzdłużną, czynną i bierną, poszczególnych faz linii.

Rozpatrzmy linię trójfazową o niesymetrycznym pod względem indukcyjnym układzie przewodów zawieszonych lub ułożonych w powietrzu.

Chwilowe strumienie magnetyczne na jednostkę długości linii, skojarzone z fazami A, B i C linii, można wyrazić następującymi wzorami:

$$(1) \quad \begin{cases} \Phi_A = L_{AA} \cdot i_A + L_{AB} \cdot i_B + L_{AC} \cdot i_C, \\ \Phi_B = L_{BA} \cdot i_A + L_{BB} \cdot i_B + L_{BC} \cdot i_C, \\ \Phi_C = L_{CA} \cdot i_A + L_{CB} \cdot i_B + L_{CC} \cdot i_C, \end{cases}$$

w których

i_A, i_B, i_C — chwilowe prądy płynące w przewodach faz A, B, C,

L_{AA}, L_{BB}, L_{CC} — indukcyjności cząstkowe własne faz A, B, C na jednostkę długości linii,

L_{AB}, L_{BC}, L_{CA} — indukcyjności cząstkowe wzajemne między fazami A i B, B i C, C i A na jednostkę długości linii.

Jeżeli przewody są zupełnie jednakowe (jednakowy materiał, jednakowa budowa, jednakowe średnice) i odstęp między przewodami są stosunkowo duże w porównaniu ze średnicą przewodów, to indukcyjności będą*):

$$L_{AA} = \frac{1}{2\pi} \left(\mu_z \ln \frac{b_{A0}^2}{r^2} + \frac{\mu_p}{2} \right),$$

$$L_{BB} = \frac{1}{2\pi} \left(\mu_z \ln \frac{b_{B0}^2}{r^2} + \frac{\mu_p}{2} \right),$$

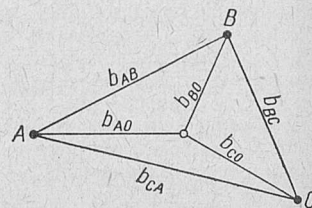
$$L_{CC} = \frac{1}{2\pi} \left(\mu_z \ln \frac{b_{C0}^2}{r^2} + \frac{\mu_p}{2} \right),$$

$$L_{AB} = L_{BA} = \frac{1}{2\pi} \left(\mu_z \ln \frac{b_{A0} \cdot b_{B0}}{r \cdot b_{AB}} + \frac{\mu_p}{4} \right),$$

$$L_{BC} = L_{CB} = \frac{1}{2\pi} \left(\mu_z \ln \frac{b_{B0} \cdot b_{C0}}{r \cdot b_{BC}} + \frac{\mu_p}{4} \right),$$

$$L_{CA} = L_{AC} = \frac{1}{2\pi} \left(\mu_z \ln \frac{b_{C0} \cdot b_{A0}}{r \cdot b_{CA}} + \frac{\mu_p}{4} \right),$$

gdzie (rys. 1)



Rys. 1. Układ przewodów linii trójfazowej niesymetryczny pod względem indukcyjnym (ze wskazaniem umyślnego przewodu zerowego)

b_{A0}, b_{B0}, b_{C0} — odstęp między osią każdego z przewodów A, B, C a umyślnym przewodem zerowym,

b_{AB}, b_{BC}, b_{CA} — odstęp między osiami poszczególnych przewodów,

r — promień przewodu,

μ_z — przenikalność magnetyczna ośrodka otaczającego przewody (ośrodka zewnętrznego),

μ_p — przenikalność magnetyczna materiału przewodu.

Miejsce umyślnego przewodu zerowego może być obrane dowolnie, prąd bowiem przez ten przewód nie płynie, gdyż w normalnych warunkach pracy linii trójfazowej trójprzewodowej w każdej chwili $i_A + i_B + i_C = -i_0 = 0$, a więc można przyjąć

$$b_{A0} = b_{B0} = b_{C0} = b_0.$$

Przenikalność magnetyczna

$$\mu_z = \mu_0 \mu'_z \text{ i } \mu_p = \mu_0 \mu'_p,$$

gdzie μ_0 — przenikalność magnetyczna próżni,

μ'_z — przenikalność magnetyczna względna ośrodka otaczającego przewody (ośrodka zewnętrznego),

μ'_p — przenikalność magnetyczna względna materiału przewodu.

Uwzględniając, że

$$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-4} \quad (\text{H/km})$$

oraz zakładając, że przewody są wykonane z materiału niema-

*) Kończykowski S. Obliczanie sieci elektroenergetycznych, tom I, rok 1953.

gnetycznego ($\mu' \approx 1$) i zawieszone lub ułożone w powietrzu ($\mu_z \approx 1$), otrzymamy

$$\mu_z = 4\pi \cdot 10^{-4} \cdot 1 = 4\pi \cdot 10^{-4} \quad (\text{H/km}),$$

$$\mu_p = 4\pi \cdot 10^{-4} \cdot 1 = 4\pi \cdot 10^{-4} \quad (\text{H/km}).$$

Wstawiając do wzorów na indukcyjności własne i wzajemne powyższe wartości przenikalności magnetycznych otrzymamy ostatecznie:

$$(2) \quad \begin{cases} L_{AA} = L_{BB} = L_{CC} = \left(2 \ln \frac{b_0^2}{r^2} + 1\right) \cdot 10^{-4} \quad (\text{H/km}), \\ L_{AB} = L_{BA} = \left(2 \ln \frac{b_0^2}{r \cdot b_{AB}} + 0,5\right) \cdot 10^{-4} \quad (\text{H/km}), \\ L_{BC} = L_{CB} = \left(2 \ln \frac{b_0^2}{r \cdot b_{BC}} + 0,5\right) \cdot 10^{-4} \quad (\text{H/km}), \\ L_{CA} = L_{AC} = \left(2 \ln \frac{b_0^2}{r \cdot b_{CA}} + 0,5\right) \cdot 10^{-4} \quad (\text{H/km}). \end{cases}$$

Pochodne chwilowych strumieni określonych wzorami (1)

$$\frac{d\varphi_A}{dt} = -e_A = \Delta U_A, \quad \frac{d\varphi_B}{dt} = -e_B = \Delta U_B, \\ \frac{d\varphi_C}{dt} = -e_C = \Delta U_C$$

wyrażają chwilowe siły elektromotoryczne indukowane w poszczególnych fazach linii lub chwilowe indukcyjne straty napięcia w tych fazach (z przeciwnym znakiem) na jednostkę długości linii.

Różniczkując równania (1) względem czasu, otrzymamy zatem:

$$\begin{aligned} \frac{d\varphi_A}{dt} &= \Delta U_A = L_{AA} \frac{di_A}{dt} + L_{AB} \frac{di_B}{dt} + L_{AC} \frac{di_C}{dt}, \\ \frac{d\varphi_B}{dt} &= \Delta U_B = L_{BA} \frac{di_A}{dt} + L_{BB} \frac{di_B}{dt} + L_{BC} \frac{di_C}{dt}, \\ \frac{d\varphi_C}{dt} &= \Delta U_C = L_{CA} \frac{di_A}{dt} + L_{CB} \frac{di_B}{dt} + L_{CC} \frac{di_C}{dt}. \end{aligned}$$

Przechodząc od wartości chwilowych do skutecznych, otrzymamy wartości skuteczne indukcyjnych strat napięcia na jednostkę długości linii:

$$(3) \quad \begin{cases} \Delta \hat{U}_A = j\omega L_{AA} \hat{I}_A + j\omega L_{AB} \hat{I}_B + j\omega L_{AC} \hat{I}_C, \\ \Delta \hat{U}_B = j\omega L_{BA} \hat{I}_A + j\omega L_{BB} \hat{I}_B + j\omega L_{BC} \hat{I}_C, \\ \Delta \hat{U}_C = j\omega L_{CA} \hat{I}_A + j\omega L_{CB} \hat{I}_B + j\omega L_{CC} \hat{I}_C. \end{cases}$$

Zakładając, że fazy są obciążone symetrycznie (co w przypadku linii niesymetrycznej pod względem indukcyjnym nie jest ściśle), otrzymamy

$$\text{w pierwszym równaniu (3): } \hat{I}_B = \hat{I}_A \hat{a}^2, \quad \hat{I}_C = \hat{I}_A \hat{a};$$

$$\text{w drugim równaniu (3): } \hat{I}_A = \hat{I}_B \hat{a}, \quad \hat{I}_C = \hat{I}_B \hat{a}^2;$$

$$\text{w trzecim równaniu (3): } \hat{I}_A = \hat{I}_C \hat{a}^2, \quad \hat{I}_B = \hat{I}_C \hat{a},$$

przy czym operator

$$\hat{a} = e^{j\frac{2}{3}\pi} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad \text{ i } \quad \hat{a}^2 = e^{j\frac{4}{3}\pi} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

Uwzględniając ponadto, że w równaniach 3)

$$L_{AB} = L_{BA}, \quad L_{BC} = L_{CB}, \quad L_{CA} = L_{AC},$$

otrzymamy ostatecznie następujące równania, wyrażające indukcyjne straty napięcia w poszczególnych fazach linii na jednostkę jej długości:

$$(4) \quad \begin{cases} \Delta \hat{U}_A = \hat{I}_A j\omega (L_{AA} + L_{AB} \hat{a}^2 + L_{CA} \hat{a}) = \hat{I}_A j\omega \left[L_{AA} + L_{AB} \left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) + L_{CA} \left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \right] = \\ = \hat{I}_A \left\{ \omega \frac{\sqrt{3}}{2} (L_{AB} - L_{CA}) + j\omega \left[L_{AA} - \frac{1}{2} (L_{AB} + L_{CA}) \right] \right\}; \\ \Delta \hat{U}_B = \hat{I}_B j\omega (L_{AB} \hat{a} + L_{BB} + L_{BC} \hat{a}^2) = \hat{I}_B j\omega \left[L_{AB} \left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) + L_{BB} + L_{BC} \left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \right] = \end{cases}$$

$$(4) \quad \begin{cases} = \hat{I}_B \left\{ -\omega \frac{\sqrt{3}}{2} (L_{AB} - L_{BC}) + j\omega \left[L_{BB} - \frac{1}{2} (L_{AB} + L_{BC}) \right] \right\}, \\ \Delta \hat{U}_C = \hat{I}_C j\omega (L_{CA} \hat{a}^2 + L_{BC} \hat{a} + L_{CC}) = \hat{I}_C j\omega \left[L_{CA} \left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) + L_{BC} \left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) + L_{CC} \right] = \\ = \hat{I}_C \left\{ \omega \frac{\sqrt{3}}{2} (L_{CA} - L_{BC}) + j\omega \left[L_{CC} - \frac{1}{2} (L_{CA} + L_{BC}) \right] \right\}, \end{cases}$$

przy czym zgodnie z (2) $L_{AA} = L_{BB} = L_{CC}$.

Czynnik, ujęte w równaniach (4) w nawiasy figurowe, wyrażają oporności wzdłużne poszczególnych faz linii na jednostkę jej długości, spowodowane indukcyjnością linii.

Jeżeliby układ przewodów był symetryczny pod względem indukcyjnym, to odstępy między poszczególnymi przewodami i indukcyjności cząstkowe wzajemne między fazami według (2) byłyby jednakowe:

$$b_{AB} = b_{BC} = b_{CA} \quad \text{ i } \quad L_{AB} = L_{BC} = L_{CA}.$$

W równaniach (4) zniknęłyby w tym przypadku części czynne oporności, a części bierne oporności byłyby jednakowe dla wszystkich faz linii i wyrażałyby oporność indukcyjną roboczą jednej fazy linii symetrycznej pod względem indukcyjnym:

$$X_A = X_B = X_C = \omega (L_{AA} - L_{AB}).$$

Jeżeli odstępy między przewodami są niejednakowe, to układ przewodów jest niesymetryczny pod względem indukcyjnym i indukcyjności cząstkowe wzajemne między fazami linii o takim układzie przewodów są według (2) w ogólnym przypadku niejednakowe:

$$L_{AB} \neq L_{BC} \neq L_{CA}.$$

Oporności wzdłużne spowodowane indukcyjnością linii składają się w tym przypadku, jak wynika z równań (4), z dwu składowych: składowej czynnej, stanowiącej dodatkową oporność czynną fazy (poza opornością czynną samego przewodu) i składowej biernej stanowiącej właściwą oporność indukcyjną fazy. Ponadto zarówno dodatkowe oporności czynne poszczególnych faz linii, jak i oporności indukcyjne, są w ogólnym przypadku w poszczególnych fazach różne. Wzajemne wpływy indukcyjne między poszczególnymi fazami linii występują więc w linii niesymetrycznej pod względem indukcyjnym nie tylko w stosunku do wartości oporności indukcyjnych poszczególnych faz linii, lecz i w stosunku do oporności czynnych.

Dodatkowe oporności czynne poszczególnych faz na jednostkę długości linii, pojawiające się na skutek niesymetrii indukcyjnej, są określone, jak to wynika z równań (4), następującymi wzorami:

$$(5) \quad \begin{cases} \Delta R_A = \omega \frac{\sqrt{3}}{2} (L_{AB} - L_{CA}), \\ \Delta R_B = -\omega \frac{\sqrt{3}}{2} (L_{AB} - L_{BC}), \\ \Delta R_C = \omega \frac{\sqrt{3}}{2} (L_{CA} - L_{BC}). \end{cases}$$

Oporności indukcyjne poszczególnych faz na jednostkę długości linii niesymetrycznej pod względem indukcyjnym są określone, jak to wynika z równań (4), następującymi wzorami:

$$(6) \quad \begin{cases} X_A = \omega L_A = \omega \left[L_{AA} - \frac{1}{2} (L_{AB} + L_{CA}) \right], \\ X_B = \omega L_B = \omega \left[L_{BB} - \frac{1}{2} (L_{AB} + L_{BC}) \right], \\ X_C = \omega L_C = \omega \left[L_{CC} - \frac{1}{2} (L_{CA} + L_{BC}) \right]. \end{cases}$$

W powyższych wzorach zgodnie z (2)

$$L_{AA} = L_{BB} = L_{CC}.$$

Ze wzorów (6) wynika, że średnia oporność indukcyjna trzech faz linii przeplecionej na jednostkę jej długości wynosi

$$(7) \quad X_{sr} = \frac{1}{3} (X_A + X_B + X_C) = \omega \left(L_{AA} - \frac{L_{AB} + L_{BC} + L_{CA}}{3} \right),$$

przy czym $\frac{L_{AB} + L_{BC} + L_{CA}}{3}$ jest średnią indukcyjnością wzajemną jednej fazy linii w przypadku wyrównania niesymetrii indukcyjnej przez przeplecenie przewodów.

Różnice między wartościami oporności indukcyjnych, określonymi wzorami (6), i wartością oporności, określoną wzorem (7), stanowią dodatkowe oporności indukcyjne, które pojawiły się w poszczególnych fazach linii wskutek niesymetrii indukcyjnej. Te dodatkowe oporności indukcyjne wyrażają się następującymi wzorami:

$$(8) \begin{cases} \Delta X_A = X_A - X_{sr} = \frac{\omega}{3} \left[L_{BC} - \frac{1}{2} (L_{AB} + L_{CA}) \right], \\ \Delta X_B = X_B - X_{sr} = \frac{\omega}{3} \left[L_{CA} - \frac{1}{2} (L_{AB} + L_{BC}) \right], \\ \Delta X_C = X_C - X_{sr} = \frac{\omega}{3} \left[L_{AB} - \frac{1}{2} (L_{CA} + L_{BC}) \right]. \end{cases}$$

Ze wzorów (5) i (8) wynika, że

$$\Delta R_A + \Delta R_B + \Delta R_C = 0 \quad \text{i} \quad \Delta X_A + \Delta X_B + \Delta X_C = 0,$$

co oznacza, że jeżeli w jednych fazach wartości dodatkowych oporów czynnych i biernych, wywołanych niesymetrią indukcyjną linii, są dodatnie, to w innych są one ujemne, a więc jeżeli w jednych fazach oporności czynne lub biernie wzrosły na skutek niesymetrii indukcyjnej, to w innych fazach oporności te zmalały o tę samą wartość.

Z powyższego wynika wniosek, że straty mocy czynnej i biernej są w poszczególnych fazach linii niejednakowe: dodatkowa strata mocy czynnej lub biernej w jednych fazach, wywołana niesymetrią indukcyjną, zjawia się jako zysk mocy czynnej lub biernej w innych fazach, czyli — dzięki niesymetrii indukcyjnej — odbywa się niejako przerzut energii czynnej i biernej z jednych faz na inne. Dodatkowe oporności czynne i biernie (dodatnie lub ujemne), wywołane niesymetrią indukcyjną i wyrażone wzorami (5) i (8), są odchyłkami oporności czynnych i biernych poszczególnych faz linii od wartości tych oporności, występujących w przypadku symetrii indukcyjnej (linia przepleciona), tj. w przypadku jednakowych oporności wszystkich trzech faz linii. Wartości procentowe tych odchyłek w stosunku do wartości oporności czynnej i biernej występujących w przypadku symetrii indukcyjnej (linia przepleciona) wskazują stopień zniekształcenia parametrów wzdlużnych poszczególnych faz linii symetrycznej pod względem indukcyjnym, mogą przeto służyć za miernik niesymetrii indukcyjnej danej linii.

Podstawiając do wzorów (5) i (8) wartości indukcyjności wzajemnych określone wzorami (2) otrzymamy:

$$(9) \begin{cases} \Delta R_A = \omega \cdot \sqrt{3} \cdot \left(\ln \frac{b_{CA}}{b_{AB}} \right) \cdot 10^{-4} & (\Omega/\text{km}), \\ \Delta R_B = \omega \cdot \sqrt{3} \cdot \left(\ln \frac{b_{AB}}{b_{BC}} \right) \cdot 10^{-4} & (\Omega/\text{km}), \\ \Delta R_C = \omega \cdot \sqrt{3} \cdot \left(\ln \frac{b_{BC}}{b_{CA}} \right) \cdot 10^{-4} & (\Omega/\text{km}) \end{cases}$$

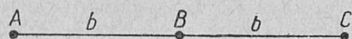
$$(10) \begin{cases} \Delta X_A = \frac{\omega}{3} \left(\ln \frac{b_{AB} \cdot b_{CA}}{b_{BC}^2} \right) \cdot 10^{-4} & (\Omega/\text{km}), \\ \Delta X_B = \frac{\omega}{3} \left(\ln \frac{b_{AB} \cdot b_{BC}}{b_{CA}^2} \right) \cdot 10^{-4} & (\Omega/\text{km}), \\ \Delta X_C = \frac{\omega}{3} \left(\ln \frac{b_{CA} \cdot b_{BC}}{b_{AB}^2} \right) \cdot 10^{-4} & (\Omega/\text{km}). \end{cases}$$

Ze wzorów (9) i (10) wynika, że dodatkowe oporności czynne i biernie wywołane niesymetrią indukcyjną linii są zależne od stosunku wzajemnych odstępów między przewodami, a więc są zależne od układu przewodów na słupach.

3. Skutki niesymetrii indukcyjnej w liniach o płaskim układzie przewodów.

W celu bliższego zanalizowania wpływu niesymetrii indukcyjnej na parametry wzdlużne poszczególnych faz linii rozpatrzymy linię o płaskim układzie przewodów (rys. 2). W tym przypadku (jak wynika z rys. 1 i 2):

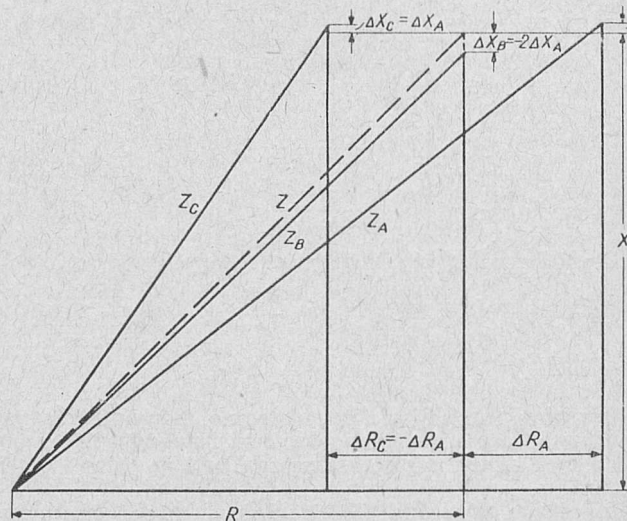
$$b_{AB} = b_{BC} = b \quad \text{i} \quad b_{CA} = 2b.$$



Rys. 2. Układ płaski przewodów linii trójfazowej

Ze wzorów (9) i (10) — po uwzględnieniu powyższych wartości odstępów między przewodami — otrzymujemy wartości dodatkowych oporności wzdlużnych czynnych i biernych na kilometr przewodu podane w tabl. I.

Na rys. 3 są pokazane wartości oporności czynnych, biernych i pozornych, poszczególnych faz linii niesymetrycznej pod względem indukcyjnym na 1 km linii w przypadku płaskiego układu przewodów. Symbolami R , X i Z są oznaczone oporności czynna, bierna i pozorna jednej fazy linii symetrycznej pod względem indukcyjnym (przeplecionej), symbolami ΔR i ΔX (z odpowiednimi indeksami) — dodatkowe oporności czynne i biernie, pojawiające się w poszczególnych fazach na sku-



Rys. 3. Odchyłki oporności wzdlużnych czynnych i biernych poszczególnych faz linii trójfazowej (ΔR_A , ΔR_C , ΔX_A , ΔX_B , ΔX_C) o płaskim układzie przewodów w stosunku do odpowiednich oporności linii symetrycznej pod względem indukcyjnym (przeplecionej)

tek niesymetrii indukcyjnej linii nieprzeplecionej, wreszcie symbolami Z_{AB} , Z_{BC} i Z_{CA} — oporności pozorne poszczególnych faz linii niesymetrycznej pod względem indukcyjnym.

Odchyłki oporności czynnych i biernych poszczególnych faz linii od wartości tych oporności w przypadku linii symetrycznej pod względem indukcyjnym (przeplecionej) wyrażają się, jak to widać z tabl. I, pewnymi wartościami (w Ω/km) zależnymi

Tablica I

Dodatko- wa opor- ność wzdlużna	W fazie	Wzór	Wartość (Ω/km)
czynna	A	$\Delta R_A = 2\pi 50 \cdot \sqrt{3} \cdot (\ln 2) \cdot 10^{-4}$	+ 0,03767
	B	$\Delta R_B = 2\pi 50 \cdot \sqrt{3} \cdot (\ln 1) \cdot 10^{-4}$	0
	C	$\Delta R_C = -\Delta R_A$	- 0,03767
bierna (indukcyjna)	A	$\Delta X_A = \frac{2\pi 50}{3} (\ln 2) \cdot 10^{-4}$	+ 0,007255
	B	$\Delta X_B = \frac{2\pi 50}{3} \left(\ln \frac{1}{4} \right) \cdot 10^{-4} =$ $= -\frac{2\pi 50}{3} \cdot 2 \cdot (\ln 2) \cdot 10^{-4} =$ $= -2\Delta X_A$	- 0,01451
	C	$\Delta X_C = \Delta X_A$	+ 0,007255

tylko od układu przewodów. Niesymetria indukcyjna jako procentowa wartość odchyłek oporności wzdlużnej — czynnej i biernej — w stosunku do wartości tych oporności w przypadku symetrii indukcyjnej jest zatem tym większa, im mniejsze są wartości oporności czynnej i biernej jednej fazy na kilometr linii symetrycznej pod względem indukcyjnym (przeplecionej).

Oporność czynna jednej fazy na kilometr linii symetrycznej pod względem indukcyjnym zależy od rodzaju materiału i budowy przewodu, przekroju przewodu oraz częstotliwości prądu. Ponieważ wpływ częstotliwości prądu, stosowanej w urządzeniach elektroenergetycznych (50 Hz), jest znikomo mały, przeto można przyjąć, że oporność czynna na kilometr długości przewodu jest tym mniejsza, im większa jest przewodność właściwa przewodu i im większy jest przekrój przewodu.

Tablica II

Przekrój przewodu (mm²)	Faza	Niesymetria oporności wzdlużnych (%)									
		czynnych		biernych (indukcyjnych)							
		miedź	alum.	miedź i aluminium					stalo-aluminium		
				odstęp <i>b</i> między sąsiednimi przewodami (cm)							
40	100	400	800	1200	400	800	1200				
16	A	+ 3,67	+ 1,98	+ 2,09	+ 1,78	—	—	—	—	—	—
	B	0	0	— 4,18	— 3,56	—	—	—	—	—	—
	C	— 3,67	— 1,98	+ 2,09	+ 1,78	—	—	—	—	—	—
25	A	+ 4,83	+ 3,01	+ 2,17	+ 1,85	—	—	—	—	—	—
	B	0	0	— 4,35	— 3,70	—	—	—	—	—	—
	C	— 4,83	— 3,01	+ 2,17	+ 1,85	—	—	—	—	—	—
35	A	+ 6,78	+ 4,23	+ 2,25	+ 1,90	—	—	—	—	—	—
	B	0	0	— 4,50	— 3,80	—	—	—	—	—	—
	C	— 6,78	— 4,23	+ 2,25	+ 1,90	—	—	—	—	—	—
50	A	+ 9,65	+ 6,03	+ 2,33	+ 1,97	+ 1,59	+ 1,45	—	+ 1,61	—	—
	B	0	0	— 4,66	— 3,94	— 3,18	— 2,90	—	— 3,22	—	—
	C	— 9,65	— 6,03	+ 2,33	+ 1,97	+ 1,59	+ 1,45	—	+ 1,61	—	—
70	A	+ 13,25	+ 8,19	+ 2,41	+ 2,02	+ 1,62	+ 1,48	—	+ 1,64	—	—
	B	0	0	— 4,82	— 4,04	— 3,24	— 2,96	—	— 3,28	—	—
	C	— 13,25	— 8,19	+ 2,41	+ 2,02	+ 1,62	+ 1,48	—	+ 1,64	—	—
95	A	+ 18,55	+ 11,54	+ 2,50	+ 2,08	+ 1,66	+ 1,51	—	+ 1,68	—	—
	B	0	0	— 5,00	— 4,16	— 3,32	— 3,02	—	— 3,36	—	—
	C	— 18,55	— 11,54	+ 2,50	+ 2,08	+ 1,66	+ 1,51	—	+ 1,68	—	—
120	A	+ 23,40	+ 14,53	—	+ 2,12	+ 1,69	+ 1,53	+ 1,46	+ 1,72	+ 1,56	+ 1,48
	B	0	0	—	— 4,24	— 3,38	— 3,06	— 2,92	— 3,44	— 3,12	— 2,96
	C	— 23,40	— 14,53	—	+ 2,12	+ 1,69	+ 1,53	+ 1,46	+ 1,72	+ 1,56	+ 1,48
150	A	+ 27,50	+ 18,27	—	+ 2,17	+ 1,72	+ 1,56	+ 1,48	+ 1,74	+ 1,58	+ 1,49
	B	0	0	—	— 4,34	— 3,44	— 3,12	— 2,96	— 3,48	— 3,16	— 2,98
	C	— 27,50	— 18,27	—	+ 2,17	+ 1,72	+ 1,56	+ 1,48	+ 1,74	+ 1,58	+ 1,49
185	A	+ 36,20	+ 22,55	—	+ 2,21	+ 1,75	+ 1,59	+ 1,50	+ 1,77	+ 1,60	+ 1,51
	B	0	0	—	— 4,42	— 3,50	— 3,18	— 3,00	— 3,54	— 3,20	— 3,02
	C	— 36,20	— 22,55	—	+ 2,21	+ 1,75	+ 1,59	+ 1,50	+ 1,77	+ 1,60	+ 1,51
240	A	+ 47,10	+ 29,00	—	+ 2,28	+ 1,79	+ 1,61	+ 1,53	+ 1,81	+ 1,63	+ 1,54
	B	0	0	—	— 4,56	— 3,58	— 3,22	— 3,06	— 3,62	— 3,26	— 3,08
	C	— 47,10	— 29,00	—	+ 2,28	+ 1,79	+ 1,61	+ 1,53	+ 1,81	+ 1,63	+ 1,54
300	A	+ 59,80	+ 37,30	—	+ 2,33	+ 1,81	+ 1,65	+ 1,55	+ 1,84	+ 1,66	+ 1,57
	B	0	0	—	— 4,66	— 3,62	— 3,30	— 3,10	— 3,68	— 3,32	— 3,14
	C	— 59,80	— 37,30	—	+ 2,33	+ 1,81	+ 1,65	+ 1,55	+ 1,84	+ 1,66	+ 1,57

Oporność indukcyjna jednej fazy na kilometr linii symetrycznej pod względem indukcyjnym zależy od częstotliwości prądu, rodzaju ośrodka otaczającego przewody, rodzaju materiału przewodów, średnicy przewodów i średniego geometrycznego odstępów między przewodami. Przy danej częstotliwości prądu (50 Hz), danym ośrodku otaczającym przewody (powietrze) i danym materiale przewodów (materiał niemagnetyczny) oporność indukcyjna na kilometr długości przewodu jest tym mniejsza, im większa jest średnica przewodu oraz im mniejszy jest średni geometryczny odstęp między przewodami.

Z powyższego wynika, że niesymetria indukcyjna linii nieprzeplecionej o niesymetrycznym pod względem indukcyjnym układzie przewodów jest tym większa, im większe są przekroje przewodów, względnie im większe są średnice przewodów, oraz im niższe jest napięcie robocze linii (małe odstępów między przewodami), przy czym linie o przewodach miedzianych (duża przewodność właściwa) są bardziej wrażliwe na niesymetrię indukcyjną niż linie o przewodach aluminiowych lub stalo-aluminiowych.

W tabl. II są podane odchyłki procentowe oporności czynnej i biernej (indukcyjnej) w przypadku układu płaskiego. Odchyłki oporności czynnej dotyczą przewodów skrajnych i są zależne tylko od przekroju przewodów, odchyłki zaś oporności indukcyjnej dotyczą wszystkich przewodów i są zależne od średnicy przewodów, a więc od przekroju przewodów pełnych (liniek), oraz od odstępów między sąsiednimi przewodami, przy czym odchyłki dodatnie dotyczą przewodów skrajnych, a odchyłki ujemne przewodu środkowego.

Na rys. 4 jest podana wykresnie zależność procentowych odchyłek oporności wzdlużnych, czynnych i biernych, od przekroju przewodu, a dla odchyłek oporności biernych, również zależność od odstępów między sąsiednimi przewodami.

Z przytoczonej wyżej tabl. II oraz z wykresów podanych na rys. 4 wynika, że niesymetria w opornościach i n d u k c y j

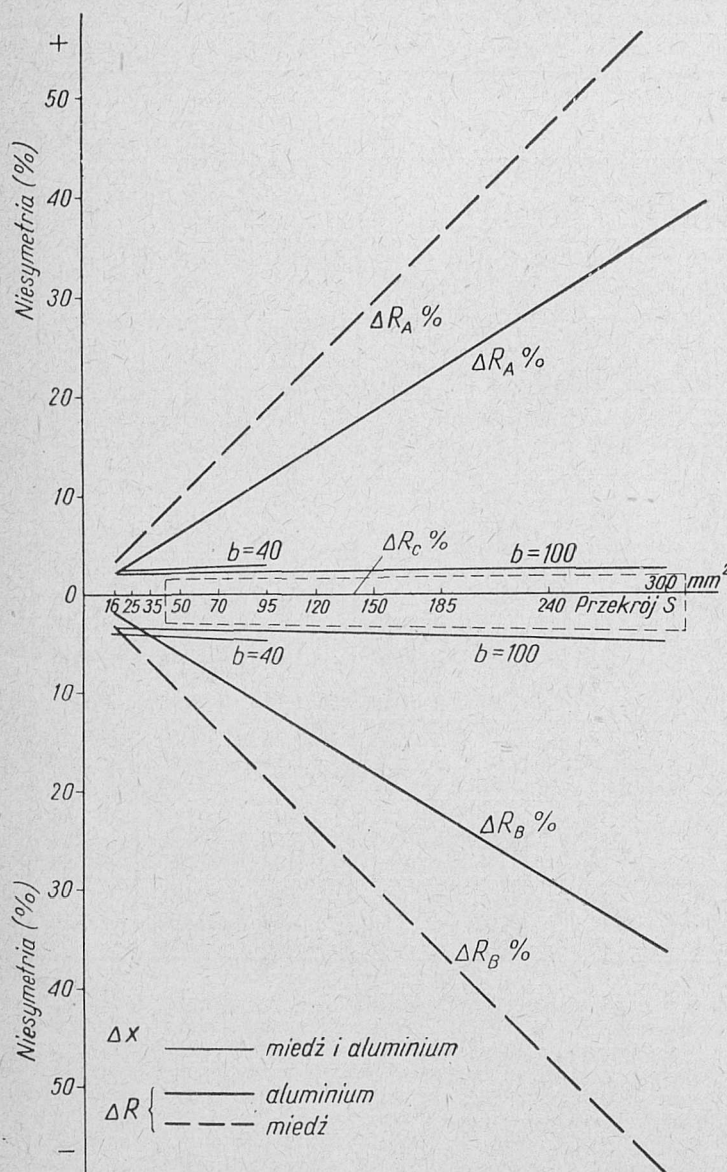
n y c h poszczególnych faz linii jest w zakresie przekrojów stosowanych w liniach napowietrznych bardzo nieznaczna i praktycznie prawie nie zależy od rodzaju przewodów, przekroju przewodów i odstępów między przewodami. Największą wartość osiąga ta niesymetria w przypadku dużych przekrojów i małych odstępów między przewodami (niskie napięcie) i wynosi + 2,50% (fazy A i C) i — 5,00% (faza B). Wartości tej niesymetrii są zawarte mniej więcej w granicach błędu obliczenia oporności przewodów linii, można przeto — w przypadku linii napowietrznych — z nimi się nie liczyć. Większe wartości może osiągnąć ta niesymetria w liniach wewnętrznych szynowych przy bardzo dużych przekrojach szyn i stosunkowo małych odstępach między szynami.

Bardzo duże natomiast wartości może osiągnąć niesymetria w opornościach c z y n n y c h poszczególnych faz linii. Z tabl. II oraz z wykresów podanych na rys. 4 wynika, że niesymetria ta zależy w dużym stopniu od materiału przewodu. W zakresie niewielkich przekrojów niesymetria jest nieznaczna (kilka procentów), natomiast w zakresie dużych przekrojów wartości niesymetrii są już rzędu kilkudziesięciu procentów; na przykład w przypadku przewodów miedzianych o przekroju 300 mm² wartość niesymetrii wynosi ± 59,8%, a w przypadku przewodów aluminiowych lub stalo-aluminiowych o przekroju Al 300 mm² ± 37,3%.

Jak dotkliwe mogą być skutki niesymetrii w linii o bardzo wielkich przekrojach przewodów, wskazuje następujący przykład: za pośrednictwem linii niskiego napięcia o długości 10 metrów i płaskim układzie przewodów nieprzeplecionych ma być zasilany trójfazowy piec łukowy o mocy 7500 kVA i poborze prądu 40 kA.

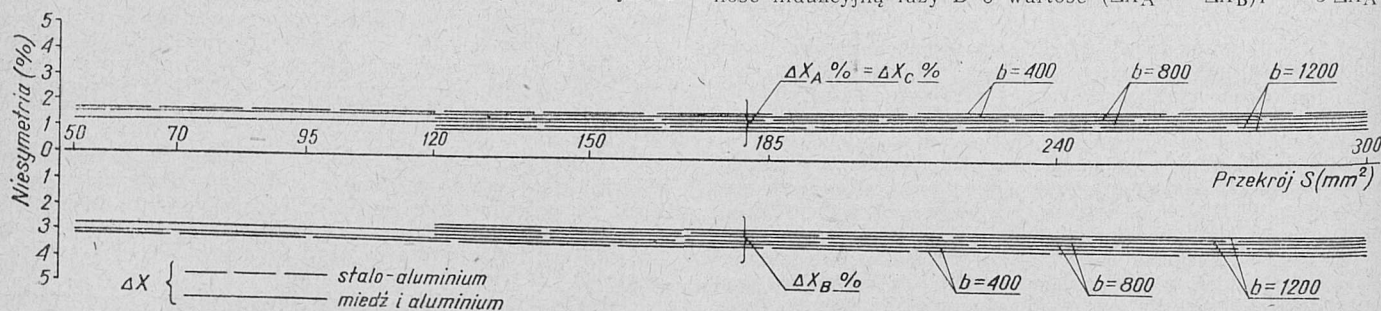
Jeżeli założymy, że przewody linii zasilowej są o przekrojach kołowych i odstępów między nimi są stosunkowo bardzo duże w porównaniu z wymiarami przewodów (co, ściśle biorąc, nie odpowiada rzeczywistości jak niżej), to oporności czynne

przewodów skrajnych (fazy A i C) zmienia się wskutek niesymetrii indukcyjnej o wartości podane w tabl. I, czyli oporność czynna fazy A wzrośnie o $0,03767 \frac{10}{1000} = 0,03767 \cdot 10^{-2} \Omega$, a oporność czynna fazy C zmniejszy się o tę samą wartość.



Rys. 4. Niesymetria procentowa oporności wzdłużnych, czynnych i biernych (indukcyjnych), poszczególnych faz linii trójfazowej o płaskim układzie przewodów nieprzeplecionych w zależności od przekroju przewodów (S) i odstępów między przewodami (b)

Na rys. 4 podana jest niesymetria procentowa oporności biernych jedynie dla odstępów $b = 40$ i 100 cm. Dla większych odstępów niesymetria (przypadająca w obrębie prostokąta kreskowanego) byłaby na tym rysunku nie dość czytelna, podano ją przeto w wielkiej skali na rys. 4a



Rys. 4a. Niesymetria procentowa oporności wzdłużnych biernych poszczególnych faz linii trójfazowej o płaskim układzie przewodów nieprzeplecionych w zależności od przekroju przewodu (S) i odstępów między przewodami (b)

Oporność czynna przewodu środkowego (faza B) nie ulegnie zmianie (ob. tabl. I).

Jeżeli założymy, że prąd rozdzieli się symetrycznie na wszystkie fazy, oporność bowiem przewodów jest znikomo mała w porównaniu z opornością poszczególnych faz odbiornika, i jeżeli układ napięć jest w punkcie, w którym linia jest zasilana (transformator), symetryczny, to na zaciskach odbiornika układ napięć będzie — wskutek różnych strat napięcia w poszczególnych fazach — niesymetryczny. Wynikiem tej niesymetrii będą znaczne różnice w mocach, którymi są zasilane poszczególne fazy odbiornika.

Istotnie, strata mocy w jednym z przewodów skrajnych linii (faza A) będzie większa od straty mocy w przewodzie środkowym (faza B) o

$\Delta P_A = I^2 \cdot \Delta R_A \cdot l = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,03767 \cdot 10^{-2}) \cdot 10^{-3} = 603 \text{ kW}$, strata zaś mocy w drugim z przewodów skrajnych (faza C) będzie o tę samą wartość mniejsza od straty mocy w przewodzie środkowym: $\Delta P_B = -\Delta P_A = -603 \text{ kW}$.

Moc, którymi byłyby zasilone poszczególne fazy odbiornika, różniłyby się więc bardzo znacznie od siebie, różnica bowiem między mocami przesyłanymi przewodami skrajnymi wynosiłaby 1206 kW. W tych warunkach nie mogłoby być mowy o prawidłowym przebiegu procesu technologicznego w rozpatrywanym piecu.

Obliczenie powyższe nie jest ścisłe, do obliczenia bowiem dodatkowych oporności czynnych w poszczególnych fazach zastosowano wzory słuszne w przypadku przewodów o przekrojach kołowych i pod warunkiem, że odstęp między przewodami są stosunkowo duże w porównaniu ze średnicą przewodu. W danym przypadku linia zasilowa byłaby niewątpliwie wykonana w postaci przewodów szynowych wielokrotnych i odstęp między przewodami nie odpowiadałby wymienionemu wyżej warunkowi. Niemniej jednak przytoczony przykład wskazuje na to, że niesymetria indukcyjna może nieraz być powodem dużych trudności w ruchu.

4. Wnioski dotyczące przeplatania przewodów.

Z powyższych rozważań wynika, że konieczność przeplatania przewodów linii napowietrznych o niesymetrycznym pod względem indukcyjnym układzie przewodów zachodzi przede wszystkim w przypadkach dużych przekrojów przewodów, a w szczególności przewodów o dużej przewodności właściwej i wielkich natężeniach prądu. Im większe są przekroje przewodów oraz im większa jest przewodność właściwa materiału, w tym większym stopniu występuje niesymetria w opornościach poszczególnych faz linii, przy tym niesymetria ta dotyczy głównie oporności czynnych. Niesymetria w przesyłanych mocach czynnych zależy ponadto od wartości natężenia prądu i jest tym większa, im większe jest natężenie prądu czyli im większa jest moc przesyłana i im niższe jest napięcie.

5. Kompensacja niesymetrii indukcyjnej w liniach nieprzeplecionych.

Niesymetrię w opornościach przewodów poszczególnych faz linii nieprzeplecionej o niesymetrycznym układzie przewodów można, jak wynika z rys. 3, skompensować przez wyrównanie różnic w opornościach czynnych i biernych poszczególnych faz linii.

W przypadku płaskiego układu przewodów i długości linii l kilometrów można to wyrównanie osiągnąć zmniejszając oporność czynną fazy A o wartość $\Delta R_A \cdot l$ omów i zwiększając oporność czynną fazy C o wartość $\Delta R_C \cdot l = \Delta R_A \cdot l$ (przez zastosowanie na przykład odpowiednio zwiększonego przekroju przewodu A i odpowiednio zmniejszonego przekroju przewodu C w porównaniu z przekrojem przewodu B) oraz zwiększając oporność indukcyjną fazy B o wartość $(\Delta X_A - \Delta X_B)l = 3 \cdot \Delta X_A \cdot l$

omów przez włączenie na przykład w szereg z przewodem B dodatkowej oporności indukcyjnej.

Ze względu na różnice w przekrojach (średnicach) przewodów indukcyjności własne przewodów nie będą jednakowe. Zmienia się zatem dodatkowe oporności indukcyjne określone wzorami (8) i (10).

W tym przypadku indukcyjności własne będą określone wzorami następującymi *):

$$(11) \quad \begin{cases} L_{AA} = \left(2 \ln \frac{b_0^2}{r_A^2} + 1\right) \cdot 10^{-4} & (\text{H/km}), \\ L_{BB} = \left(2 \ln \frac{b_0^2}{r_B^2} + 1\right) \cdot 10^{-4} & (\text{H/km}), \\ L_{CC} = \left(2 \ln \frac{b_0^2}{r_C^2} + 1\right) \cdot 10^{-4} & (\text{H/km}), \end{cases}$$

gdzie r_A, r_B, r_C — promienie przewodów faz A, B, C .

Średnia oporność indukcyjna trzech faz linii przeplecionej na jednostkę długości linii wyniesie w tym przypadku **).

$$(12) \quad X_{\text{sr}} = \omega \left[\frac{1}{3} (L_{AA} + L_{BB} + L_{CC}) - \frac{1}{2} (L_{AB} + L_{BC} + L_{CA}) \right]$$

a dodatkowe oporności indukcyjne poszczególnych faz wyraża się wzorami następującymi ***):

$$(13) \quad \begin{cases} \Delta X_A = X_A - X_{\text{sr}} = \frac{\omega}{3} \left\{ [2L_{AA} - (L_{BB} + L_{CC})] + \left[L_{BC} - \frac{1}{2} (L_{AB} + L_{CA}) \right] \right\}, \\ \Delta X_B = X_B - X_{\text{sr}} = \frac{\omega}{3} \left\{ [2L_{BB} - (L_{AA} + L_{CC})] + \left[L_{CA} - \frac{1}{2} (L_{AB} + L_{BC}) \right] \right\}, \\ \Delta X_C = X_C - X_{\text{sr}} = \frac{\omega}{3} \left\{ [2L_{CC} - (L_{AA} + L_{BB})] + \left[L_{AB} - \frac{1}{2} (L_{CA} + L_{BC}) \right] \right\}. \end{cases}$$

$$(13) \quad \begin{cases} \Delta X_C = X_C - X_{\text{sr}} = \frac{\omega}{3} \left\{ [2L_{CC} - (L_{AA} + L_{BB})] + \left[L_{AB} - \frac{1}{2} (L_{CA} + L_{BC}) \right] \right\}. \end{cases}$$

Jeżeli do wzorów tych wstawimy wartości indukcyjności własnych ze wzorów (11) i wartości indukcyjności wzajemnych ze wzorów (2) (w tych ostatnich wzorach r jest promieniem umyślnego przewodu zerowego), to otrzymamy ostatecznie:

$$(14) \quad \begin{cases} \Delta X_A = \frac{\omega}{3} \left(\ln \frac{r_B \cdot r_C \cdot b_{AB} \cdot b_{CA}}{r_A^2 \cdot b_{BC}^2} \right) \cdot 10^{-4} & (\Omega/\text{km}), \\ \Delta X_B = \frac{\omega}{3} \left(\ln \frac{r_C \cdot r_A \cdot b_{AB} \cdot b_{BC}}{r_B^2 \cdot b_{CA}^2} \right) \cdot 10^{-4} & (\Omega/\text{km}), \\ \Delta X_C = \frac{\omega}{3} \left(\ln \frac{r_A \cdot r_B \cdot b_{CA} \cdot b_{BC}}{r_C^2 \cdot b_{AB}^2} \right) \cdot 10^{-4} & (\Omega/\text{km}). \end{cases}$$

Aby uzyskać zupełną kompensację dodatkowych oporności indukcyjnych należałoby w tym przypadku zwiększyć oporność indukcyjną dwu faz aż do wartości oporności indukcyjnej fazy o największej oporności indukcyjnej bądź zastosować kompensację częściowo indukcyjną i częściowo pojemnościową (w 3-ch fazach) albo tylko pojemnościową (w 2-ch fazach). W większości przypadków niesymetria oporności indukcyjnych jest nieznaczna. W takich przypadkach można z kompensacji różnic tych oporności zrezygnować.

Kompensacja, o której wyżej mowa, mająca na celu wyrównanie różnic między opornościami poszczególnych faz (wywołanych niesymetrią indukcyjną linii) może mieć zastosowanie w przypadkach, w których zachodzą trudności w przeplataniu przewodów, na przykład w krótkich liniach wewnętrznych zasilających odbiorniki o dużym zapotrzebowaniu prądu (duże przekroje przewodów).

MGR INŻ. WACŁAW DEMEL

Wzrost zwisów linii elektrycznych wskutek trwałego wydłużenia przewodów 621.315.1.056.1:621.315.53

Treść. Powiększenie zwisów przewodów wskutek trwałego odkształcenia aluminium. Sposób określenia wydłużenia przewodów za pomocą metody wykresowej. Różne sposoby przeciwdziałania ujemnym skutkom zwisów na pracę linii.

Увеличение стрелы провеса как последствие пластического удлинения проводов. Увеличение стрелы провеса проводов линии электропередачи вследствие пластической деформации алюминия. Графический метод определения удлинения провода. Различные способы противодействия увеличению стрелы провеса.

Sag increase as the result of permanent elongation of conductors. Elongation of conductors to be due to the plastic deformation of aluminium. Graphic method of measuring elongation in conductors. Various methods of preventing detrimental results of sag increase in transmission lines.

1. Wstęp.

Linie elektroenergetyczne, jedno z głównych ogniw współczesnych sieciowych układów energetycznych, są urządzeniami kosztownymi. Na zmniejszenie kosztu linii wpływa przede wszystkim zmniejszenie kosztu słupów. Obecnie osiąga się ten cel przez budowę linii „wielkoprzęsłowych“, tj. o słupach ustawianych możliwie daleko od siebie. Wielkoprzęsłowy sposób budowy pozwala na zmniejszenie liczby izolatorów, fundamentów, uziemień, wpływając przez to znacznie na obniżenie kosztów linii. Linie wielkoprzęsłowe odznaczają się większą pewnością pracy, gdyż najczęstsze zakłócenia ruchowe powstają właśnie w miejscach zawieszenia przewodów.

Wielkość przesł linii ograniczona jest: a) wytrzymałością mechaniczną przewodów, b) możliwością dostosowania miejsc ustawienia słupów do charakteru terenu, c) wysokością słupów.

Zwis przewodów linii elektrycznych wzrasta proporcjonalnie do kwadratu rozpiętości przesła. Nie można przeto rozpiętości tej powiększać nadmiernie, gdyż prowadzi to do konieczności stosowania słupów zbyt wysokich, niekorzystnych pod względem zarówno budowlanym, jak i eksploatacyjnym.

Największe rozpiętości przesł stosowane u nas w liniach wielkoprzęsłowych — uzależnione od wytrzymałości mechanicznej przewodów stało-aluminiowych — są następujące:

przekrój	35 mm ² , rozpiętość	140 m,
„	50 mm ² , „	185 m,
„	70 mm ² , „	200 m,
„	95 mm ² , „	230 m,
„	120 mm ² , „	250 m.

*) Por. wzory (2).

**) Por. wzór (7).

*** Por. wzory (8).

Rozpiętości te dotyczą linii na słupach drewnianych, gdzie czynnikiem ograniczającym wielkość przesła — prócz wymagań mechanicznej wytrzymałości przewodów — jest również ograniczona długość drągów drewnianych będących do dyspozycji.

Linie na słupach stalowych budowane są o rozpiętościach 300 m dla napięć do 110 kV. Linie 220-kilowoltowe o przewodach stało-aluminiowych, mających zwiększony stosunek stali do aluminium, a mianowicie 1:4 zamiast 1:6, budowane są z przesłami 420 ÷ 450 m. Przy takich rozpiętościach zwis przewodów osiąga już znaczną wartość w stosunku do całkowitej wysokości słupa. Tak np. przewód o przekroju 185 mm², AFL 1:6, dla rozpiętości 300 m ma przy naprężeniu 10 kg/mm² w temperaturze +40°C zwis 8,5 m. Zwis przewodu 350 mm², AFL 1:4, dla rozpiętości 450 m wynosi już 16 m. Według przepisów budowy linii PN/E-101 najmniejsza odległość przewodu od ziemi w środku przesła powinna dla napięcia znamionowego linii 110 kV wynosić 5,74 m, dla napięcia zaś 220 kV — 6,47 m. Najniższy punkt zawieszenia przewodu na słupie powinien wynosić w pierwszym przypadku 14,24 m, w drugim 22,47 m. Najmniejsza odległość przewodów od ziemi stanowi więc zaledwie 30 ÷ 40% wysokości, na której przewód jest zamocowany na słupie. Z takiego stanu rzeczy wynika, że niewielkie wydłużenie przewodu, wywołane różnymi przyczynami, jak dociskanie się drutów linki, przesunięcie w uchwytych, niedokładność montażu itp., może spowodować znaczne i niebezpieczne już zbliżenie się przewodu do ziemi.

Należy zaznaczyć, że najmniejsze dozwolone odległości od ziemi, przewidziane przez PN/E-101 dla przewodów linii bardzo wysokiego napięcia, są mniejsze niż także odległości przepisane w wielu innych krajach (tabl. I). Podkreśla to dla naszych warunków jeszcze bardziej konieczność ostrożnego podejścia do zagadnienia.

Tablica I. Najmniejsze odległości od ziemi przewodów wysokiego napięcia w różnych krajach

Kraj	110 kV	220 kV
Polska	5,74 m	6,47 m
ZSRR	7,70 „	7,70 „
Francja	8,00 „	9,00 „
Szwajcaria	6,00 „	7,55 „
Szwecja	6,00 „	7,20 „
Włochy	6,00 „	9,00 „
Anglia	6,10 „	7,00 „
USA	7,00 „	9,15 „

Przy budowie linii wieloprzewodowych ustala się wielkość zwisu na zasadzie tabel montażowych, uwzględniających jedynie sprężyste i cieplne wydłużenie przewodów. Pomija się przy tym powiększenia zwisów z wymienionych wyżej przyczyn dodatkowych. Przy powszechnym obecnie wprowadzeniu przewodów stało-aluminiowych do budowy linii wieloprzewodowych stwierdzono jednak wielokrotnie, że zawieszone przewody wciągają się po pewnym czasie i wyraźnie zbliżają się do ziemi więcej niż to przewidują minimalne dozwolone przepisami odległości. Zjawisko to występuje nieraz już w kilka miesięcy po zawieszeniu dostarczonych z wytwórni przewodów zwłaszcza, jeżeli one podlegały przeciążeniom wskutek oblodzenia lub tylko znacznym wahaniom temperatury. W razie nadmiernego obniżenia przewodu konieczne staje się, dla przywrócenia przepisowej i bezpiecznej pracy linii, wyłączenie jej spod napięcia i ponowne wyregulowanie zwisów. Powoduje to, oczywiście, znaczne niedogodności i koszty. W dawnych latach, kiedy do budowy linii używano przeważnie przewodów miedzianych, zjawiska takiego nie obserwowano.

2. Metody obliczeń.

Przewody stało-aluminiowe stanowią konstrukcję, będącą połączeniem dobrego przewodnika prądu elektrycznego — aluminium — ze stałą mającą dużą wytrzymałość mechaniczną, lecz niższą przewodność. Aluminium natomiast jest metalem o stosunkowo niskiej wytrzymałości mechanicznej i łatwo poddającym się odkształceniu plastycznemu. Rozkład obciążeń w częściach przewodu złożonych z różnych metali odbywa się niejednolicie: aluminium więcej odkształca się przy przeciążeniu i nie powraca już do pierwotnej długości po jego ustąpieniu. Takie wydłużenie przewodu nazywamy wydłużeniem trwałym lub plastycznym.

Przed kilkudziesięciu laty, po wprowadzeniu przewodów stało-aluminiowych w linie elektryczne, przyjmowano z wymienionych wyżej względów, że całe obciążenie mechaniczne powinno być przejmowane przez rdzeń stalowy, płaszcz zaś aluminiowy uważano z punktu widzenia mechanicznego jedynie za dodatkowe obciążenie rdzenia. Założenie takie okazało się niesłuszne i niekorzystne ze względów gospodarczych. Doświadczenie wykazało, że płaszcz aluminiowy przejmuje znaczną część obciążenia, np. w przewodach AFL 1:6 — połowę obciążenia przy 6-krotnie większym przekroju niż przekrój stali.

Współpraca mechaniczna aluminium ze stałą w przewodzie przebiega niejednolicie również wskutek zmian temperatury, gdyż oba metale mają znacznie różniące się współczynniki liniowej wydłużalności cieplnej: aluminium $2,3 \cdot 10^{-5}$ na 1° , stal $1,1 \cdot 10^{-5}$ na 1° .

W rozważaniach nad rozkładem mechanicznych obciążeń w różnych częściach przewodu stało-aluminiowego przyjmuje się następujące założenia, potwierdzone doświadczeniem:

a) linka skreślona z poszczególnych drutów w wytwórni nie wykazuje naprężeń w drutach ani aluminiowych, ani stalowych; w braku dokładnych danych zakłada się, że temperatura, w której nastąpiło skrócenie drutów w fabryce, wynosiła $+150^\circ\text{C}$;

b) wystąpienie naprężeń w przewodach po ich zawieszeniu na linii nie powoduje przesunięć pomiędzy poszczególnymi drutami i ich warstwami skutkiem występującego tarcia i dlatego zarówno aluminium, jak i stal, biorą udział w przejmowaniu obciążeń mechanicznych.

Gdy temperatura zawieszonych przewodów wzrośnie ponad $+150^\circ\text{C}$, aluminium wydłuży się więcej niż stal i druty aluminiowe, nie mogąc przesunąć się wskutek tarcia, podlegają dodatkowemu naprężeniu ściskającemu, natomiast druty stalowe podlegną dodatkowemu rozciąganiu. Obniżenie temperatury poniżej $+150^\circ\text{C}$ powoduje występowanie naprężeń dodatkowych przeciwnego znaku.

Przewód zawieszony w prześle linii elektrycznej można w przybliżeniu porównywać z nicią giętką. Długość zawieszonego przewodu dla pewnych przyjętych warunków będzie:

$$L_x = L_0 + \epsilon_{x0} \cdot L_0,$$

gdzie L_0 — długość początkowa przewodu,

ϵ_{x0} — całkowite wydłużenie względne przewodu przy przejściu od warunków początkowych do rozpatrywanych.

Całkowite wydłużenie względne przewodu składa się z sumy wydłużeń: sprężystego, cieplnego oraz trwałego (plastycznego), przy czym

$$\epsilon_s = \frac{\sigma_x - \sigma_0}{E} \text{ — wydłużenie sprężyste,}$$

$$\epsilon_t = \alpha \cdot (t_x - t_0) \text{ — wydłużenie cieplne,}$$

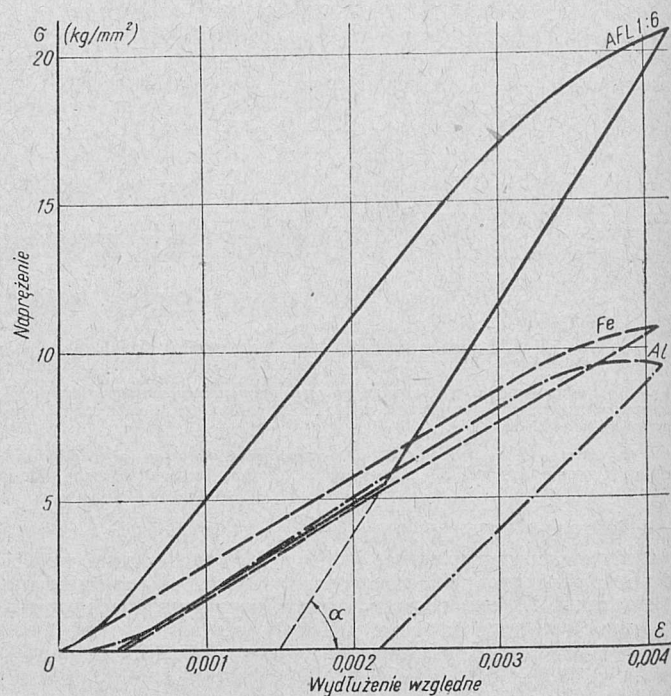
σ_0, σ_x — naprężenia: początkowe i końcowe (kg/mm^2),

E — ustalony moduł sprężystości (kg/mm^2),

α — liniowy współczynnik rozszerzalności cieplnej na 10°C ,

t_0, t_x — temperatury: wyjściowa i rozważana.

Z powodu trwałego odkształcenia płaszcza aluminiowego wydłużenie przewodu nie jest proporcjonalne do występujących naprężeń, lecz przebiega według pewnej krzywej $\sigma = f(\epsilon)$, którą nazywamy „krzywą naprężeń i wydłużeń”, a którą doświadczalnie po raz pierwszy ustalił Varney. Dla przewodu AFL 1:6 pokazuje ją rys. 1. Krzywa ta podaje zależność pomiędzy



Rys. 1. Krzywa wydłużeń i naprężeń przewodu AFL 1:6 w temperaturze $+150^\circ\text{C}$

$$E_a = 5600 \text{ kg/mm}^2; \quad E_s = 20\,000 \text{ kg/mm}^2; \quad E = 7500 \text{ kg/mm}^2$$

naprężeniem a wydłużeniem względnym obciążanego nowo-wykonanego przewodu w temp. $+150^\circ\text{C}$. Krzywa początkowo wzrasta proporcjonalnie do obciążenia, później wydłużenia wzrastają szybciej od naprężeń aż do zerwania przewodu. Jeżeli wzrost obciążenia wstrzymamy i przejdziemy do stopniowego zmniejszania go, to zależność pomiędzy wydłużeniem względnym a naprężeniem będzie przebiegać według prostej nachylonej pod pewnym kątem do osi odciętych. Po zmniejszeniu obciążenia do niewielkiej wartości prosta ta załamuje się tworząc już inny kąt z osią odciętych. Tłumaczy się to tym, że wtedy przewód nie pracuje już jako całość, lecz obciążenie przejęte jest wyłącznie przez rdzeń stalowy. Odległości poziome pomiędzy częścią krzywoliniową a prostoliniową wykresu przedstawiają trwałe wydłużenie przewodu dla danego obciążenia.

Jeśli usunąć warstwy aluminiowe i obciążać jedynie rdzeń stalowy identycznego przewodu w ten sam sposób, jak poprzednio cały przewód, to otrzyma się zależność pomiędzy naprężeniem a wydłużeniem samego rdzenia. Odejmując — dla danego

wydłużenia — wartości naprężeń samego rdzenia stalowego od naprężeń przewodu złożonego, otrzymamy naprężenia przejmowane przez płaszczyznę aluminiową.

Tangens kąta nachylenia prostej, według której przebiega zależność pomiędzy naprężeniem a wydłużeniem, odpowiada — w odpowiedniej skali — ustalonej wartości modułu sprężystości przewodu złożonego:

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon}$$

Z krzywej wynika, że moduł sprężystości przewodu stalo-aluminiowego jest zmienny przy różnych obciążeniach (zmniejsza się ze zmniejszeniem obciążenia).

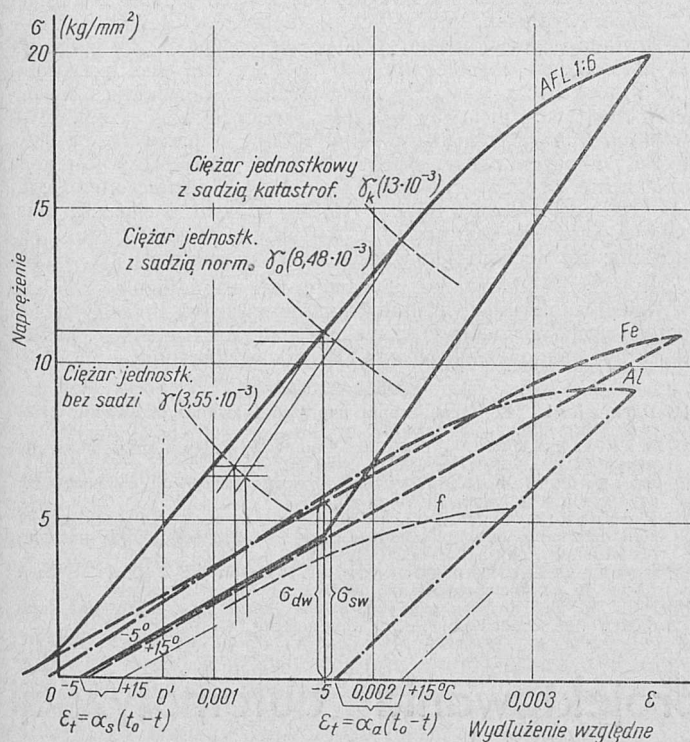
Moduł sprężystości zastępczy przewodu złożonego oblicza się w zależności od modułów i przekrojów składowych według wzoru

$$E = \frac{E_a \cdot S_a + E_s \cdot S_s}{S}$$

gdzie E, E_a, E_s — moduły sprężystości przewodu złożonego i jego części składowych — aluminiowej i stalowej,

S, S_a, S_s — przekroje przewodu złożonego i jego części składowych.

Do obliczenia tabel montażowych przewodów stalo-aluminiowych przyjmuje się zwykle dla wszystkich naprężeń mogących wystąpić w przewodzie — dla uproszczenia — średni moduł sprężystości, obliczony według powyższego wzoru. Zało-



Rys. 2. Obliczenie wykresu wydłużenia trwałego i rozkładu naprężeń w przewodzie AFL 1:6 w temperaturze -50°C

$S_{120} = 143,5 \text{ mm}^2$; $S/S_a = 1,19$; $S/S_s = 6,85$; $S_a \cong 120 \text{ mm}^2$;
 $S_s = 20,9 \text{ mm}^2$; $S_s/S_a = 5,75$;

$$\sigma_{aw} + \sigma_{sw} = \sigma_a \cdot \frac{S_a}{S} + \sigma_s \cdot \frac{S_s}{S}$$

$$\sigma_a = \sigma_{aw} \cdot \frac{S}{S_a} = 5,68 \cdot 1,19 = 6,75 < 9 \text{ kg/mm}^2$$

$$\sigma_s = \sigma_{sw} \cdot \frac{S}{S_s} = 5,60 \cdot 6,85 = 38,3 < 48 \text{ kg/mm}^2$$

$$E_a = 5600 \text{ kg/mm}^2$$
; $E_s = 20\,000 \text{ kg/mm}^2$; $E = 7500 \text{ kg/mm}^2$

żenie takie nie jest słuszne, jak już wyjaśniono wyżej. Np. dla przewodu stalo-aluminiowego AFL 1:6 wartości modułów są (w kg/mm^2):

- 1) początkowe: $E_a = 3\,200$, $E_s = 19\,350$, $E = 6\,700$;
- 2) końcowe: $E_a = 6\,300$, $E_s = 20\,400$, $E = 9\,150$.

Z krzywej naprężeń i wydłużeń można znaleźć plastyczne wydłużenie przewodu danego typu za pomocą wzoru podanego

przez Burgsdorfa [3]; wzór ten otrzymuje się z przekształcenia tzw. „równania stanów” przewodu:

$$\Delta f_x = f_x - f_o = 1,5 \frac{\sigma_o}{\gamma_o} \cdot \epsilon_{xo},$$

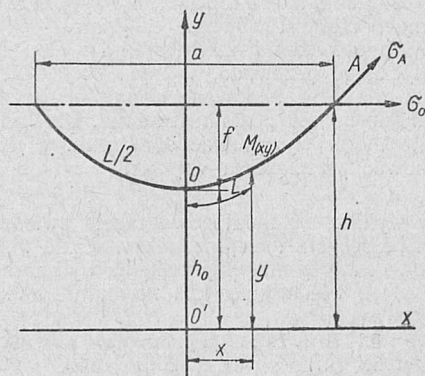
gdzie σ_o — naprężenie przy obciążeniu oblodzeniem (kg/mm^2).

γ_o — ciężar względny przewodu oblodzonego,

ϵ_{xo} — wydłużenie względne przewodu przy przejściu od stanu wyjściowego do rozważanego.

Wydłużenie plastyczne przewodu można określić stosunkowo łatwo również metodą wykreślną, która ma tę zaletę, że przedstawia poglądowo zależności pomiędzy naprężeniami i wydłużeniami w różnych warunkach obciążenia [1,5].

Punktem wyjściowym metody wykreślnej jest sporządzenie krzywej naprężeń i wydłużeń dla temperatury -50°C , przy której występuje największe obciążenie przewodu wywołane oblodzeniem. Krzywa ta jest przedstawiona na rys. 2. Otrzymuje się ją z rys. 1 przez przesunięcie krzywych, otrzymanych dla



Rys. 3. Zależności jednostkowej krzywej łańcuchowej dla $a = 1000 \text{ m}$

$$y = h_o \cosh \frac{x}{h_o} \quad h_o = \frac{\sigma}{\gamma} \quad \gamma = 1 \text{ kg/m} \cdot \text{mm}^2$$

$$L = h_o \sinh \frac{x}{h_o} \quad h = h_o \cosh \frac{a}{2h_o} \quad \epsilon = \frac{L - a}{a} \cdot 100\%$$

$$\frac{L}{2} = h_o \sinh \frac{a}{2h_o} \quad f = h - h_o$$

$\frac{f}{a} \cdot 100\%$ — wartość zwisu w stosunku do rozpiętości (%).

części składowych przewodu (aluminium i stal), odpowiednio do wydłużenia przy różnicy temperatur 20°C . Następnie wykreśla się krzywą pomocniczą swobodnie zwisającego przewodu. Krzywą pomocniczą można zbudować na podstawie „jednostkowej krzywej łańcuchowej” dla przewodu o ciężarze $\gamma = 1 \text{ kg/m} \cdot \text{mm}^2$ i rozpiętości przesła 1000 m. Wartości dla zbudowania krzywej jednostkowej podawane są w specjalnych tablicach i przedstawiają zależności pomiędzy parametrem, naprężeniem i długością łuku (rys. 3).

Na rys. 2 przedstawiona jest krzywa pomocnicza dla przewodu 120 mm^2 AFL 1:6 przy naprężeniu 11 kg/mm^2 dla rozpiętości przesła 200 m. Jeśli krzywa pomocnicza narysowana jest na jednej kartce przezroczystego papieru milimetrowego, a krzywa naprężeń i wydłużeń na innej, to rozwiązanie znajduje się przez podsuniecie krzywej pomocniczej pod krzywą przewodu w ten sposób, aby osie odciętych pokrywały się, punkt zaś krzywej pomocniczej odpowiadający naprężeniu 11 kg/mm^2 znalazł się również na krzywej naprężeń i wydłużeń. Prowadząc z tego punktu przecięcia się krzywych prostą równoległą do prostej ustalonego modułu, znajdziemy na przecięciu z krzywą pomocniczą przewodu nie oblodzonego punkt, odpowiadający naprężeniu, które występuje w przewodzie bez oblodzenia. Analogicznie, prowadząc prostą równoległą do prostej modułu z punktu przecięcia się krzywej pomocniczej dla oblodzenia katastrofального z krzywą naprężeń i wydłużeń, znajdziemy wydłużenie trwałe przewodu po przeciążeniu go oblodzeniem katastrofalnym.

Zwisy odpowiadające danym naprężeniom można również znaleźć wykreślnie rzutując naprężenia na krzywą zależności zwisu od wydłużenia względnego. Jednakże mając naprężenia obliczone wykreślnie można zwisy znaleźć prościej ze wzoru uproszczonego

$$f = \frac{a^2 \gamma}{8 \sigma}$$

Przy pomocy metody wykreślnej obliczono naprężenia i wydłużenia plastyczne przewodów 120, 150, 185 mm² AFL 1:6 i 350 mm² AFL 1:4 dla rozpiętości przęsł i naprężeń stosowanych w naszych liniach wieloprzęsłowych. Z obliczeń tych można wysnuć następujące wnioski:

1) wydłużenie plastyczne przewodu zależy od jego przeciążenia i jest tym większe, im przeciążenie było większe; zgodnie z przepisami PN/E-101 jako największe przeciążenie przyjęto obładowanie katastrofalne;

2) wydłużenie trwałe przewodu jest tym większe, im większe jest naprężenie zastosowane;

3) wydłużenie trwałe jest tym większe, im większe obciążenie przypada na 1 mm² przekroju przewodu, a więc jest większe dla przewodów cieńszych;

4) naprężenia przy dojściu do obciążenia maksymalnego dopuszczalnego (wywołanego obładowaniem katastrofalnym) są o 0,1 do 0,3 kg/mm² mniejsze od naprężenia przewidzianego w obliczeniach; z tego wynika, że przewód wskutek wydłużenia trwałego sam się dodatkowo obciąża i naprężenie zastosowane w obliczeniach nie jest wówczas osiągnięte.

Przyjmowanie obładowania katastrofalnego do obliczeń wydłużenia plastycznego przewodu, w myśl PN/E-101, jest, oczywiście, słusze dla linii budowanych na nieznacznych wzniesieniach — do 500 m nad poziomem morza. Dla linii wyżej położonych, gdzie mogą występować obładowania większe, powinno się przyjmować przeciążenia większe.

3. Wnioski.

Z obliczeń wynika, że montażowe tabele zwisów, uwzględniające jedynie sprężyste i cieplne odkształcenie przewodu, powinny dodatkowo uwzględniać poprawkę na wydłużenie plastyczne o następujących wielkościach dla normalnie budowanych linii wieloprzęsłowych:

a) przewód 120 mm ² AFL 1:6; naprężenie zastosowane 11 kg/mm ²			
rozpiętość (m)	200	250	300
przyrost zwisu f (%)	12	10	8
b) przewód 185 mm ² AFL 1:6; naprężenie zastosowane 10 kg/mm ²			
rozpiętość (m)	200	250	300
przyrost zwisu f (%)	8	7	6
c) przewód 350 mm ² AFL 1:4; naprężenie zastosowane 10 kg/mm ²			
rozpiętość (m)	300	375	450
przyrost zwisu f (%)	6	4,5	3

Poprawki powyższe są podane w procentach zwisu, aby w prosty sposób uwzględnić zmianę zwisu wywołaną różnicami temperatur.

Jak z powyższego wynika, wzrost zwisów wskutek trwałego wydłużenia przewodów w liniach wieloprzęsłowych jest znaczny i nie może być pominięty bez ryzyka wywołania znacznych kosztów i strat eksploatacyjnych w czasie pracy linii.

Środki zaradcze są następujące:

a) pozostawienie rezerwy w wysokości słupów uwzględniającej trwałe wydłużenie przewodu,

b) „przepiężanie” przewodów w czasie zawieszania,

c) zmniejszanie zwisów w czasie montażu o wielkość przewidywanego powiększenia.

Każdy z tych środków ma swoje zalety i wady.

Powiększenie wysokości słupów zwiększa ich ciężar, a tym samym koszt linii i dlatego jest niechętnie stosowane. Należy jednak zaznaczyć, że w liniach wieloprzęsłowych regulowanie zwisów metodą optyczną daje duże błędy, dochodzące nieraz do kilkudziesięciu centymetrów i dlatego wysokość słupa zawsze powinna uwzględniać pewną rezerwę.

Przepiężanie przewodu polega na poddaniu go w czasie zawieszania naprężeniu wstępnemu, równemu zwykle naprężeniu przy obładowaniu normalnym. Naprężony przewód pozostawiony na przeciąg 36 ÷ 48 godzin w tym stanie odkształca się plastycznie. Po takim zabiegu naciąg zostaje zmniejszony, zwis wyregulowane zwykłą metodą i przewód ostatecznie przymocowany do izolatorów. Przepiężanie przewodu ma jednak następujące niedogodności: wymaga dużej ilości dodatkowego sprzętu montażowego; powiększa czas trwania montażu i jego koszt; nie może być przeprowadzane przy zbyt dużych naciągach, nie uwzględnia więc zwykle przeciążenia wywołanego przez obładowanie katastrofalne, gdyż naciąg tego rzędu trudny jest do osiągnięcia w warunkach montażu; powoduje przedwczesne usztywnienie konstrukcji przewodu przez docięnięcie poszczególnych drutów w linie. (Jak wykazały badania, zbyt silne doleganie drutów zmniejsza odporność przewodu na drgania mechaniczne [6]. Należy zaznaczyć, że niszczenie drgań wskutek wewnętrznej pracy tarcia stosowane było w konstrukcji przewodów o luźnym rdzeniu, tzw. „odpornej na drgania”).

Metoda zmniejszania zwisów, obliczonych jedynie z uwzględnieniem wydłużeń sprężystych i cieplnych, o pewną wielkość odpowiadającą wydłużeniu plastycznemu wydaje się najprostszym środkiem zapobiegawczym. Nie ma ona wad przepiężania i może być z łatwością zastosowana w normalnych warunkach montażu. Można by wysunąć przeciwko niej zarzut, że — wskutek zmniejszenia zwisu — naprężenia w przewodzie w przypadku obładowania normalnego mogłyby przekroczyć przyjęte naprężenie zastosowane. Jednakże, jak już zaznaczono, zarzut taki nie jest słuszny, gdyż w miarę wzrostu obciążenia przewód odciąga się sam wskutek wydłużenia plastycznego i naprężenie nie dochodzi do wielkości ostatecznie przyjętej.

Powyższe rozważania wskazują, że zagadnienie trwałego wydłużenia przewodów stalo-aluminiowych w liniach wieloprzęsłowych, powodujące w wielu wypadkach trudności i koszty, może być opanowane środkami stosunkowo prostymi.

LITERATURA

- [1] Domański E. O obliczaniu naprężeń i zwisów przewodów złożonych, PE, 1939, z. 15, str. 787.
- [2] Myślicki A. Wpływ czasu na zmianę wydłużenia przewodów elektrycznych, PE, 1950, z. 9/10/11, str. 431.
- [3] Burgsdorf W. W., Sooruzhenie i eksploatacja linii elektropriemodachy w silno gołolodnych rajonach, 1947.
- [4] Richard E. Enquete sur les règlements ou usages d'après lesquels sont déterminés les conducteurs des lignes aériennes de transport dans les différents pays (CIGRE, 1950, 23).
- [5] Pochop K. Détermination de la variation de l'effort et de la flèche du conducteur (CIGRE, 1950, 232).
- [6] Nau R. H. How we can reduce the vibrations that damage transmission line conductors, Power Engineering X, 1951.

MGR INŻ. WŁODZIMIERZ HELLMANN

Zasady projektowania automatyzacji elektrowni wodnych

621.311.21:621.395.34

Treść. Naczelne zadania i cele automatyzacji elektrowni wodnych oraz jej zakres. Kryteria pewności ruchu wielkich turbopozwołów wodnych. Klasyfikacja systemów sterowania i automatyki w elektrowniach wodnych i wybór właściwego systemu. Automatyzacja elektrowni istniejących. Automatyzacja zespołu kaskadowego kilku elektrowni oraz wielkich elektrowni wodnych przepływowych i szczytowych. Wymagania techniczne stawiane urządzeniom automatyzacyjnym. Metodyka projektowania urządzeń i układów automatyzacji elektrowni wodnych. Zagadnienia wyboru właściwego sprzętu i urządzeń automatycznych. Typizacja układów i urządzeń. Zagadnienie rentowności. Wnioski.

Основы проектирования автоматизации гидравлических электростанций. Главные задачи автоматизации гидроэлектростанций и ее пределы. Эксплуатационная надежность больших гидроагрегатов. Классификация систем управления и автоматизации в гидроэлектростанциях и выбор надлежащей системы. Автоматизация существующих электростанций. Автоматизация каскадной группы электростанций, а также больших гидроэлектростанций — проточных и пиковых. Технические требования предъявляемые к автоматическим устройствам. Методы проектирования устройств и систем для автоматизации гидроэлектростанций. Вопросы выбора надлежащего оборудования и автоматических устройств. Типизация систем и устройств. Вопросы рентабельности. Заключение.

Principles of design of automatic systems for hydro-electric power stations. Cardinal tasks and purposes of automatic systems in hydro-electric power stations, and scope within which this can be implemented. Criteria of reliability in the operation of large hydro-electric generating sets. Classification of systems of control and automatics in hydro-electric power stations, and selection of the most suitable system. Automation of existing electric stations. Automation of a cascade system comprising a number of hydro-electric power stations and of a separate large base-load or peak-load power station. Technical requirements which automatic equipment has to meet. Procedure in designing automatic equipment and systems for hydro-electric power stations. Problems of selecting the optimum type of automatic devices and equipment. Standardisation of systems and equipment. Problem of remunerability. Conclusions.

1. Wstęp.

Stosunkowo nowa dziedzina automatyzacji, sterowania i regulacji w elektrowniach wodnych nie pozwoliła nam jeszcze na zebranie i usystematyzowanie własnego doświadczenia w tej dziedzinie. Ostatnie osiągnięcia na tym polu, dokonane na terenie zarówno Związku Radzieckiego, jak i w innych krajach,

dają nam wiele cennego materiału, który z korzyścią może być wyzyskany w warunkach polskich.

Na dobór odpowiednich urządzeń automatyzacji elektrowni wodnych wywierają wpływ rozliczne względy — konstrukcyjne, energetyczno-eksploatacyjne, gospodarcze, nawet psychologiczne.

Automatyzacja procesów wytwarzania to nie tylko zastąpie-

nie pracy ludzkiej i zwolnienie jej na potrzeby innych dziedzin, ale również podniesienie jakości i gospodarności wytwarzania.

Na czasie będzie naświetlenie tu w trybie dyskusji tych zagadnień automatyzacji, których należała analiza jest konieczna dla właściwego projektowania urządzeń automatycznego sterowania i regulacji elektrowni wodnych najbardziej realnych w polskich warunkach hydrologicznych, a więc wielkich elektrowni przepływowych o niskich spadach około 10–20 m, elektrowni szczytowych średniej i małej mocy o spadach do 60 m oraz kaskadowych zespołów kilku elektrowni realizowanych na poszczególnych stopniach jednej rzeki.

Natomiast nie będą tu rozpatrywane zagadnienia automatyzacji małych odosobnionych elektrowni wiejskich lub przemysłowych, co winno być przedmiotem osobnego opracowania.

2. Naczelne zadania i cele automatyzacji elektrowni wodnych.

Jak każde zagadnienie techniczne, automatyzacja elektrowni wodnych nie może być rozpatrywana w oderwaniu od problemów ekonomicznych, które przede wszystkim związane są z projektowanym typem elektrowni w określonych warunkach hydrologicznych oraz z przewidywanym współczynnikiem wyzyskania mocy zainstalowanej.

Główne zadania i cel wprowadzenia automatyzacji w elektrowniach wodnych są następujące:

1) najkorzystniejsze wyzyskanie rozporządzalnej energii wodnej przez skrócenie przebiegów uruchamiania i synchronizowania turbozespołów; zapewnienie pracy turbozespołów w warunkach najbardziej zbliżonych do warunków pracy znamionowej; oszczędna gospodarka wodą potrzebną do celów melioracyjnych, komunikacyjnych itp.;

2) zmniejszenie kosztów eksploatacyjnych przez zmniejszenie obsługi ludzkiej dzięki zastosowaniu urządzeń automatycznych i sterowania zdalnego; zmniejszenie obsługi zmniejsza również wydatki inwestycyjne na budownictwo mieszkaniowe;

3) podniesienie jakości produkcji przez utrzymanie właściwego napięcia i znamionowej częstotliwości w układzie energetycznym w różnych warunkach jego pracy oraz przez zmniejszenie ujemnych skutków zaburzeń zarówno elektrycznych, jak i mechanicznych, związanych z pracą turbozespołów wodnych.

Realizacja powyższych zadań może być osiągnięta różnymi środkami w zależności od miejscowych warunków hydrologicznych, od typów i konstrukcji turbozespołów i urządzeń pomocniczych, a nawet od warunków narzuconych w uprawnieniach wodnych.

Poza zmniejszeniem personelu i obniżeniem kosztów produkcji ważne jest podniesienie pewności ruchu i niezawodności operacji automatycznych w porównaniu ze stanem przy obsłudze ręcznej.

3. Zakres automatyzacji w elektrowniach wodnych.

Proces wytwarzania energii elektrycznej w siłowniach wodnych jest znacznie prostszy niż w siłowniach cieplnych. Obejmuje jednak szereg procesów pomocniczych, niezbędnych do zapewnienia żądanej jakości energii i pewności dostawy.

Automatyzacja elektrowni wodnych może obejmować następujące czynności: a) regulację obciążenia; b) regulację prędkości obrotowej (częstotliwości); c) regulację napięcia; d) uruchamianie i zatrzymywanie turbozespołów; e) nadzór nad prawidłowym ruchem urządzeń oraz kontrolę ich stanu gotowości do ruchu; f) rozdział obciążenia na poszczególne turbozespoły, współpracę z elektrowniami należącymi do zespołu kaskadowego lub innymi elektrowniami układu energetycznego.

Czynności te mogą być zautomatyzowane w części lub w całości. Niektóre z nich są już od dawna zautomatyzowane w elektrowniach mających obsługę, jak np. regulacja obciążenia, napięcia, urządzenia ochrony i inne. Omówimy tu pokrótce wszystkie wymienione czynności.

a) Automatyzacja regulacji obciążenia może być zrealizowana praktycznie w dowolny sposób — zależnie od typu elektrowni, warunków hydrologicznych i roli elektrowni w układzie energetycznym. Możliwa jest również zespólna regulacja zależna jednocześnie od różnych wielkości regulujących, jak np. zmian częstotliwości, poziomu wody w zbiorniku, wielkości przepływu itd.

b) Regulacja prędkości obrotowej (częstotliwości w układzie) jest odmianą poprzedniej, stosowaną jedynie w tych elektrowniach, których moc rozporządzalna jest o tyle duża w porównaniu z mocą pozostałych elektrowni układu, że zmiana jej obciążenia może mieć wpływ na odciążenie pozostałych elektrowni w stopniu powodującym zwiększenie lub zmniejszenie prędkości obrotowej. W elektrowniach, którym przydzielono za-

danie regulacji częstotliwości w układzie, charakterystyka regulatorów powinna być odpowiednio dobrana i dostosowana do charakterystyk regulatorów innych współpracujących turbozespołów. W warunkach polskich do tego typu mogą należeć wielkie elektrownie przepływowe na Wiśle oraz duże elektrownie zbiornikowe do pracy szczytowej.

W przypadku wielkich wolnobieżnych turbozespołów wodnych na charakterystykę regulacji wywiera duży wpływ moment bezwładności mas wirujących oraz słupa wody, zwłaszcza przy dopływie jej do turbin rurociągami.

c) Stosowana od dawna w elektrowniach samoczynna regulacja napięcia ma zasadnicze znaczenie w elektrowniach wodnych. Jeżeli one jednak, jak to najczęściej bywa, współpracują z układem za pośrednictwem długich linii najwyższych napięć, to nie można stosować klasycznej regulacji nastawionej na utrzymanie stałego napięcia.

Z zagadnieniem regulacji napięcia łączy się sprawa forsowania wzbudzenia oraz urządzeń chroniących przed kołysaniem, albowiem regulatory elektromechaniczne najlepiej dostosowane do pracy w układach forsowania wzbudzenia wykazują zwiększoną tendencję do kołysania.

W niewielkich elektrowniach wodnych, których wpływ na układ energetyczny jest mały, konieczna automatyzacja regulacji napięcia może być osiągnięta przy pomocy prostych regulatorów.

d) Wprowadzenie samoczynnego uruchamiania i zatrzymywania turbozespołów może być w znacznym stopniu uzależnione od typu elektrowni i jej roli w układzie energetycznym. Częstość uruchamiania wielkich i drogich turbozespołów w elektrowniach szczytowych, w których ważnym czynnikiem jest szybkość i bezbłądność uruchomienia, przyłączenia i obciążenia turbozespołów, powoduje, że całkowite zautomatyzowanie tego przebiegu — przy zachowaniu odpowiednich uzależnień i zabezpieczeń — zdaje się nie podlegać dyskusji. Automatyzacja taka w wielkich elektrowniach przepływowych o dużej liczbie turbozespołów wpływa na zmniejszenie personelu obsługi, na zmniejszenie strat biegu jałowego oraz na zwiększenie pewności ruchu.

e) Automatyczny nadzór nad prawidłowym ruchem turbozespołów i ich urządzeń pomocniczych jest ostatnio, zwłaszcza w wielkich zakładach, stosowany nawet w elektrowniach mających obsługę. Turbozespoły wodne nawet średniej mocy są zbyt cennymi urządzeniami, aby wykrywanie możliwych uszkodzeń i zapobieganie im pozostawiać wyłącznie obsłudze ludzkiej.

Do największych niebezpieczeństw zagrażających turbozespołom wodnym należą: rozbieganie, przegrzanie i uszkodzenie łożysk, zaburzenia w zasilaniu regulatora olejem, uszkodzenia uwożeń stojana i wirnika generatora. Każde z tych zaburzeń powinno spowodować natychmiastowe samoczynne zatrzymanie turbozespołu. Inne przyczyny mogą wymagać jedynie szybkiej akcji zapobiegawczej, opartej na systemie alarmowym i przeprowadzonej w taki sposób, żeby uniknąć zaburzeń w układzie przez zbyt nagłe wyłączenie mocy.

Automatyzacja nadzoru nad ruchem wymaga uzgodnień technicznych przy zamawianiu maszyn w sprawie wbudowania odpowiednich nadajników impulsów, które mają działać bądź na przekaźniki zatrzymujące turbozespół, bądź na przekaźniki alarmujące.

W niewielkich całkowicie zautomatyzowanych i pracujących bez obsługi elektrowniach, w których moc turbozespołów nie wywiera zasadniczego wpływu na pracę układu, alarmowanie stanów zagrożenia może być zastąpione samoczynnym zatrzymaniem turbozespołu i sygnalizacją zdalną dla sprowadzenia personelu do zbadania i usunięcia przyczyny uszkodzenia lub zagrożenia.

W wielkich podstawowych elektrowniach wodnych o większej liczbie turbozespołów automatyzacja nadzoru jest niezbędna. Największe rozbieżności panują w poglądach co do zatrzymywania turbozespołów wodnych w przypadku zaburzeń. Dawniejsze konstrukcje przewidywały zamknięcie głównego zaworu wlotowego od impulsu wytrąsku nadmiernych obrotów, pozostawiając wyłączenie generatora operacji ręcznej. W miarę postępu w konstrukcji turbozespołów przyjmuje się taki system ochrony, który umożliwia samoczynne odróżnianie uszkodzeń, wymagających natychmiastowego wyłączenia generatora, od tych, które pozwalają na stopniowe zmniejszanie obciążenia, przy czym wyłącznik prądniczy działa dopiero wtedy, kiedy serwowator regulatora przejdzie przez położenie odpowiadające stanowi jałowemu. Przy nagłym zamknięciu łopatek kierowniczych wielkich turbin pionowych dla uniknięcia uderzenia wodnego, spowodowanego ujemną wartością fali ciśnieniowej od

strony dolnej wody w ssaku turbiny, stosowane są zawory omijające, bądź też wpuszczanie powietrza pod pokrywę turbiny. Automatyzacja tych urządzeń, powiązana z układem mechanizmu łopatek kierujących, powinna być przewidziana i wykonana przez wytwórcę turbozespołów.

Automatyczna kontrola gotowości turbozespołu do uruchomienia odbywa się podczas samoczynnego lub półsamoczynnego przebiegu uruchamiania przy pomocy przekładnika blokującego uruchomienie w wypadku braku ciśnienia oleju w regulatorze, braku przepływu oleju przez łożyska itd.

Należy również wspomnieć o samoczynnym zatrzymywaniu turbozespołów, bądź zmniejszaniu ich obciążenia w wielkich elektrowniach przepływowych na wypadek powodzi, gdy poziom wody dolnej podnosi się tak, że zmniejsza wielkość spadku poniżej wartości gwarantowanych przez wytwórcę turbozespołów.

f) Rozdział obciążenia na poszczególne turbozespoły, współpraca między elektrowniami zespołu kaskadowego na jednej rzece lub innymi elektrowniami, należącymi do układu energetycznego, nadają się szczególnie do automatyzacji, która przyczynia się do poprawienia gospodarki energetycznej.

Właściwy podział mocy zarówno czynnej, jak i biernej na poszczególne turbozespoły w elektrowni może być dokonywany samoczynnie w sposób stosunkowo prosty przez sprzężenie działania regulatorów turbin i regulatorów napięcia. Szczególnie korzystny jest w tym wypadku automatyczny regulator elektronowy systemu ASEA zapewniający dużą prostotę układu przy jednoczesnej zdolności regulacji samoczynnej pod wpływem różnych impulsów.

Szczególnie znaczny wynik gospodarczy można uzyskać przez automatyzację współpracy i podziału obciążeń między elektrowniami zespołu kaskadowego na jednej rzece, jeżeli zastosuje się właściwy system sterowania zdalnego i sygnalizacji zdalnej.

Założenia automatyzacji zespołu kaskadowego mogą opierać się na jak największym wyzyskaniu mocy rozporządzalnej kilku elektrowni przy jednoczesnym utrzymaniu na ostatnim stopniu stałości przepływu, narzuconej przez uprawnienia wodne.

Zależnie od potrzeb układu inne założenie może mieć na celu uzyskanie największej całkowitej mocy szczytowej zespołu w pewnych ustalonych okresach przy jednoczesnym najkorzystniejszym wyzyskaniu energii wodnej i zachowaniu wymaganych przez uprawnienia wodne warunków na poszczególnych stopniach.

Automatyzacja współpracy elektrowni wodnej z innymi elektrowniami należącymi do układu energetycznego jest związana z ośrodkami rozrządczymi i zależy od roli elektrowni wodnej w układzie. Zasadnicze problemy tego zakresu automatyzacji sprowadzają się: a) do zdalnego samoczynnego uruchomienia turbozespołów na skutek impulsu rozrządczego, przekazanego zdalnie lub przez odpowiedni przekładnik programowy, oraz b) do samoczynnej regulacji obciążenia turbozespołów pod wpływem zmian częstotliwości w układzie, dokonanej przy pomocy regulatorów mocy i napięcia.

4. Kryterium pewności ruchu wielkich turbozespołów wodnych.

Pojęcie wielkości wolnobieżnych turbozespołów wodnych jest związane nie tylko z wielkością ich mocy znamionowej, ale przede wszystkim z wymiarami geometrycznymi, zależnymi od prędkości obrotowej. Chociaż turbozespoły wodne różnią się znacznie w swoim wyglądzie zewnętrznym, istnieje jednak niewiele podstawowych typów turbin i ich główne elementy są wspólne dla wszystkich typów.

W przewidywanych warunkach hydrologicznych w Polsce spadły będą wahać się w stosunkowo wąskich granicach od kilku do 50–60 m. Przesądza to już stosowanie turbin typu Francis lub Kaplana i wylacza instalowanie turbin akcyjnych typu Peltona.

Pewność ruchu turbozespołów wodnych jest zapewniona przez należyte działanie: a) organów odcinających dopływ wody, b) organów regulujących moc i napięcie, c) chłodzenia i smarowania łożysk, d) chłodzenia uzwojeń prądnicowych, e) urządzeń do hamowania, f) zabezpieczeń elektrycznych od wpływu zaburzeń zewnętrznych, g) urządzeń ochrony elektrycznej i mechanicznej od skutku uszkodzeń wewnętrznych turbozespołu.

Wymagania pewności ruchu są szczególnie ważne w stosunku do wielkich turbozespołów wywierających podstawowy wpływ na układ energetyczny, do którego są przyłączone. Znaczne wymiary i ciężary poszczególnych elementów wielkich turbozespołów wodnych, związane z ich wolnobieżnością, mogą być przy-

czyną znacznych kosztów naprawy nawet w przypadku nieznacznych uszkodzeń. Toteż należyte zabezpieczenie tych turbozespołów przed uszkodzeniami jest tak ważne, że granica stosowności zabezpieczeń w najpełniejszym zakresie jest przyjmowana dla znacznie niższej mocy znamionowej niż dla innych maszyn energetycznych. Jeżeli nawet wypadnięcie z ruchu turbozespołu nie spowoduje zaburzeń w pracy układu energetycznego, to jego dłuższy postój nieplanowy powoduje w większości wypadków straty energii wskutek jałowego przepływu wody.

W elektrowniach szczytowych lub rezerwowych zagadnienie pewności ruchu obejmuje również sprawę szybkiego uruchamiania i zatrzymywania turbozespołów. Zespół czynności właściwego, przepisane przez dostawcę, uruchamiania turbozespołów wodnych wymaga od obsługi dużej sprawności, bezbłędności i pewności działania. Podczas ręcznego uruchamiania i włączania turbozespołu do pracy jest on o wiele więcej narażony na uszkodzenia niż w czasie właściwej pracy.

Z powyższego wynika, że pewność ruchu elektrowni wodnych znacznie podniesie się przez zastosowanie urządzeń automatycznych do przełączania rezerwowego źródła zasilania własnych potrzeb, do uruchamiania i zatrzymywania turbozespołów, do zapobiegania powstaniu nienormalnych warunków ruchowych, do ochrony przed skutkami wewnętrznymi i zewnętrznymi zaburzeń mechanicznych i elektrycznych. Nawet najlepiej wyszkolony personel nie jest zdolny fizycznie do tak szybkiej i niezawodnej interwencji w różnych możliwych sytuacjach ruchowych, jaką mogą wykonać należycie zaprojektowane i zbudowane urządzenia automatyczne.

5. Klasyfikacja systemów sterowania i automatyki.

a) **S t e r o w a n i e r ę c z n e**, przy którym wszystkie czynności — uruchamianie, synchronizacja, obciążenie — oraz te same w kolejności odwrotnej są dokonywane ręcznie przez obsługę bądź bezpośrednio przy pomocy mechanicznych przekładni, bądź też przez ręczne zamknięcie obwodu odpowiedniego urządzenia elektrycznego. Jednak w większości elektrowni sterowanych ręcznie regulacja dopływu czynnika pod wpływem zmian obciążenia oraz regulacja napięcia odbywają się automatycznie w granicach ustalonych przez obsługę i wynikających z warunków ruchowych.

b) **S t e r o w a n i e n a d z o r o w a n e z m i e s z k a n i a**, przy którym, jak poprzednio, turbozespoły uruchamia się, synchronizuje i zatrzymuje ręcznie, pozostawia się je jednak w ruchu pod obciążeniem, którego wielkość jest sterowana i regulowana automatycznie. Odpowiednie sygnały alarmują obsługę znajdującą się w pobliżu mieszkaniu o wszelkich zaburzeniach i odchyleniach od stanu normalnego.

c) **S t e r o w a n i e p ó ł a u t o m a t y c z n e**, przy którym przy pomocy pojedynczego ręcznego impulsu turbozespół doprowadza się do stanu gotowości do synchronizacji przez automatyczną wybiórczość właściwej kolejności przebiegów uruchamiania. Podobnie ręczny impuls zatrzymujący powoduje odciążenie, wyłączenie i całkowite zatrzymanie turbozespołu. Synchronizacja i obciążenie pozostają nadal czynnościami obsługi, dokonywanymi z miejscowego lub zdalnego punktu sterowania.

d) **S t e r o w a n i e c a ł k o w i c i e a u t o m a t y c z n e**. W tym systemie impuls spowodowany zmianą jednej wielkości lub nadany ręcznie powoduje samoczynne doprowadzenie turbozespołu do stanu gotowości do synchronizacji. Synchronizacja odbywa się automatycznie, po czym turbozespół samoczynnie przyłącza się do szyn zbiorczych i obciąża się do zadanej wartości mocy. Zmiany obciążenia dokonywa się w nastawianych granicach automatycznie pod wpływem określonych impulsów, spowodowanych zmianą pewnych wielkości, np. częstotliwości w sieci, poziomu wody w zbiorniku, wielkości przepływu. Odpowiedni impuls zatrzymujący powoduje zdjęcie obciążenia, odłączenie generatora od szyn zbiorczych, zatrzymanie turbiny.

Wymienione systemy sterowania uwzględniają również w analogiczny sposób automatyzację innych przebiegów pomocniczych w elektrowniach wodnych, jak np. uruchamiania jazów przelewowych, odwadniania, przygotowania powietrza sprężonego.

Oprócz wymienionych systemów należy wspomnieć o grupowym sterowaniu samoczynnym, przy którym uruchamianie poszczególnych jednostek turbinowych odbywa się pojedynczo w pewnej kolejności, natomiast podział obciążenia i jego regulację dokonywa się wspólnie bądź dla wszystkich, bądź dla określonych turbozespołów.

Wreszcie należy wymienić sterowanie zdalne, które może być zarówno półsamoczynne, jak i całkowicie samoczynne i mo-

że być wykonane zarówno przy pomocy kanałów wielkiej częstotliwości na liniach napowietrznych łączących elektrownie, jak i przy pomocy specjalnych kabli teletechnicznych.

Według zasad działania rozróżnia się systemy automatyzacji otwartej i zamkniętej. Automatyzacja w elektrowniach wodnych polega na wzajemnym powiązaniu i uzależnieniu układów działania zarówno otwartych, jak i zamkniętych.

6. Wybór właściwego systemu automatyzacji.

Wybór właściwego systemu sterowania i automatyzacji elektrowni wodnych zależy przede wszystkim od roli elektrowni w układzie energetycznym. Poniżej przedstawione są ogólnie zasady wyboru systemu automatyzacji dla różnych kategorii elektrowni wodnych.

a) **Automatyzacja elektrowni istniejących.** Wybór systemu i zakresu automatyzacji elektrowni istniejących sterowanych ręcznie powinien uwzględniać tę okoliczność, że z biegiem lat założenia, na których zakład był projektowany i budowany, mogły ulec zmianie wskutek rozbudowy układu energetycznego, bądź wskutek zmian uprawnień wodnych wywołanych np. budową elektrowni wodnych na innych stopniach rzeki.

Ponadto należy brać pod uwagę koszt i wykonalność zmian konstrukcyjnych w urządzeniach maszynowych i pomocniczych, koniecznych do zastosowania odpowiedniego systemu automatyzacji. Zmian takich mogą wymagać: napędy zasuw — mechaniczne lub hydrauliczne zamiast ręcznych, zdalne napędy wyłączników, charakterystyka regulatorów turbin lub regulatorów napięcia. Ponadto wymagane niejednokrotnie wskutek automatyzacji zwiększenie szybkości niektórych przebiegów może spowodować powstanie sił i naprężeń nadmiernych dla wytrzymałości istniejących konstrukcji.

W większości wypadków automatyzacja elektrowni istniejących wymaga ścisłego uzgodnienia zakresu i wyboru systemu z wytwórcą maszyn i urządzeń danej elektrowni. W elektrowniach średniej mocy, mających dwa lub trzy turbozespoły, za najwłaściwszy system należy uważać sterowanie miejscowe półautomatyczne. Natomiast w małych elektrowniach z jednym lub dwoma turbozespołami całkowita automatyzacja, połączona ze sterowaniem zdalnym, wydaje się rozwiązaniem najkorzystniejszym, gdyż pozwala całkowicie wyrzec się obsługi. W przypadkach, gdzie istnieją trudności takiego rozwiązania, możliwe jest zastosowanie sterowania nadzorowanego jednoosobowo z mieszanką.

b) **Automatyzacja zespołu kaskadowego kilku elektrowni** stanowi zagadnienie skomplikowane, daje jednak największe korzyści zarówno przez zmniejszenie kosztów eksploatacyjnych, jak i przez usprawnienia techniczne. Współzależność planu pracy poszczególnych zakładów należących do zespołu, wywołana warunkami hydrologicznymi, powoduje konieczność częstego uruchamiania i zatrzymywania maszyn.

Prowadzenie ruchu turbozespołów według założenia największej mocy rozporządzałej całego zespołu w okresach szczytu, bądź według założenia najkorzystniejszej sprawności poszczególnych turbozespołów osiągalnej przy odpowiednich wartościach przepływu i spadku, daje najlepsze wyniki przy wprowadzeniu pełnej automatyzacji ruchu oraz uruchamiania i zatrzymywania maszyn.

Zastosowanie jednakowego systemu automatyzacji we wszystkich elektrowniach należących do jednego zespołu nie zawsze jest racjonalne. Przeważnie jedna z elektrowni zespołu przejmie rolę ośrodka dyspozycyjnego dla pozostałych i może mieć miejscowe sterowanie półautomatyczne, pozostałe natomiast elektrownie mogą być w pełni automatyzowane ze sterowaniem zdalnym lub nadzorowaniem z mieszanką jednozmianowej obsługi.

c) **Automatyzacja wielkich elektrowni wodnych przepływowych i szczytowych.** Wybór właściwego systemu sterowania i automatyzacji powinien uwzględnić przede wszystkim rolę, którą wzniesiono tym zakładom w układzie energetycznym. Ze względu na stosunek wielkości mocy zainstalowanej danego zakładu do mocy pozostałych elektrowni układu podstawowe znaczenie dla wyboru właściwego systemu może mieć warunek zapewnienia największej pewności ruchu.

Pełna automatyzacja takich elektrowni, połączona ze zdalnym sterowaniem z centralnego ośrodka rozrządczego układu, nie wyklucza obecności personelu wysokokwalifikowanego, może natomiast wydatnie zmniejszyć jego stan liczbowy. Szczególny nacisk należy kłaść na pełną automatyzację uruchamiania, na automatyzację kontroli nadzoru i ochrony turbozespołów oraz na automatyzację urządzeń pomocniczych elektrowni.

7. Wymagania techniczne stawiane urządzeniom automatyzacyjnym.

Wybrane — odpowiednio do charakteru pracy danej elektrowni wodnej i jej roli w układzie energetycznym — systemy i urządzenia automatyzacyjne powinny spełniać następujące ogólne warunki techniczne: a) zapewniać niezawodność pracy w stanach normalnych i stanach niestabilnych wywołanych zaburzeniami; b) zapewniać prostotę układów zarówno pod względem działania, jak i montażu oraz obsługi; c) zapewniać możliwość każdorazowego przejścia na obsługę ręczną np. celem sprawdzania urządzeń automatyzacji i ich remontu; d) zapewnić rzeczywiste zmniejszenie liczebności personelu obsługi.

a) **Regulacja napięcia.** Zakres regulacji w warunkach normalnych powinien wynosić $\pm 5\%$; w niektórych przypadkach, zwłaszcza przy pracy elektrowni na długie linie, zakres ten może być podwyższony do $\pm 10\%$. Unika się wtedy dodatkowej regulacji napięcia pod obciążeniem na transformatorach podwyższających. Ustalenie zakresu automatycznej regulacji napięcia musi być dokonane w ścisłym uzgodnieniu z konstruktorem generatorów. Czułość regulacji napięcia jest zależna od roli danej elektrowni w układzie i nie może być ustalona w oderwaniu od planu i rodzaju pracy wszystkich elektrowni układu.

W elektrowniach zaopatrzonych w urządzenia automatyczne powinny być przewidziane takie możliwości łączeniowe, aby w czasie ruchu turbozespołu z prędkością mniejszą niż 80% prędkości znamionowej regulator napięcia był nieczynny, a wzbudzenie osłabione. Stąd wynika, że automatyczne regulatory napięcia mogą być pozostawione w stanie wyłączonym, a pomimo tego rozruch nie nastąpi przy największym wzbudzeniu. Ważne jest zapewnienie skutecznej regulacji w chwili rozbiegania się turbozespołu dla zabezpieczenia zasilania własnych potrzeb w czasie tego zaburzenia. Z tego względu pożądane jest zapewnienie kompensacji częstotliwości w obwodzie cewki napięciowej regulatora.

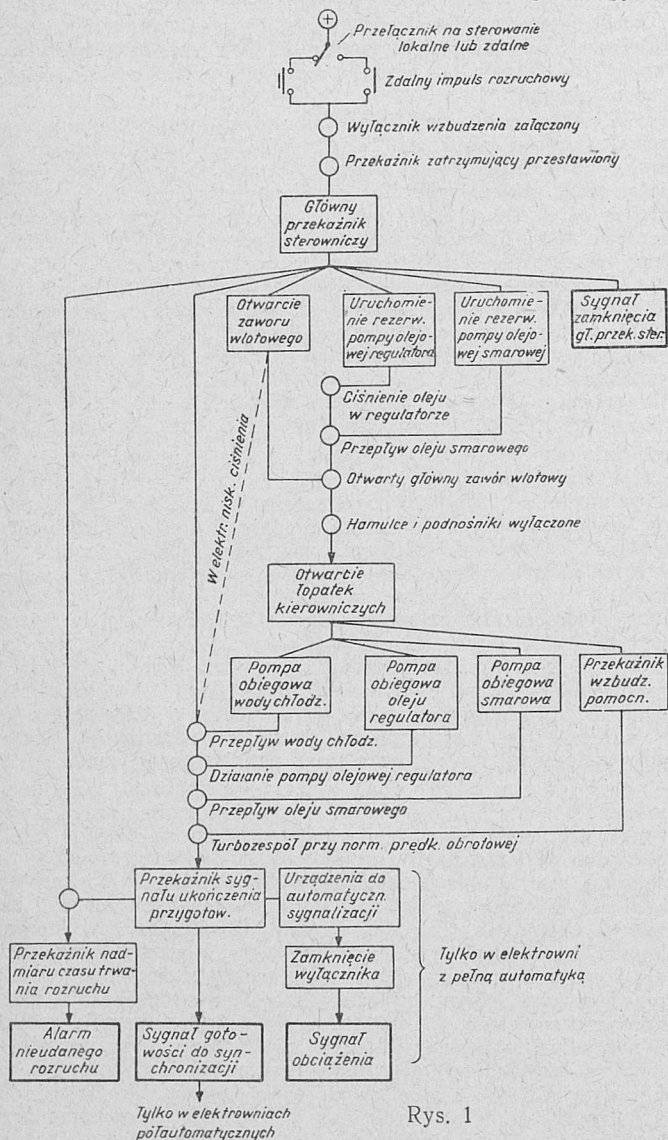
b) **Regulacja mocy i prędkości obrotowej (częstotliwości).** Zakres regulacji nie może być ustalony w oderwaniu od całokształtu czynników, mających wpływ na określenie ekonomicznej i technicznej roli elektrowni w układzie. Do czynników tych należą: konstrukcja i typ turbiny, konstrukcja i typ regulatora, średnica i długość rurociągów, wielkość i pojemność użyteczna zbiornika, przelotność linii łączących elektrownię z siecią, charakter obciążenia itd. Ustalenie zakresu i czułości regulacji mocy i częstotliwości nie należy do łatwych problemów zwłaszcza dla wielkich elektrowni, wywierających pewien wpływ na układ sieciowy, do którego są przyłączone. Metoda określania dynamicznych właściwości elektrowni lub zespołu elektrowni, a nawet całego układu, jest przedmiotem specjalnych prac, ogłoszonych w światowej literaturze z tego zakresu, i jest oparta na analizie zmian częstotliwości. Szczegóły metody wykraczają poza ramy niniejszego artykułu.

c) **Automatyczny rozruch i zatrzymanie turbozespołu.** Zakres automatyzacji i warunki techniczne tego układu automatyzacji są zależne ściśle nie tylko od konstrukcji samych turbozespołów, ale również od sposobu rozwiązania technicznego dopływu wody do turbiny, istnienia lub braku rurociągów dopływowych, typu zasuw i zaworów wlotowych. Tak np. w turbinach Kaplana, w których łopatki kierownicze znajdują się powyżej poziomu górnej wody, komora ślimakowa turbozespołu musi być napełniana wodą przed uruchomieniem turbozespołu. Takie rozwiązanie może mieć zastosowanie w dużych elektrowniach przepływowych o niewielkich spadach, w których nie stosuje się zasuw wlotowych, a dopływ wody do turbiny rozwiązany jest systemem syfonowym. Czynność napełniania wodą komory ślimakowej dokonywana jest przez opróżnienie tej komory z powietrza przy pomocy smoczków wodnych uruchamianych automatycznie. Czas potrzebny na uruchomienie turbiny w tego rodzaju rozwiązaniach konstrukcyjnych może wynieść kilka godzin. Nagłe zatrzymywanie turbin w tym wypadku odbywa się przy pomocy specjalnych zaworów powietrznych zmontowanych w górnej części komory ślimakowej lub w pokrywie turbiny. Normalnie zawory powietrzne są zamknięte pod działaniem ciśnienia oleju regulatora turbiny. Otwarcie ich może być dokonane samoczynnie przy pomocy elektromagnesów. Powietrze dopływa wtedy nagle do komory turbinowej, która w ciągu kilku sekund opróżnia się z wody, turbozespół zaś niezwłocznie zatrzymuje się. Ta metoda zatrzymywania maszyn może być stosowana jedynie w wypadku nagłej potrzeby, gdyż ponowne uruchomienie turbozespołu wymaga uprzedniego napełnienia komory w ciągu dość długiego czasu.

Układ samoczynnego działania rozruchu i zatrzymywania turbozespołów typu Kaplana wymaga ustawienia łopatek wirnika do położenia rozruchu, niezgodnego z wymaganą w normalnej pracy współzależnością położenia łopatek kierowniczych i łopatek wirnika. Przeważnie warunek ten spełniony jest przez mechaniczną konstrukcję elementów regulatora oraz odpowiednie układy sterowania i sygnalizacji.

Istnieje wielka różnorodność sposobów uruchamiania i zatrzymywania turbozespołów. Dadzą się one zastosować w elektrowniach zarówno półautomatycznych, jak i w pełni zautomatyzowanych. Rozróżniamy „system następczy”, w którym różne mechanizmy i urządzenia pomocnicze są uruchamiane kolejno w takich odstępach czasu, żeby każda czynność została ukończona przed rozpoczęciem następnej. Istnieje również system, w którym jest zastosowany ruchomy kontroler, nastawiający niezależne czynności bądź równocześnie, bądź w odpowiedniej kolejności.

Najbardziej korzystny jest system „następczo-równoległy”, przedstawiony schematycznie na rys. 1. Ma on przewagę nad



Rys. 1

innymi, gdyż łączy proste działania z krótkim czasem uruchomienia. Schemat systemu „następczo-równoległego” nie ma charakteru uniwersalnego, lecz powinien być każdorazowo dostosowany do istniejącej konstrukcji i wyposażenia pomocniczego turbozespołu. Do zrozumienia go przydatne będą następujące wyjaśnienia.

Kolejność rozruchu. Impuls rozruchowy zamyka obwód głównego przelącznika automatyki, który pozostaje w stanie włączenia w czasie rozruchu i biegu turbozespołu. Uruchamia on pośrednio pompy rezerwowe — olejową obiegu smarowania i olejową regulatora turbiny, a jednocześnie rozpoczyna otwarcie głównego zaworu wlotowego oraz uruchamia przelącznik czasowy tzw. „nadmiernego czasu trwania rozruchu”.

W ten sposób najwolniej przebiegające czynności uruchamiania turbiny są zapoczątkowane jednocześnie i przebiegają równolegle w początkowej fazie, skracając przez to łączny czas rozruchu.

Wyłączniki ciśnieniowe, przelączniki przepływu w obiegach olejowych i wyłącznik ograniczający otwarcie głównego zaworu wlotowego meldują o zakończeniu pierwszej fazy uruchamiania i zapoczątkowują drugą fazę, zamykając obwód przelącznika sterującego otwarcie łopatek kierowniczych. Gdy zastosowany został układ „jednostkowy” zasilania własnych potrzeb przy pomocy transformatora przyłączonego do zacisków generatora, najważniejsze napędy własnych potrzeb zaczynają się obracać jednocześnie ze wzrostem prędkości turbozespołu i powodują przez odpowiednie wyłączniki ciśnieniowe w obiegach olejowych samoczynne zatrzymywanie uruchomionych poprzednio pomp rezerwowych. Ostatnia faza obejmuje sprawdzenie pracy właściwych napędów własnych potrzeb łącznie z zamknięciem obwodu przelącznika napięciowego przez napięcie wzbudnicy pomocniczej lub prądnicy synchronicznej o stałych magnesach, gdy turbina osiągnęła pełną prędkość obrotową.

Przelącznik napięciowy jednocześnie zamyka obwód przelącznika sygnalizacyjnego tzw. „końcowego etapu uruchamiania” i otwiera poprzednio zamknięty obwód przelącznika czasowego tzw. alarmu „nadmiernego czasu trwania rozruchu”. Zaburzenie lub opóźnienie w którymkolwiek przebiegu opisanego kolejności spowoduje zadziałanie przelącznika czasowego alarmu „nadmiernego czasu trwania rozruchu”, który da sygnał „nieudanego rozruchu” i otworzy obwód głównego przelącznika automatyki, powodując powrót całego urządzenia do położenia postoju. Przelącznik tzw. „końcowego etapu rozruchu” uruchamia urządzenie do samoczynnej synchronizacji w elektrowniach w pełni zautomatyzowanych lub daje sygnał „gotowości do synchronizowania” w elektrowniach półautomatycznych. Obciążenie i synchronizację turbozespołów w elektrowniach półautomatycznych przeprowadza się w znany sposób przy pomocy zdalnego sterowania elektrycznego.

Wyłącznik wzbudzenia powinien być pozostawiony w pozycji stale włączonej i wyłączać jedynie w wypadku zadziałania ochrony generatora.

Kolejność zatrzymywania. Impuls zatrzymywania otwiera obwód i wyłącza główny przelącznik automatyki, zamykając obwód przelącznika sterującego zamykanie łopatek kierowniczych oraz obwód zamykania głównego zaworu wlotowego. Gdy napięcie generatora spada, zatrzymują się zasadnicze pompy olejowe, a pompy rezerwowe rozpoczynają pracę samoczynnie. Hamulce zostają uruchomione, gdy prędkość wirnika spadnie poniżej 50% znamionowej. W tym celu na tachometrze przewidziany jest specjalny styk, zamykający odpowiedni obwód elektryczny sterowania zaworem olejowym hamulców. Zwolnienie hamulców następuje za pośrednictwem przelącznika czasowego zatrzymującego, który również powoduje zatrzymanie rezerwowych pomp olejowych, gdy turbozespół został zatrzymany. W niektórych systemach automatyzacji wyłącznik generatora jest wyłączany przez zamknięcie styku tzw. „zerowego obciążenia”, uzależnionego od położenia łopatek kierowniczych turbiny.

d) Wymagania techniczne w stosunku do automatyzacji urządzeń ochrony mechanicznej i elektrycznej bądź zależą od konstrukcji i typu turbozespołów, bądź są podyktowane względami koordynacji całości ochrony elektrycznej zarówno elektrowni, jak i układu sieciowego, do którego elektrownia jest przyłączona. Zastosowanie na przykład w układzie sieciowym wyłączników zaopatrzonych w urządzenie do szybkiego ponownego załączania wymaga specjalnej konstrukcji regulatora turbiny, jak i samoczynnej regulacji napięcia i układów wzbudzenia. Szczególnie ważna jest sprawa synchronizacji. Samoczynna synchronizacja daje specjalne korzyści w elektrowniach wodnych i jest szeroko stosowana w Związku Radzieckim, a zwłaszcza tzw. samosynchronizacja, polegająca na uruchomieniu turbozespołu do prędkości bliskiej synchronizmowi, po czym następuje załączenie wyłącznika i wzbudzenie. Daje to dużą szybkość łączenia, prostotę urządzeń automatyki, wymaga jednak środków do zmniejszenia udaru prądowego oraz odpowiedniego stosunku mocy turbozespołu do mocy układu.

e) Dostosowanie urządzeń do warunków pracy i poziomu technicznego personelu obsługi elektrowni wodnych. Warunki atmosferyczne i termiczne w większości właściwie zaprojektowanych elektrowni wodnych nie stwarzają specjalnie ciężkich warunków dla pracy precyzyjnych i dokładnych urządzeń układów samoczynnych. Jako zasadę powinno się przyjąć, że urządzenia i elementy układów samoczynnych muszą być traktowane w po-

dobny sposób, jak przekładniki ochrony elektrycznej. Zmiana nastawienia, regulacja czułości i konserwacja powinny być dokonywane przez specjalnie powołany do tych czynności personel elektrowni, bądź nawet przez specjalną służbę automatyzacji, obejmującą swoim zasięgiem szereg zakładów i uprawnioną wyłączać i konserwować i zmiany nastaw układów automatyzacyjnych.

8. Metodyka projektowania urządzeń automatyzacji elektrowni wodnych.

Przy opracowaniu założeń projektowych inwestor może jedynie sformułować swoje żądania co do wymaganego zakresu automatyzacji zakładu oraz podać dane, charakteryzujące warunki ruchowe w układzie energetycznym, do którego dana elektrownia ma być włączona. W fazie projektu wstępnego projektant dokonuje szczegółowej analizy założeń i na podstawie określonych już warunków hydrologicznych oraz roli danej elektrowni w układzie energetycznym określa koncepcyjnie zakres wymaganej automatyzacji całego układu elektroenergetycznego oraz dokonywa wstępnego wyboru systemu automatyzacji.

Na podstawie wyników tych prac sporządza się odpowiedni schemat ideowo-koncepcyjny w formie schematu „blokowego”, na którym zaznacza się wszystkie układy automatyzacji, wzajemne ich powiązania i uzależnienia. Schemat „blokowy” nie określa szczegółowych rozwiązań technicznych ani typów zastosowanych elementów urządzeń.

Ponieważ, jak już zaznaczono, szczegółowe rozwiązanie układów automatyzacji zależy od rozwiązania konstrukcji turbozespołów, schemat „blokowy” omówiony wyżej nie jest ostateczny, stanowi jednak ważną pozycję w przygotowywanym równolegle zapytaniu ofertowym do przyszłych dostawców turbozespołów. Uzupełnienie schematu brakującymi danymi, bądź nawet jego zmiana, może nastąpić na podstawie odmiennych propozycji dostawców turbozespołów, które projektant uzna za racjonalne i możliwe do przyjęcia.

W szczególności w trakcie ściągania i uzgadniania ofert od dostawców następujące problemy związane z automatyzacją projektowanej elektrowni wymagają uzgodnienia i przeanalizowania przez projektanta:

a) sprawdzenie prawidłowości wybranego systemu automatyzacji z punktu widzenia warunków hydrologicznych i roli elektrowni w układzie energetycznym;

b) przybliżone określenie wymaganego stopnia czułości automatycznej regulacji mocy, częstotliwości, napięcia;

c) przybliżone określenie miejsc i żądanego sposobu obsługi turbozespołów, jak również określenie miejsca centralnej nastawni, jej funkcji oraz powiązań z ośrodkami dyspozycyjnymi wyższego rzędu;

d) określenie żądań co do samoczynnego przebiegu uruchamiania i zatrzymywania turbozespołów oraz co do samoczynnej ochrony i nadzoru ruchu, jak również odpowiednich uzależnień (blokady);

e) określenie i wybór systemu sterowania zdalnego;

f) przybliżone określenie typu aparatury pomocniczej i ustalenie ogólnych wymagań technicznych.

Na podstawie zebranych ofert i określonych wariantów rozwiązania (zazwyczaj dwóch) możliwe jest dokonanie przybliżonego ustalenia potrzebnej obsługi. Liczby te są konieczne do obliczenia wskaźników ekonomicznych oraz dla budownictwa mieszkalnego.

Po zatwierdzeniu jednej z alternatyw projektu wstępnego w trzeciej fazie projektowania, to jest w projekcie technicznym na podstawie szczegółowego uzgodnienia wybranej oferty dostaw turbozespołów i urządzeń pomocniczych, projektant przystępuje do ostatecznego i szczegółowego opracowania projektu automatyzacji projektowanej elektrowni wodnej.

W projekcie technicznym wymagają szczegółowego opracowania następujące zagadnienia:

a) określenie i obliczenie dynamicznych właściwości elektrowni projektowanej w stosunku do układu, potrzebne do ustalenia charakterystyki i czułości regulacji mocy i częstotliwości;

b) obliczenia warunków elektrycznych w stanach normalnych i przejściowych potrzebne dla ostatecznego rozwiązania technicznego samoczynnej synchronizacji oraz regulacji wzbudzenia;

c) ostateczne ustalenie typów aparatury automatycznej i przekładników pomocniczych — elektrycznych lub hydraulicznych;

d) opracowanie szczegółowych schematów ideowych automatyzacji w ścisłym nawiązaniu do schematów ideowych własnych potrzeb, ochrony, sygnalizacji i pomiarów;

e) ostateczne ustalenie miejsc obsługi turbozespołów, projekt techniczny tablicy obsługi;

f) ostateczne ustalenie miejsca centralnej nastawni, projekt techniczny rozwiązania pomieszczenia nastawni i jej wyposażenia oraz projekt kanałów kablowych;

g) specyfikacja aparatów i urządzeń automatyzacji.

Schematy robocze układów połączeń elektrycznych urządzeń automatyzacji, będące podstawą wykonawstwa montażu, należą już do kategorii rysunków roboczych. To samo dotyczy rysunków konstrukcyjnych urządzeń mechanicznych, należących do układów automatyzacji. Zawartość projektu technicznego — zwłaszcza w stosunku do urządzeń elektromechanicznych i urządzeń automatyzacyjnych — jest przedmiotem dyskusji i ciągłych ulepszeń w kierunku uproszczenia i typizacji schematów.

Skomplikowany charakter schematów sterowania automatyzacji i sygnalizacji powoduje długotrwałość prac projektowych i przedłuża okres budowy obiektu. Dlatego w planowej gospodarce socjalistycznej w dążeniu do zmniejszenia kosztów i oszczędności mocy wysokokwalifikowanych projektantów konieczne jest dalsze usprawnianie i racjonalizacja projektowania i wykonywania przejrzystych i właściwie powiązanych schematów automatyzacji. Toteż pomimo indywidualnych różnic technicznych, charakteryzujących poszczególne obiekty elektrowni wodnych, typizacja układów automatyzacji i jej techniczne odwzorowanie w projektowaniu może się znacznie przyczynić do przyspieszenia realizacji zamierzonych w tej dziedzinie inwestycji.

9. Zagadnienia wyboru właściwego sprzętu i urządzeń automatyki, typizacja układów i urządzeń.

Pomijając tak specjalne urządzenia, jak regulatory turbinowe oraz regulatory napięcia i układy wzbudzenia związane prawie zawsze ściśle z dostawą głównych urządzeń maszynowych, automatyzacja elektrowni wodnych wymaga szeregu przekładników, styczników, serwo mechanizmów, przełączników i wskaźników. Wybór właściwego typu urządzeń wielokrotnie powtarzających się w różnych obwodach układu samoczynnego może być decydujący dla uzyskania należytej pewności ruchu i ekonomicznej pracy całego układu elektroenergetycznego.

Należy jeszcze zatrzymać się na pewnych praktycznych poglądach co do niektórych elementów urządzeń do automatyzacji turbozespołów wodnych.

a) Sterowanie zaworami i wskaźniki położenia. Elektromagnesy do napędu zaworów pomocniczych mogą być zaopatrzone w mechanizmy zapadkowe lub trzymające elektrycznie. Korzystniejsze wydają się mechanizmy zapadkowe, gdyż pozwalają usunąć niebezpieczeństwo przegrzania cewek niewłaściwie obliczonych lub błędnego ich zadziałania w przypadku krótkotrwałej przerwy w zasilaniu.

Wskaźniki położenia lub zadziałania odpowiedniego przebiegu mogą być różnej konstrukcji, a mianowicie oparte bądź na pomiarze potencjometrycznym lub wskazujące przy pomocy lamp końcowe położenia. Stosuje się również przekładniki klapkowe. Kategorie przesądzenie wyższości jednej z powyższych konstrukcji jest trudne; wybór zależy jest również od zastosowanego systemu automatyzacji.

b) Urządzenia wskaźnikowe ciśnienia i przepływu. Prawidłowa praca urządzeń automatycznego sterowania zależy w dużej mierze od prawidłowych wskazań ciśnienia lub przepływu w pomocniczych układach hydraulicznych. Wskaźniki ciśnienia i przepływu muszą być zatem pewne w działaniu i konstrukcji i powinny być dostępne do regulowania i sprawdzania. Konstrukcja powinna zapewniać posiadanie niezależnych par styków dla różnych czynności, jak blokowanie sygnalizacji i wyłączania.

c) Wyłączniki i urządzenia sterownicze dla silników własnych potrzeb, skojarzonych z ruchem urządzeń głównych, powinny mieć mechanizmy trzymające typu zapadkowego. Styki powinny być dobrane z zapasem i łatwo wymienne. Urządzenia do samoczynnego uruchamiania i zatrzymywania turbozespołów, składające się z głównego przekładnika automatyki i przekładników czasowych, mogą i powinny otrzymać rozwiązania typowe. Nastawy czasowe przekładników powinny być umożliwione na miejscu. Obwody elektryczne należy tak zaprojektować, żeby żadne cewki nie pozostawały stale pod prądem, gdy turbozespół znajduje się w ruchu.

d) Urządzenia pomiaru prędkości i temperatury. Tachometry i termometry wskazujące temperaturę łożysk niezależnie od miejsca zmontowania powinny być zaopatrzone w regulowane styki pomocnicze do celów

alarmowych i wyłączeniowych. Choć styki te służą jedynie do uruchamiania przekaźników pomocniczych, konstrukcja ich powinna być silna i umożliwiać całkowite elektryczne oddzielenie obwodów sygnalizacyjnych od obwodów wyłączeniowych.

Typizacja wymienionych wyżej urządzeń może być decydującym czynnikiem dla szybkiego rozwoju automatyzacji elektrowni wodnych. Na ogół warunki pracy tych urządzeń w elektrowniach wodnych nie odbiegają od normalnych, a są zdecydowanie lepsze od warunków panujących w wielu przemysłach wprowadzających szeroko automatyzację procesów wytwarzania. Ważnym zagadnieniem typizacji urządzeń sterowania i sygnalizacji byłoby zastosowanie typowego sprzętu teletechnicznego, wyrabianego masowo i pełniącego z powodzeniem bardzo ważne funkcje w układach teletechnicznych.

Typizacja układów automatyzacji wydaje się nie tylko możliwa, ale nawet konieczna z wielu względów. Pomimo bardzo różnicowanych ogólnych rozwiązań automatyzacji elektrowni wodnych bardzo nieraz skomplikowane i złożone układy samoczynnego działania składają się z wzajemnie powiązanych i uzależnionych stosunkowo prostych układów systemu zamkniętego lub otwartego. Warunkiem koniecznym dla typizacji układów jest ustalenie typowych rozwiązań zasadniczych elementów, o czym już była mowa.

10. Zagadnienie rentowności automatyzacji.

Korzyści ekonomiczne automatyzacji elektrowni wodnych nie polegają tylko na zmniejszeniu kosztów obsługi. W wielu wy-

padkach, zwłaszcza w wielkich zakładach, decydującym czynnikiem ekonomicznym może być poprawienie ogólnej sprawności turbozespołu lub zmniejszenie strat spowodowanych przepływem jałowym.

Koszt automatyzacji zawiera się zazwyczaj w granicach kilku procentów ogólnych nakładów na maszyny i urządzenia. Wobec braku danych porównawczych i trudności obliczenia znacznych korzyści pośrednich spowodowanych zastosowaniem automatyzacji, porównanie rentowności różnych systemów automatyzacji jest, oczywiście, nietłatwe.

LITERATURA

- Fajnsztiejn E. G. Samosynchronizacja gidrogenieratora s agriegatom wozbuzhdenija (Elektr. Stancji, 1952, 7)
 Turkija G. E., Cagarejsz wili G. N., Elkin S. R. Awtomatizieskaja samosynchronizacja gidrogenieratorow (Elektr. Stancji, 1952, 7)
 Frost A. Ch., Brittlebank W. The control of hydroelectric plant (Proceed. of the I. E. E., vol. 98, p. 1, May 1951)
 Stewart C. Automatic voltage control of generators (Journ. I. E. E., 1947, part. II. A)
 Jancke G., Iveberg L. Control equipment and protective gear in modern hydro-power stations of the Swedish State Power Board (CIGRE, 1950, 322)
 Hedström S. E. An electrohydraulic governor for waterturbines (ASEA Journal, 1952, 4-5)
 Oja W. A method for calculating the frequency regulation properties of power stations (ASEA Journal, 1952, 4-5)
 Nowacki P. Automatyzacja procesów wytwórczych (Przegl. Elektr., 1953, z. 1)
 Biernacki T. Synchronizacja (Przegl. Elektr., 1952, z. 7)

MGR INŻ. JAROSŁAW ŚWIDERSKI

ZWT-M3 — Łódź

Transformatory prostownikowe

621.314:621.314.

Treść. Cechy charakterystyczne transformatorów prostownikowych. Rola wyższych harmonicznych. Przeciężalność. Produkcja krajowa transformatorów prostownikowych.

Трансформаторы для выпрямителей. Характерные особенности этих трансформаторов. Роль высших гармонических. Способность трансформаторов выдерживать перегрузку. Отечественное производство трансформаторов для выпрямителей.

Rectifier transformers. Characteristic features of rectifier transformers. The role of higher harmonics. Overload capacity. Rectifier transformer production in Poland.

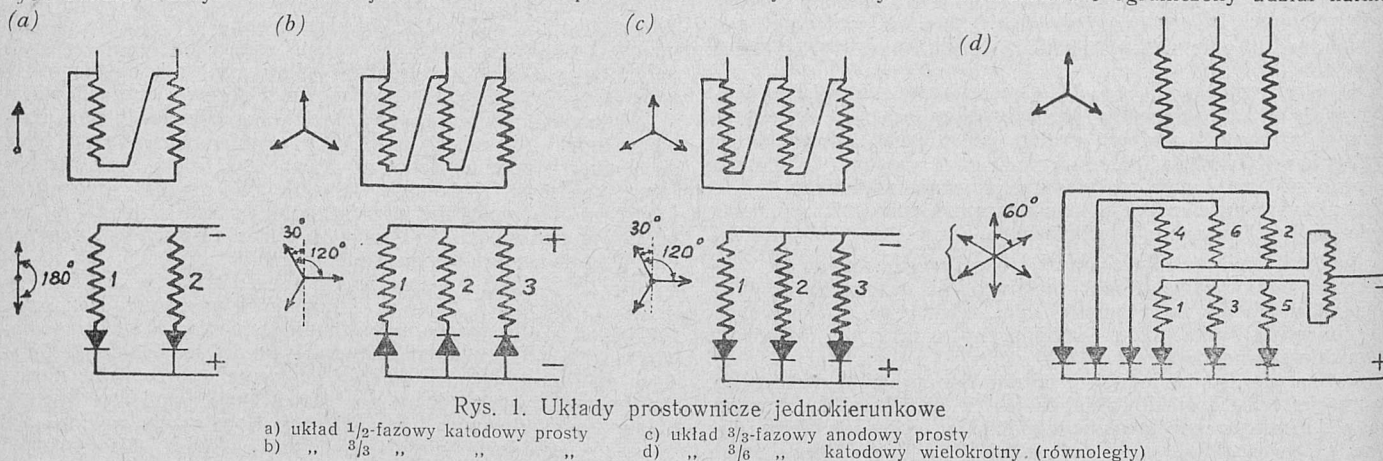
1. Wstęp.

Szybko postępujący, w myśl założeń planu 6-letniego, rozwój przemysłu chemicznego i metalurgicznego oraz rozbudowa trakcji elektrycznej sprzyjają szybkiemu wzrostowi zapotrzebowania energii elektrycznej prądu stałego w naszym gospodarstwie narodowym.

Przetwarzanie prądu zmiennego na prąd stały odbywa się za pośrednictwem urządzeń prostowniczych dużej mocy, w których bardzo ważnym elementem jest transformator prostowniczy

z zaworami. Rozróżniamy a) układy jednokierunkowe (półkresowe), gdzie w każdej fazie uzwojenia wtórnego transformatora prąd przepływa tylko w granicach jednej połowy okresu, a więc zawsze w jednym tylko kierunku; b) układy dwukierunkowe (całokresowe), gdzie w każdej fazie uzwojenia wtórnego prąd przepływa dwukrotnie w ciągu okresu, a więc w dwóch przeciwnych sobie kierunkach.

Zaletą układów dwukierunkowych jest pełne wykorzystanie uzwojeń wtórnych transformatora i ograniczony udział harmo-



Rys. 1. Układy prostownicze jednokierunkowe

a) układ 1/2-fazowy katodowy prosty c) układ 3/3-fazowy anodowy prosty
 b) „ 3/3 „ „ „ „ d) „ 3/6 „ „ katodowy wielokrotny (równoległy)

kowy. Stanowi on szczególną i ciekawą odmianę transformatora mocowego. W transformatorze prostownikowym uzwojenie pierwotne czerpie energię z sieci prądu zmiennego, natomiast uzwojenie wtórne oddaje ją do obwodu prądu stałego za pośrednictwem zaworów prostowniczych. Ta dwurodzajowość pracy uzwojeń transformatora prostownikowego stwarza specjalne zagadnienia natury teoretycznej i konstrukcyjnej, nie istniejące w dziedzinie zwykłych transformatorów mocowych, lecz zasługujące na bliższe poznanie. Teoria układów prostowniczych kształtuje się pod znakiem wyższych harmonicznych, którym charakter pracy prostownika otwiera rozległe możliwości istnienia w związanych z nim obwodach elektrycznych.

2. Klasyfikacja podstawowa układów prostowniczych.

Układy prostownicze klasyfikujemy przede wszystkim w zależności od warunków pracy uzwojeń transformatora, co wiąże się ze sposobem połączenia uzwojenia wtórnego transformatora

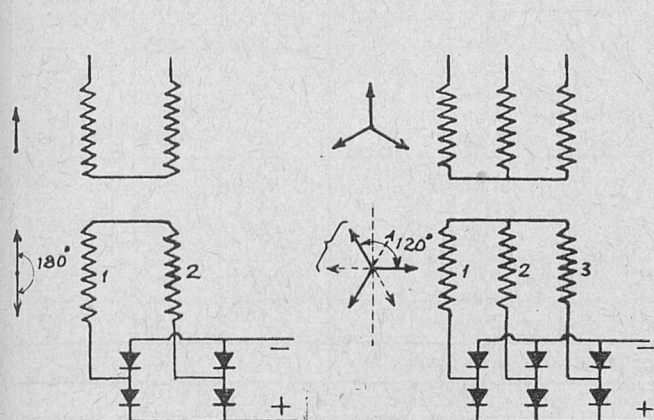
nicznych tak, że n -fazowy układ dwukierunkowy jest równoważny pod tym względem z $2n$ -fazowym układem jednokierunkowym. Układy jednokierunkowe mogą być katodowe (bezpośrednio powiązane katody — biegunem dodatnim układu) lub anodowe (bepośrednio powiązane anody — biegunem ujemnym układu). Zarówno układy jednokierunkowe anodowe, jak i układy dwukierunkowe wymagają zaworów prostowniczych jednoanodowych. Przykłady kilku rodzajów układów jedno- i dwukierunkowych podane są na rys. 1 i 2. Dla naszych krajowych urządzeń prostowniczych typowy jest układ jednokierunkowy katodowy i dlatego dalej będzie mowa tylko o transformatorach prostownikowych dla takich układów.

3. Praca transformatora prostownikowego w układzie jednokierunkowym.

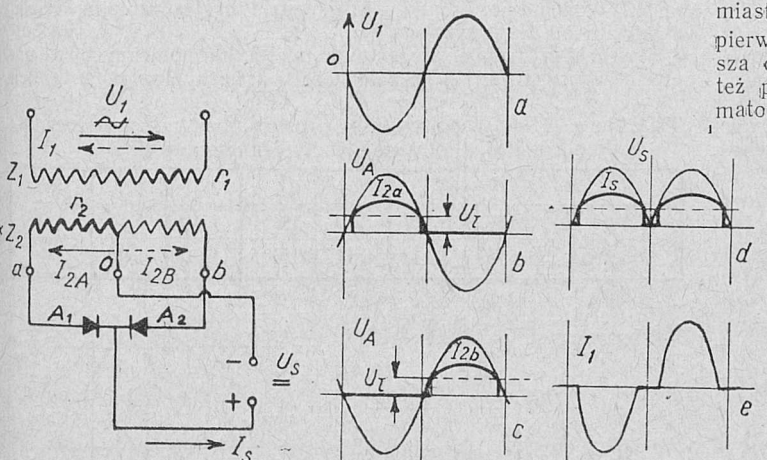
Na rys. 3 przedstawiony jest układ prostowniczy z transformatorem jednofazowym od strony uzwojenia pierwotnego,

a dwufazowym od strony uzwojenia wtórnego. Ten uproszczony przykład daje możliwie jasny obraz szczególnych warunków pracy uzwojeń prostownikowych w układzie jednokierunkowym.

Jeżeli uzwojenie pierwotne transformatora o liczbie zwojów Z_1 zasilimy napięciem sinusoidalnie zmiennym U_1 , to w uzwo-



jeniu wtórnym o liczbie zwojów Z_2 wytworzą się pomiędzy jego punktem środkowym O a punktami skrajnymi 1 i 2 napięcia U_{A1} i U_{A2} równe sobie. Prąd w obwodzie odbiorczym popłynie tylko przez tę gałąź (fazę) uzwojenia wtórnego, która w danym momencie przekazuje anodzie potencjał dodatni w stosunku do katody ($+U_2$). Stan taki odpowiada połowie okresu. W drugiej połowie okresu, gdy potencjały punktów a i b odwrócą swoje znaki, druga anoda (A_2) przejmie z kolei przewodzenie prądu I_2 . Łatwo zorientować się, że zaciski odbiorcze zachowują stałą biegunowość i że w obwodzie prądu stałego popłynie strumień elektronów o natężeniu I_s , na który składają się prądy I_{2a} i I_{2b} . W rozpatrzonym przykładzie czynimy założenie, że diawika katodowego w obwodzie prądu stałego brak.



Rys. 3. Praca układu jednokierunkowego bez diawika oraz bez oporności indukcyjnych w obwodzie prądu zmiennego

Prąd pierwotny I_1 (rys. 3e) ma kształt zbliżony do sinusoidy. Prąd wtórny (rys. 3d) ma przerwy; znaczy to, że przy braku wzbudzenia łuk między anodą i katodą zrywa się już w chwili, kiedy wartość napięcia anodowego jest niższa od napięcia łuku. Tego rodzaju zespół prostownikowy byłby praktycznie nieużyteczny, gdyż musiałby mieć sto zapłonów w ciągu jednej sekundy (praktyczny wyjątek stanowią nowoczesne prostowniki jednoanodowe z zapłonem ignitronowym).

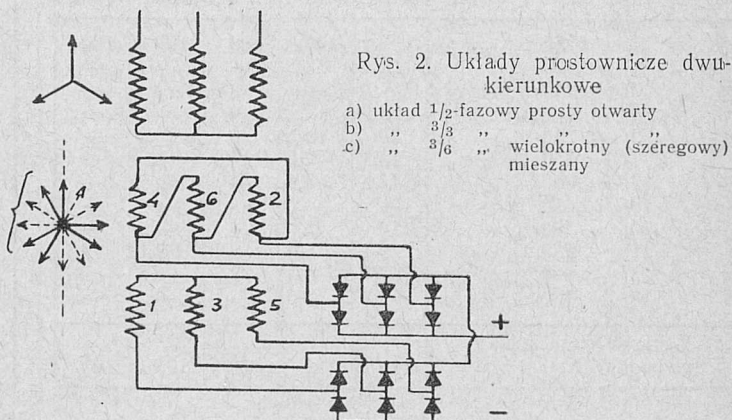
Istnieją dwa zasadnicze sposoby zaradzenia tej trudności i zapewnienia trwałości łuku w prostowniku wieloanodowym już raz wzbudzonym: 1) włączenie do obwodu odbiorczego diawika wygładzającego D , 2) zastoso-

wanie wzbudzenia pomocniczego.

Diawik o indukcyjności bardzo dużej jest źródłem indukowanej sem, która podtrzymuje przepływ prądu anoda-katoda nawet w chwili, kiedy U_A osiąga wartość zera. Im większy jest opór indukcyjny diawika D , tym bardziej wygładza się prąd wyprostowany, co umożliwia przenoszenie się łuku z anody na

anodę bez przedwczesnego gaśnięcia. Wyrównywanie przebiegu prądu I_s przez diawik katodowy przy różnych jego opornościach indukcyjnych uwidocznił się na rys. 4.

Jeżeli w rozpatrywanym układzie dwufazowym (rys. 5) z nieskończonej wielką indukcyjnością diawika gładzącego D natężenie prądu wyprostowanego jest I_s , to w każdej połowie uzwo-



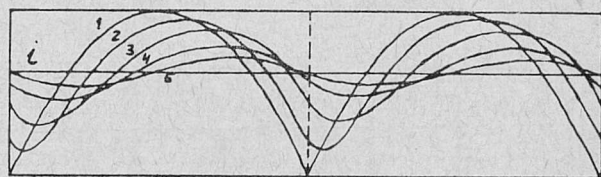
Rys. 2. Układy prostownicze dwukierunkowe

- a) układ $1/2$ -fazowy prosty otwarty
b) „ $3/3$ „ „ wielokrotny (szeregowy) miesany
c) „ $3/6$ „ „

jenia wtórnego popłynie prąd o tym samym natężeniu tylko w ciągu połowy okresu. Jeżeli oporność połowy uzwojenia wtórnego jest r_2 , to możemy napisać równanie:

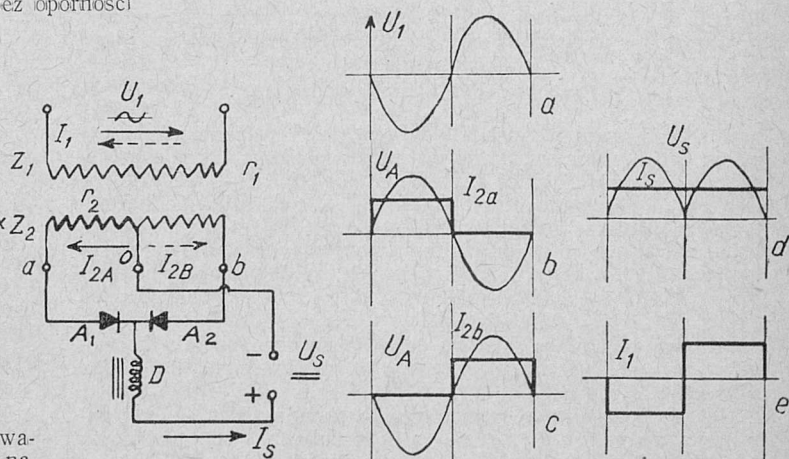
$$I_s^2 r_2 \cdot \frac{T}{2} = I_A^2 r_2 T,$$

gdzie T jest okresem prądu zmiennego, a I_A jest wartością skuteczną prądu anodowego; stąd $I_A = I_s / \sqrt{2}$. Jeżeli uzwojenie wtórne składać się będzie z n gałęzi (faz) zasilających kolejno n anod, to zależność ta przybierze postać uogólnioną: $I_A = I_s / \sqrt{n}$. Z wentylowego charakteru pracy uzwojenia wtórnego w rozpatrywanym układzie wynika, że $I_1 = \sqrt{2} \cdot I_A = I_s$, natomiast $I_1 = I_{A \max}$, a więc wartość skuteczna natężenia prądu pierwotnego dla przekładni $p = Z_1/Z_2 = 1$ jest $\sqrt{2}$ razy większa od wartości skutecznej prądu wtórnego jednej fazy. Z tej też przyczyny moc obliczeniowa wtórnego uzwojenia transformatora prostownikowego dla układów jednokierunkowych jest



Rys. 4. Wpływ indukcyjności diawika na przebieg prądu wyprostowanego

Krzywa 1 dla $L_D = 0$, linia ii dla $L_D = \infty$



Rys. 5. Praca układu jednokierunkowego z diawikiem gładzącym o indukcyjności $L_D = \infty$ bez oporności indukcyjnych w obwodzie prądu zmiennego

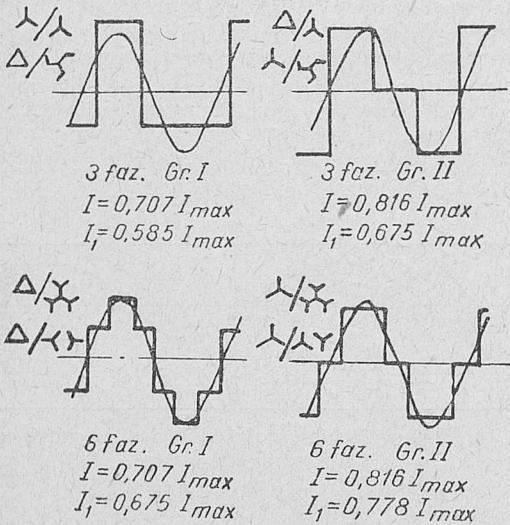
Tablica I. Zawartość harmonicznych w prądzie pierwotnym w % fali podstawowej

Częstotliwość harmon. ($m \pm 1$) f	Liczba faz prostownika				
	3		6		12
	z dl.	bez dl.	z dl.	bez dl.	z dl.
$f = 50$ Hz	100	100	100	100	100
$2f = 100$ „	50	58,5	—	—	—
$3f = 150$ „	—	—	—	—	—
$4f = 200$ „	25	12,1	—	—	—
$5f = 250$ „	20	14,6	20	22,6	—
$7f = 350$ „	14,3	7,6	14,3	11,3	—
$8f = 400$ „	12,5	8,6	—	—	—
$9f = 450$ „	—	—	—	—	—
$10f = 500$ „	10	5,5	—	—	—
$11f = 550$ „	9,1	6,0	9,1	9,1	9,1
$13f = 650$ „	7,7	4,3	7,7	6,5	7,7
$14f = 700$ „	7,1	4,6	—	—	—
Wartość skuteczna wypadkowa (%)	119	121	104,5	105	101

zawsze większa od mocy znamionowej transformatora (pierwotnej); w danym przypadku $P_2 = 2 U_A I_A = 2 U_1 I_1 \sqrt{2} = \sqrt{2} P_1$. Z powyższych rozważań wynika również, że ilość miedzi potrzebnej do wykonania uzwojenia wtórnego w transformatorze dla układu jednokierunkowego jest większa od ilości miedzi potrzebnej dla uzwojenia pierwotnego.

4. Harmoniczne w prądzie pierwotnym.

Przy założeniu, że napięcie sieci zasilającej jest ściśle sinusoidalne, że prąd wyprostowany w obwodzie odbiorczym jest doskonale wygładzony ($L_p = \infty$) oraz, że uzwojenie transformatora nie daje rozproszenia ($X = 0$), otrzymujemy wykres



Rys. 6. Ukształtowanie prądów pierwotnych w transformatorze prostownikowym w zależności od liczby faz uzwojenia wtórnego i od układu połączeń
Prądy pierwotne idealnie wygładzone

prądu anodowego w kształcie prostokąta. Uzwojenie pierwotne wobec tego (pominąwszy wpływ prądu jałowego) będzie pobierać z sieci prąd również kształtu prostokątnego. Znaczący to, że fala prądu pierwotnego jest sinusoidą skażoną wieloma harmonicznymi. Analiza matematyczna wykazuje, że rząd harmonicznych, zawartych w prądzie pierwotnym, oraz procentowy stosunek amplitud wyższych harmonicznych do amplitudy pierwszej harmonicznej są wielkościami ustalonymi i zależnymi tylko od liczby faz uzwojenia wtórnego. Tablica I zawiera dane co do procentowego udziału harmonicznych w fali prądu pierwotnego w zależności od liczby faz uzwojenia wtórnego. Liczbę porządkową harmonicznych określa się z ogólnej zależności $h_{11} = m \cdot n \pm 1$, gdzie m jest kolejną liczbą całkowitą od 1 wzwyż, a n = liczbie faz uzwojenia wtórnego. Na rys. 6 pokazane są różne kształty fali prądów pierwotnych dla układów prostowniczych trój- i sześciofazowych. Różnice kształtów fal w układach o tej samej liczbie faz n spowo-

Tablica II. Udział harmonicznych w napięciu wyprostowanym

Częstotliwość harmonicznych (nf)	Liczba faz prostownika		
	3	6	12
$2f = 100$ Hz	—	—	—
$3f = 150$ Hz	17,7	—	—
$4f = 200$ Hz	—	—	—
$6f = 300$ Hz	4,05	4,05	—
$8f = 400$ Hz	—	—	—
$9f = 450$ Hz	1,77	—	—
$10f = 500$ Hz	—	—	—
$12f = 600$ Hz	0,99	0,99	0,99
$14f = 700$ Hz	—	—	—
$15f = 750$ Hz	0,63	—	—
$16f = 800$ Hz	—	—	—
$18f = 900$ Hz	0,44	0,44	—
$20f = 1000$ Hz	—	—	—
$21f = 1050$ Hz	0,32	—	—
$22f = 1100$ Hz	—	—	—
$24f = 1200$ Hz	0,25	0,25	0,25
Spółczynnik falistości napięcia	18,3%	4,2%	1,1%

dowane są wyłącznie przesunięciami fazy pomiędzy wyższymi harmonicznymi a falą podstawową prądu tzn. pierwszą harmoniczną. Natomiast udział procentowy wyższych harmonicznych w prądzie pierwotnym pozostaje bez zmiany, gdyż jest tylko funkcją liczby faz n .

5. Napięcie wyprostowane.

Przebieg napięcia wyprostowanego na zaciskach odbiorczych układu poprzednio omawianego jest pokazany na rys. 3d. W miarę wzrastania liczby faz n w uzwojeniu wtórnym kształt napięcia stałego będzie coraz drobniej i płycej sfalowany. Przy $n = \infty$ doszlibyśmy do idealnie wygładzonej linii napięcia. Przy dowolnej wartości n możemy z ogólnej linii napięcia wydzielić składową stałą i składowe harmoniczne. Pierwszą harmoniczną (zasadniczą) określa liczba faz n . Dalsze są wielokrotnościami n . W ten sposób $hU_s = m \cdot n$, gdzie m jest kolejną liczbą całkowitą od 1 wzwyż.

Tablica II podaje procentowy udział harmonicznych w napięciu wyprostowanym w zależności od liczby faz n , a tablica

Tablica III. Współczynnik prostowania k i współczynnik kształtu dla różnej liczby faz prostownika

n	1	2	3	6	12	24	∞
k	0,45	0,90	1,17	1,35	1,40	1,41	$\sqrt{2}$
α_k	1,571	1,111	1,017	1,005	1,000	1,000	1

$$U_{S0} = \frac{1}{2\pi/n} \int_{-\pi/n}^{+\pi/n} U_{20} \sqrt{2} \cos x \cdot dx = U_{20} \cdot \frac{\sqrt{2} \sin(\pi/n)}{\pi/n}$$
$$k = \frac{U_{S0}}{U_{20}} = \sqrt{2} \frac{\sin(\pi/n)}{\pi/n}$$
$$\alpha_k = U_{S0skut}/U_{S0}$$

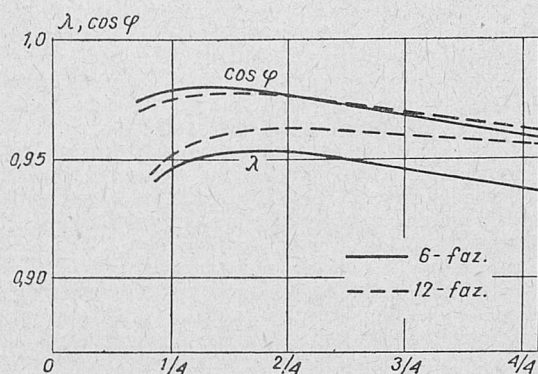
III zawiera wartości współczynnika prostowania k oraz współczynnika kształtu α_k . Należy zaznaczyć, że wartość średnia napięcia wyprostowanego dla $n > 3$ bardzo nieznacznie różni się od wartości skutecznej i dlatego w praktyce nie zachodzi potrzeba wyraźnego rozdzielania tych dwóch teoretycznie różnych wartości. Zależności wyżej omówione dotyczą stanu jałowego zespołu prostowniczego. Przy obciążeniu — wskutek wpływu rozproszenia uzwojeń transformatora — występuje dodatkowy spadek napięcia o charakterze indukcyjnym i udział harmonicznych w napięciu wyprostowanym zwiększa się dość poważnie. 6. Wpływ harmonicznych w prądzie pierwotnym transformatora na współczynnik mocy zespołu prostowniczego. Pojęcie współczynnika mocy dla zespołu prostowniczego nie jest równoznaczne z pojęciem $\cos \varphi$ dla obwodów prądu sinusoidalnie zmiennego i dlatego wymaga osobnego omówienia. Transformator prostownikowy pobiera z sieci prąd skażony składowymi harmonicznymi (tabl. I). Jeśli zespół lub grupa zespołów prostowniczych ma dużą moc w stosunku do mocy za-

Tablica IV. Układ grupowy harmonicznym charakteryzujących zespoły prostownikowe

Liczba faz prostownika	Harmoniczne napięcia wyprostowanego i prądu pierwotnego oraz względny kąt przesunięcia fazy pomiędzy harmoniczną 1szą i n tą ($\alpha_n^0 = n\alpha^0$)							
6	LP	1	2	3	4	5	6	7
	U_s	6	—	18	—	30	—	42
	I_1	5;7	—	17;19	—	29;31	—	41;43
	α_n	6α	—	18α	—	30α	—	42α
12	LP	—	1	—	—	—	3	—
	U_s	—	12	—	—	—	36	—
	I_1	—	11;13	—	—	—	35;37	—
	α_n	—	12α	—	—	—	36α	—
24	LP	—	—	—	1	—	—	—
	U_s	—	—	—	24	—	—	—
	I_1	—	—	—	23;25	—	—	—
	α_n	—	—	—	24α	—	—	—

silającej sieci prądu zmiennego, wówczas składowe harmoniczne, zawarte w prądzie pierwotnym, mogą wywołać wyraźne zniekształcenia krzywej napięcia zmiennego na zaciskach pierwotnych transformatora. Podobne skutki mogą wystąpić nawet przy słabszym zespole, ale zasilanym długą linią o znacznym oporze indukcyjnym i czynnym.

Jeżeli moc w sieci jest dostatecznie duża w stosunku do danego zespołu, to harmoniczne prądu pierwotnego transfor-

Rys. 7. Współczynniki mocy (λ) i przesunięcia fazowego ($\cos \varphi$)

matora nie odkształcają w sposób odczuwalny fali napięcia pierwotnego.

Opierając się w dalszym ciągu na wyjściowych założeniach upraszczających, a mianowicie: prąd stały jest idealnie wygładzony i napięcie sieci, zasilającej zespół, jest ściśle sinusoidalne, dojdziemy do wniosku, że w tych warunkach harmoniczne prądu pierwotnego muszą mieć charakter bierny, gdyż brak im odpowiednika w fali napięcia zasilającego. W tych okolicznościach moc czynna i moc bierna mogą być jednoznacznie określone i zmierzone.

Istniejące przesunięcie fazowe pomiędzy falą napięcia sieci i składową podstawową prądu pierwotnego określamy z zależności:

$$\cos \varphi = \frac{P_{cz}}{\sqrt{P_{cz}^2 + P_{bh1}^2}},$$

gdzie $\cos \varphi$ nazywamy współczynnikiem przesunięcia fazowego. Natomiast stosunek podstawowej harmonicznej prądu pierwotnego do jego pełnej wartości skutecznej

$$v = \frac{I_{1h1}}{I_1}$$

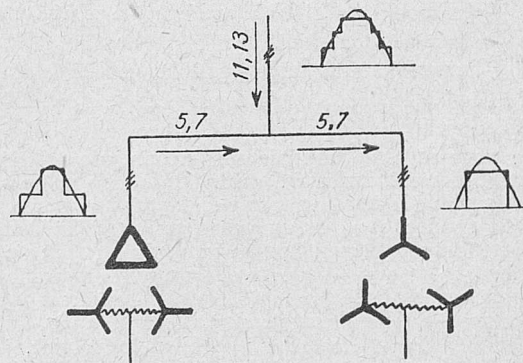
nazywamy współczynnikiem skażenia prądu.

Moc bierna pobierana przez transformator z sieci będzie powiększona o umyślną moc skażenia $P_s = (I_1 - I_{1h1}) U_1$. Współ-

czynnik mocy dla zespołu prostownikowego obliczymy więc z zależności

$$\lambda = \frac{P_{cz}}{P} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_1 I_{1h1} \cdot \cos \varphi}{\sqrt{3} \cdot U_1 I_1} = \frac{I_{1h1}}{I_1} \cdot \cos \varphi = v \cdot \cos \varphi,$$

a zatem współczynnik mocy zespołu prostownikowego jest iloczynem współczynnika przesunięcia fazy i współczynnika skażenia. Dla stanu jałowego mamy $\lambda_0 = v_0$, gdyż $\cos \varphi_0 = 1$. Różnica liczbowa pomiędzy v i $\cos \varphi$ jest tym mniejsza, im większa jest wtórna liczba faz n danego układu, np. dla $n = 2 v_0 = 0,9$, a dla $n = 12 v_0 = 0,99$. Współczynnik przesunięcia fazy



Rys. 8. Układ 2×6 faz = 12 faz

$\cos \varphi$ jest zależny przede wszystkim od indukcyjności uzwojeń transformatora, natomiast współczynnik skażenia v zależny jest przede wszystkim od liczby faz układu prostownikowego. Na rys. 7 podane są wykresy współczynników mocy i przesunięcia fazowego w funkcji obciążenia dla zespołów 6- i 12-fazowych.

7. Ogólna ocena układów 6- i 12-fazowych z punktu widzenia udziału harmonicznym.

Składowe harmoniczne parzyste, występujące w napięciu wyprostowanym, oraz składowe harmoniczne nieparzyste, występujące w prądzie pierwotnym transformatora, są ze sobą ściśle powiązane. Znaczący to, że jeżeli np. w napięciu wyprostowanym występuje harmoniczna rzędu $m \cdot n$, to w prądzie pierwotnym muszą jednocześnie występować harmoniczne $m \cdot n - 1$ i $m \cdot n + 1$ i na odwrót.

Układ grupowy harmonicznym prądu pierwotnego i napięcia wyprostowanego według ich pokrewieństwa przedstawiony jest w tabl. IV.

Obecność harmonicznym w sieciach prądu zmiennego, jak i stałego, jest zjawiskiem niepożądanym i dlatego istnieje dążność do ograniczania ich przez stosowanie dużej liczby faz w uzwojeniach wtórnych transformatorów. Jednak ze względów ekonomicznych i technicznych w dzisiejszej praktyce nie stosuje się na ogół układów o liczbie faz większej niż 12.

Dla układów 6-fazowych szczególnie interesujące jest zachowanie się poszczególnych grup harmonicznym przy przesunięciu fali podstawowej napięcia zasilającego o kąt $\alpha = 30^\circ$, kąt ten bowiem wiąże się z przejściem na stronie pierwotnej transformatora z układu „gwiazda” na układ „trójkąt”.

Z tabl. IV wynika, że dla harmonicznym grupy „6” (5, 6 i 7) kąt przesunięcia fazowego α_6 w stosunku do fali podstawowej, przesuniętej o $\alpha = 30^\circ$, wynosi $\alpha_6 = 6 \cdot 30^\circ = 180^\circ$. Natomiast harmoniczne grupy „12” nie zmieniają swego położenia fazowego w stosunku do fali podstawowej w przypadku przesunięcia jej o kąt $\alpha = 30^\circ$, albowiem $\alpha_{12} = 12 \cdot 30^\circ = 360^\circ$. W rezultacie dla harmonicznym rzędu n w napięciu wyprostowanym można uzyskać przesunięcie fazy o 180° , jeżeli napięcie pierwotne zostanie przesunięte w fazie o kąt $\alpha = \frac{180^\circ}{n}$.

Opisane wyżej właściwości zasadniczych grup harmonicznym pozwalają tworzyć zespoły prostownicze o okresowości wtórnej $2n$ przez połączenie do pracy równoległej dwu transformatorów jednakowej mocy i o liczbie faz wtórnych n , lecz z układami połączeń tak dobranymi, aby pomiędzy obu układami wtórnymi istniało przesunięcie fazy o kąt $\alpha = \frac{180^\circ}{n}$. Tego rodzaju zespoły w stosunku do sieci zachowują się jak $2n$ -fazowe, gdyż harmoniczne grupy n wymieniane są bezpośrednio pomiędzy uzwojeniami pierwotnymi transformatorów (rys. 8).

Dotychczasowe rozważania opierały się na założeniu, że napięcie sieci zasilającej jest ściśle sinusoidalne. W praktyce nie-rzadkie są wypadki, że napięcie sieci skażone jest harmonicznymi, a szczególnie piątą, której amplituda osiąga lub przekracza 5% wartości amplitudy fali podstawowej. Jeżeli piątą harmoniczną prądu pierwotnego spotka się z piątą harmoniczną napięcia zasilającego, wówczas w zespole prostowniczym pojawi się dodatkowa moc, która przeniesie się na stronę prądu stałego. Wzrost napięcia wyprostowanego wynoszący będzie — ogólnie rzecz ujmując —

$$\Delta U_{h(n)} = \frac{P_n}{n} \cos \varphi_n (\%),$$

gdzie P_n — procentowy udział harmonicznej n w napięciu sieci, n — rząd harmonicznej,

$\cos \varphi_n$ — przesunięcie w fazie pomiędzy $\Delta U_{h(n)}$ a $I_{h(n)}$.

Jeżeli $\varphi_n = 90^\circ$, to $\Delta U_{h(n)} = 0$, a przy $90^\circ < \varphi_n < 270^\circ$ przyrost napięcia będzie ujemny.

Należy podkreślić, że harmoniczne nieparzyste z sieci, przenosząc się do obwodu wtórnego, nakładają się na pokrewne harmoniczne parzyste naturalne napięcia wyprostowanego. Zależnie od kąta fazowego φ_n harmoniczne te mogą wpływać potęgуюjąco na amplitudę harmonicznych naturalnych (przy $\varphi_n = 0$) lub też tłumiąco ($\varphi_n = 180^\circ$). Zjawiska tego nie można w praktyce wykorzystać do ograniczenia sfalowania napięcia wyprostowanego ze względu na niestabilną wartość kąta φ_n . Reguły te dotyczą harmonicznych rzędu n i jego wielokrotnych, jeżeli n jest liczbą faz uzwojenia wtórnego transformatora prostownikowego.

Układy 12-fazowe są stosowane znacznie rzadziej aniżeli 6-fazowe. Są one wrażliwe na obecność w sieciach harmonicznych grupy „6”, które wywołują niepożądane zjawiska w pracy zespołu prostownikowego. Harmoniczne 5 i 7 nakładają się na falę podstawową mogą — zależnie od kąta fazowego φ_n — powodować pewne asymetrie w pracy anod oraz w kształcie napięcia wyprostowanego. Dla $\varphi_n = 180^\circ$ pulsacje napięcia ulegają znacznemu stłumieniu, natomiast dla $\varphi_n = 0$ wyraźnemu spotęgowaniu. Niezbyt korzystnie np. przedstawia się w tym przypadku praca zespołu 12-fazowego, zmontowanego z dwu układów 6-fazowych, albowiem w każdym z tych transformatorów, niezależnie od połączenia uzwojenia pierwotnego ($\wedge$ lub Δ), otrzymujemy różne charakterystyki napięciowe (jedna z nich zastrzeżona o $+\frac{p}{n}\%$, druga zaś spłaszczona o $-\frac{p}{n}\%$), a zatem niezupełnie równomierny podział obciążenia pomiędzy dwa zespoły.

Porównanie układów 6-fazowych z 12-fazowymi wskazuje ostatecznie na osłabienie korzyści płynących z systemu 12-fazowego w przypadku obecności w sieci harmonicznych grupy „6”. Podrożenie i komplikacja w konstrukcji rzeczywistych układów 12-fazowych mogą być zatem usprawiedliwione tylko w przypadkach o specjalnym znaczeniu, toteż w praktyce spotykamy najczęściej układy 6-fazowe, które dają dostatecznie gładkie napięcie wyprostowane potrzebne do celów przemysłowych i dla trakcji elektrycznej.

8. Klasyfikacja układów prostowniczych z punktu widzenia równowagi magnetycznej w rdzeniu transformatora.

Zwykły transformator trójfazowy ma strukturę symetryczną tzn. spełnia warunki równowagi wartości chwilowych napięć pierwotnych i wtórnych w stanie jałowym. Jeżeli transformator taki otrzyma symetryczne obciążenie uzwojenia wtórnego, to będą również spełnione warunki równowagi wartości chwilowych prądów pierwotnych i prądów wtórnych (dla układów bez przewodu zerowego).

Transformator prostownikowy pracuje w warunkach specjalnych i dlatego dla każdej kolumny możemy napisać ogólną zależność:

$$\Delta z_i = z_{i1} + z_{i2}.$$

Przy stanie równowagi pomiędzy amperozwojami pierwotnymi i wtórnymi $\Delta z_i = 0$. Ta sama zależność w stosunku do strony pierwotnej przybiera formę

$$d_i = i_1 + i'_2,$$

gdzie i'_2 jest wartością zastępczą prądu wtórnego, sprowadzoną do uzwojenia pierwotnego.

Przy układzie „gwiazda” po stronie pierwotnej równowaga prądów pierwotnych jest zawsze zachowana:

$$i_{1(A)} + i_{1(B)} + i_{1(C)} = 0.$$

Brak zrównoważenia może natomiast nastąpić tylko na stronie

wtórnej przy układzie gwiazdowym z wyprowadzonym punktem zerowym:

$$\Sigma d_i = i'_{2(A)} + i'_{2(B)} + i'_{2(C)}.$$

Dla transformatora trójfazowego symetrycznego możemy tę samą zależność napisać jeszcze w następującej formie:

$$3 d_i = i'_{2(A)} + i'_{2(B)} + i'_{2(C)}.$$

Jeżeli $d_i = 0$, to

$$(1) \quad i'_{2(A)} + i'_{2(B)} + i'_{2(C)} = 0.$$

Dla uzwojenia wtórnego, pracującego w układzie n -fazowym dla n anod, możemy napisać równanie:

$$(2) \quad i_{2(1)} + i_{2(2)} + i_{2(3)} + \dots + i_{2(n-1)} + i_{2(n)} = 0.$$

Jeżeli warunek (1) jest spełniony, to układ uzwojeń w transformatorze prostownikowym nazywać będziemy symetrycznym, natomiast inne układy, nie spełniające warunku (1), będziemy zaliczać do kategorii niesymetrycznych.

Jeżeli liczba faz wtórnych n stanowi wielokrotność 3, tzn. liczby faz uzwojenia pierwotnego, wówczas prądy i'_2 na każdej kolumnie mają ten sam kształt i są między sobą przesunięte w fazie o 120° , tzn. tworzą system trójfazowy symetryczny. Uwzględniając harmoniczne o numerze porządkowym $3m \pm 1$ i $3m$, otrzymamy następującą formę rozwinięta równania ogólnego na stan równowagi elektromagnetycznej w rdzeniu:

$$(3) \quad 3d_i = \left[3 I'_{2S} + \sum_{m=1}^{\infty} \sqrt{2} I'_{2(3m)} \sin 3m(\vartheta + \delta_{(31)} - 120^\circ) \right] = i'_{2(A)} + i'_{2(B)} + i'_{2(C)},$$

gdzie I'_{2S} — jest wartością składową stałą, sprowadzoną do strony pierwotnej,

m — kolejna liczba całkowita (poczynając od 1)

ϑ — kąt fazowy początkowy

δ — przesunięcie fazy harmonicznej porządku $3m$ w stosunku do harmonicznej podstawowej.

Z tego warunku sumowania się trzech prądów przesuniętych w fazie o $1/3$ okresu wyciągamy następujące wnioski: 1) suma ta zawiera tylko składową stałą oraz harmoniczne porządku $3m$, jeżeli znajdują się one w poszczególnych prądach sumowanych; 2) suma ta nie zawiera harmonicznych nieparzystych ($3m \pm 1$); 3) fazy harmonicznych w sumie pokrywają się z fazami harmonicznych sumujących się, jeżeli te prądy stanowią układ trójfazowy symetryczny; 4) wartość liczbową sumy jest potrojeniem wartości liczbowych prądów sumujących się.

Z równania (3) wynikają ostatecznie następujące dwa warunki symetrii układu: 1) prąd i_2 nie może zawierać harmonicznych porządku $3m$; 2) prąd i'_2 nie może zawierać składowej stałej. Warunki te są niezbędne i wystarczające dla symetrii układu [1].

Jeżeli spełniony jest tylko pierwszy warunek ($d_i = I'_{2S}$), wówczas przy uzwojeniu pierwotnym połączonym w gwiazdę mamy: $i_1 = -i'_2$. Tę rodzajem układ nazywamy pozornie zrównoważonym (niby-zrównoważonym). Przy pierwotnym uzwojeniu połączonym w trójkąt składowe harmoniczne prądu d_i mogą być zawsze zrównoważone prądem pierwotnym, a zatem przy trójkątce po stronie pierwotnej mogą być układy tylko zrównoważone, jeśli drugi warunek symetrii jest spełniony, albo pozornie zrównoważone, jeżeli warunek ten nie jest spełniony.

W podsumowaniu powyższych rozważań należy podkreślić, że gdy w zwykłym trójfazowym transformatorze mocowym sprawa równowagi amperozwojów pierwotnych i wtórnych zależy od charakteru obciążenia, to w transformatorach prostownikowych równowaga amperozwojów na kolumnach jest zależna tylko od układu elektrycznego strony wtórnej.

Zarówno układy symetryczne zrównoważone, jak i pozornie zrównoważone, charakteryzują się jednakową krzywą prądów i_1 i i_{2S} przy czym przy zrównoważeniu pozornym składowa stała powoduje tylko przesunięcie pionowe charakterystyki $i_{2S} = f(t)$ w stosunku do $i_1 = f(t)$.

W układach z $d_i \neq 0$ istnieje dodatkowy strumień rozproszony we wszystkich trzech kolumnach jednakowo skierowany i zamykający się poza jarzmem przez ścianki kadzi. W przypadku obecności składowej zmiennej strumień ten wywołuje dodatkowe spadki napięcia w uzwojeniu transformatora zmniejszające wartość napięcia wyprostowanego. Dla transformatorów prostownikowych stosuje się w zasadzie tylko takie układy jednokierunkowe, które są co najmniej pozornie zrównoważone.

9. Krótki przegląd najbardziej rozpowszechnionych układów jednokierunkowych 6- i 12-fazowych.

Wśród ogólnie stosowanych jednokierunkowych układów 6-fazowych najbardziej rozpowszechnione są: a) układ złożony równoległy gwiazda/dwugwiazda z dławikiem kojarzącym (P64,

Tablica V. Zasadnicze układy uzwojeń transformatorów prostownikowych (P) 6- i 12-fazowych

Licz- ba faz	Symbol układu	Opis układu		Schemat wektorowy		Schemat ideowy	
		str. pierw- wotna	str. wtórna	str. pierw.	str. wtórna	str. pierw.	strona wtórna
6	P61	trójkąt	dwugwiazda				
	P62	gwiazda	dwugwiazda				
	P63	trójkąt	dwugwiazda z dławikiem kojarzącym				
	P64	gwiazda	dwugwiazda z dławikiem kojarzącym				
	P63a	trójkąt	dwugwiazda równoległa z dławikiem kojarzącym				
	P64a	gwiazda	dwugwiazda równoległa z dławikiem kojarzącym				
12	P65	trójkąt	widelki				
	P66	gwiazda	widelki				
	P121	trójkąt	poczwórny zygzak mały z dławikami kojarzącymi w kaskadzie				
	P122	gwiazda	"				
	P123	gwiazda i trójkąt	dwugwiazda z dławikami kojarzącymi w kaskadzie				

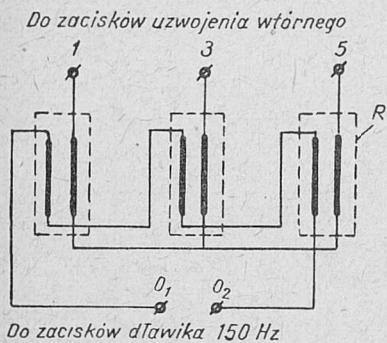
tabl. V) i b) układ prosty gwiazda/widelki (P62, tabl. V). Układ a) daje przede wszystkim lepsze wyzyskanie uzwojeń transformatora oraz zaworu, natomiast układ b) wymaga większego nakładu materiałów i jest mniej ekonomiczny dla pracy zaworów.

Stosunek ciężaru materiałów czynnych możemy w przybliżeniu wyznaczyć z zależności:

$$k_g = \left(\frac{\text{moc typowa transf. b)}}{\text{moc typowa transf. a)}} \right)^{3/4} = \left(\frac{1,42 P_s}{1,26 P_s} \right)^{3/4} \approx 1,1,$$

tzn. transformator z układem widelkowym jest o $\sim 10\%$ cięższy i droższy od transformatora z układem a). Należy jednak uwzględnić, że transformator w układzie a) ma, jako dodatkowe urządzenie, dławik kojarzący (cewka Küblera), którego moc typowa wynosi ok. 5% mocy typowej transformatora. Dławik ten umieszcza się najczęściej w osobnej kadzi olejowej, a czasami wbudowuje się go do kadzi transformatora. Łączny więc nakład materiałów przy układzie a) pozostaje jeszcze nieco mniejszy, niż przy układzie b).

Układ a) jest u nas przyjęty jako typowy, podobnie zresztą jak w ZSRR, głównie ze względu na lepsze wyzyskanie samych zaworów prostowniczych (czas pracy każdej z anod dwukrotnie dłuższy, a wartość skuteczna prądu anodowego o ok. 30% mniejsza). Wadą układu z dławikiem jest to, że przy obciążeniach, wynoszących poniżej 1% obciążenia znamionowego zespołu, występuje dość stromy wzrost napięcia, osiągający



Rys. 9. Transformator domagnesowujący
R — osobny rdzeń jednofazowy dla każdej fazy

również na działanie znacznych naprężeń elektrycznych. Znaczne napięcia dynamiczne występują w uzwojeniach podczas zapłonów zwrotnych w prostowniku, które są dla transformatora równoznaczne ze zwarciami na zaciskach wtórnych. Z drugiej strony nagle przygasanie łuku w prostownikach, zdarzające się przy nadmiernym spadku temperatury łuku lub obniżenia się próżni, wywołuje indukowanie się znacznych przepięć w uzwojeniach wtórnych. Dla zabezpieczenia uzwojeń wtórnych przed skutkami tych przepięć stosuje się izolację zwojową wzmocnioną. Mechaniczne zabezpieczenie uzwojeń przed siłami zwarciovymi osiąga się przez stosowanie napięć zwarcia o wartościach na ogół wyższych niż w transformatorach sieciowych zwykłych dla tego samego rzędu napięcia górnego (tabl. VI). Prócz tego uzwojenia są starannie uszlusowane i prasowane na rdzeniu za pośrednictwem masywnych pierścieni stalowych.

Ze względu na zwiększoną moc wtórną transformatory prostownikowe mają straty prądowe o 15 do 20% większe od strat transformatorów zwykłych tej samej mocy i napięcia tego samego rzędu.

Jednym z zasadniczych zagadnień przy projektowaniu transformatorów prostowniczych jest właściwy dobór ich mocy znamionowej w zależności od wymaganych warunków przeciążalności całego zespołu prostowniczego. Kryteria przeciążalności dla transformatorów wiążą się ściśle z zagadnieniami termicznymi: konstrukcje dla danej mocy znamionowej ciąglej opracowuje się w wytwórni tak, aby temperatura uzwojeń przy najwyższej dopuszczalnej temperaturze ośrodka chłodzącego (350°C) nie przekraczała 1050°C. Ponieważ średnia roczna temperatura dla transformatorów typu napowietrznego w naszym klimacie waha się w granicach od +5 do +100°C, dla transformatorów zaś wnętrzowych wynosi około +15 do +200°C, można bez obawy przyjąć, że przeciętna temperatura uzwojenia w ciągu roku nie będzie przekraczała 900°C, co odpowiadałoby przeciętnemu czasowi służby transformatora ok. 20 lat. Założenie takie jest usprawiedliwione tym bardziej, że średnie dobowe wyzyskanie mocy transformatorów jest niemal z reguły wyraźnie mniejsze od 1.

Każde przeciążenie transformatora, występujące podczas pracy przy obciążeniu znamionowym i przy największej temperaturze przepisowej uzwojenia (1050°C) pociąga za sobą pewien uszczerbek na czasie służby transformatora i dlatego może być tolerowane tylko jako konieczność nieunikniona. Tak samo z uszczerbkiem dla czasu służby transformatora będą wszelkie przeciążenia, występujące po poprzedzającym niedociążeniu, ale rozmiarem swoim (nadwyżką ponad moc znamionową oraz czasem trwania) wykraczające poza dozwolone granice termiczne. Tego rodzaju przeciążenia, nazywane przeciążeniami zakłócenio- wymi są dopuszczalne tylko jako zjawiska wyjątkowe i krótkotrwałe.

10. Zagadnienia konstrukcyjne w transformatorach prostowniczych.

Transformatory prostownikowe różnią się od zwykłych transformatorów energetycznych przede wszystkim konstrukcją uzwojeń. Stosunkowo prostą budowę mają uzwojenia układów 6-fazowych P63 i P64. Mają one charakter uzwojeń potrójnych, jak dla transformatorów energetycznych trójuzwojeniowych. Obie gałęzie wtórne zawierają o $\sim 80\%$ więcej miedzi aniżeli uzwojenie pierwotne.

Uzwojenia transformatorów prostowniczych są narażone podczas pracy nie tylko na poważne naprężenia mechaniczne, ale

Tablica VI. Napięcia zwarcia stosowane w transformatorach prostowniczych 6-fazowych

Moc transformatora (kVA)	Napięcie zwarcia U_z (%)
Do 500	6 do 6,5
Ponad 500 do 1600	6,5 do 7
Ponad 1600	7 do 8

również na działanie znacznych naprężeń elektrycznych. Znaczne napięcia dynamiczne występują w uzwojeniach podczas zapłonów zwrotnych w prostowniku, które są dla transformatora równoznaczne ze zwarciami na zaciskach wtórnych. Z drugiej strony nagle przygasanie łuku w prostownikach, zdarzające się przy nadmiernym spadku temperatury łuku lub obniżenia się próżni, wywołuje indukowanie się znacznych przepięć w uzwojeniach wtórnych. Dla zabezpieczenia uzwojeń wtórnych przed skutkami tych przepięć stosuje się izolację zwojową wzmocnioną. Mechaniczne zabezpieczenie uzwojeń przed siłami zwarciovymi osiąga się przez stosowanie napięć zwarcia o wartościach na ogół wyższych niż w transformatorach sieciowych zwykłych dla tego samego rzędu napięcia górnego (tabl. VI). Prócz tego uzwojenia są starannie uszlusowane i prasowane na rdzeniu za pośrednictwem masywnych pierścieni stalowych.

Ze względu na zwiększoną moc wtórną transformatory prostownikowe mają straty prądowe o 15 do 20% większe od strat transformatorów zwykłych tej samej mocy i napięcia tego samego rzędu.

Jednym z zasadniczych zagadnień przy projektowaniu transformatorów prostowniczych jest właściwy dobór ich mocy znamionowej w zależności od wymaganych warunków przeciążalności całego zespołu prostowniczego. Kryteria przeciążalności dla transformatorów wiążą się ściśle z zagadnieniami termicznymi: konstrukcje dla danej mocy znamionowej ciąglej opracowuje się w wytwórni tak, aby temperatura uzwojeń przy najwyższej dopuszczalnej temperaturze ośrodka chłodzącego (350°C) nie przekraczała 1050°C. Ponieważ średnia roczna temperatura dla transformatorów typu napowietrznego w naszym klimacie waha się w granicach od +5 do +100°C, dla transformatorów zaś wnętrzowych wynosi około +15 do +200°C, można bez obawy przyjąć, że przeciętna temperatura uzwojenia w ciągu roku nie będzie przekraczała 900°C, co odpowiadałoby przeciętnemu czasowi służby transformatora ok. 20 lat. Założenie takie jest usprawiedliwione tym bardziej, że średnie dobowe wyzyskanie mocy transformatorów jest niemal z reguły wyraźnie mniejsze od 1.

Każde przeciążenie transformatora, występujące podczas pracy przy obciążeniu znamionowym i przy największej temperaturze przepisowej uzwojenia (1050°C) pociąga za sobą pewien uszczerbek na czasie służby transformatora i dlatego może być tolerowane tylko jako konieczność nieunikniona. Tak samo z uszczerbkiem dla czasu służby transformatora będą wszelkie przeciążenia, występujące po poprzedzającym niedociążeniu, ale rozmiarem swoim (nadwyżką ponad moc znamionową oraz czasem trwania) wykraczające poza dozwolone granice termiczne. Tego rodzaju przeciążenia, nazywane przeciążeniami zakłócenio- wymi są dopuszczalne tylko jako zjawiska wyjątkowe i krótkotrwałe.

Transformator pracujący w warunkach znamionowych i przy temperaturze ośrodka chłodzącego 350°C nie może być przeciążany. Przeciążalność bez uszczerbku dla czasu służby jest zatem możliwa wówczas, gdy największa dopuszczalna temperatura nie została osiągnięta na skutek bezpośrednio poprzedzającego niedociążenia, bądź na skutek obniżonej temperatury ośrodka chłodzącego. Projekt polskich przepisów na zespoły prostownikowe z zaworami rtęciowymi przewiduje 3 klasy przeciążalności dla trakcji (tabl. VII).

Tablica VII. Klasy przeciążalności zespołów prostowniczych trakcyjnych

Przeciążalność w stosunku do mocy znamionowej zespołu	Klasa A	Klasa B	Klasa C
	Odpowiadająca moc znam. transformatorów w % mocy znam. zespołu		
	100	125	150
25 %	15 min.	—	—
50 %	2 min.	120 min.	120 min.
100 %	10 sek.	—	—
200 %	—	1 min.	5 min.

Warunki przeciążalności klasy A są dla transformatora na tyle lekkie do osiągnięcia, że nie wymagają podwyższania mocy znamionowej transformatora w stosunku do mocy zespołu prostowniczego. Można tu wyszukać naturalne rezerwy w mocy transformatora, wynikające chociażby z obniżonej średniej rocznej temperatury ośrodka chłodzącego zwłaszcza, że chodzi tu za ledwie o kilka stopni wyższej temperatury (2–30°C). Klasa A odpowiada warunkom przeciążalności, stawianym zespołom prostowniczym traktacji lekkiej (trakcja miejska).

Warunki klasy B, pokrywające się z radzieckimi dla traktacji ciężkiej (kolejowej), są już znacznie trudniejsze do spełnienia. Przeliczenia oparte na założeniu, że dopuszcza się przyrost temperatury uzwojenia o 100°C większy aniżeli dla obciążenia znamionowego (tzn. 800°C zamiast 700°C ponad temperaturę otoczenia), wykazują konieczność zwiększenia mocy znamionowej transformatora w stosunku do mocy zespołu o ~ 25%. Należy zaznaczyć, że cięższy dla transformatora jest warunek przeciążenia 2-godzinnego i tym samym spełnienie tego warunku zabezpiecza spełnienie warunku drugiego. Według projektu przepisów pomiar temperatury obowiązuje tylko przy próbie 2-godzinnego przeciążenia, która musi być przeprowadzona na końcu (po próbach przeciążeń krótkotrwałych).

Jako przykład niech posłuży obliczenie nagrzewania się uzwojeń transformatora prostownikowego według warunków klasy B (metoda Sznicera).

Dane wyjściowe: a) transformator o mocy o 25% większej od mocy ciągłej całego zespołu prostowniczego; b) przyrost temperatury uzwojenia — olej przy obciążeniu znamionowym transformatora $\tau = 220^\circ\text{C}$; c) przyrost temperatury olej — otoczenie przy obciążeniu znamionowym transformatora $\Theta = 48^\circ\text{C}$; d) stała czasu uzwojenia $T_n = 5 \text{ min}$; e) stała czasu transformatora $T_t = 4 \text{ godz.}$; f) stosunek strat prądowych do jałowych $a = 4$.

Przeciążenie zespołu o 200% w ciągu 1 min. Ponieważ moc transformatora jest o 25% większa od mocy zespołu, obciążeniu zespołu 300% odpowiadać będzie obciążenie transformatora $300 : 1,25 = 240\%$. Dla tych warunków ustalony przyrost temperatury uzwojenia wyniesie

$$\tau_{240} = \tau_{100} (0,64 k^2 + 0,36 k) = 220 (0,64 \cdot 2,4^2 + 0,36 \cdot 2,4) = 1000^\circ\text{C},$$

a oleju

$$\Theta_{240} = \Theta_{100} \left(\frac{1 + ak^2}{1 + a} \right)^{0,8} + 48^\circ \left(\frac{1 + 4 \cdot 2,4}{1 + 4} \right)^{0,8} = 169^\circ\text{C}.$$

Ustalony przyrost temperatury uzwojenia przy obciążeniu mocą znamionową zespołu (80%)

$$\tau_{80} = 220 (0,64 \cdot 0,8^2 + 0,36 \cdot 0,8) = 15,4^\circ\text{C}.$$

Ustalony przyrost temperatury oleju w tych samych warunkach:

$$\Theta_{80} = 48^\circ \left(\frac{1 + 4 \cdot 0,8^2}{1 + 4} \right)^{0,8} = 37^\circ\text{C}.$$

Przyrost temperatury uzwojenia po upływie 1 min. przy obciążeniu 240% po poprzedzającym obciążeniu transformatora mocą 80%:

$$\tau_{p1} = 100^\circ \left(1 - e^{-\frac{1}{5}} \right) + 15,4^\circ \cdot e^{-\frac{1}{5}} = 31^\circ\text{C}.$$

Odpowiedni przyrost temperatury oleju:

$$\Theta_{p1} = 169^\circ \left(1 - e^{-\frac{1}{240}} \right) + 37^\circ \cdot e^{-\frac{1}{240}} = 37,5^\circ\text{C}.$$

Przyrost temperatury uzwojenia w stosunku do ośrodka chłodzącego zewnętrznego wynosi zatem

$$\Theta_{p1} = \tau_{p1} + \Theta_{p1} = 31^\circ\text{C} + 37,5^\circ\text{C} = 68,5^\circ\text{C},$$

a więc temperatura nie przekracza 700°C.

Przeciążenie zespołu o 50% w ciągu 120 min. (2 godz.). Przyrosty temperatury ustalone dla uzwojeń i oleju wyniosą:

$$\tau_{120} = 220 (0,64 \cdot 1,2^2 + 0,36 \cdot 1,2) = 29,8^\circ\text{C},$$

$$\Theta_{120} = 48^\circ \left(\frac{1 + 4 \cdot 1,2^2}{1 + 4} \right)^{0,8} = 61^\circ\text{C}$$

Po 2 godzinach przyrost temperatury uzwojeń będzie już ustalony

$$\tau_{p2} = \tau_{120} = 29,8^\circ\text{C},$$

dla oleju zaś

$$\Theta_{p2} = 61^\circ \left(1 - e^{-\frac{1}{2}} \right) + 37,5^\circ \cdot e^{-\frac{1}{2}} = 46,9^\circ\text{C},$$

a zatem przyrost temperatury uzwojeń w stosunku do zewnętrznego czynnika chłodzącego wyniesie:

$$\Theta_{p2} = \tau_{p2} + \Theta_{p2} = 29,8^\circ + 46,9^\circ = 76,7^\circ\text{C}.$$

Warunek, aby przyrost ten nie przekraczał 800°C, jest spełniony.

Warunki przeciążalności według klasy C, wzorowane na normie szwedzkiej, są dla transformatora zdecydowanie niekonsekwentne, albowiem przeciążalność 2-godzinną jest wymagana taka sama, jak dla klasy B, natomiast przeciążalność krótkotrwała (5 min.) jest znacznie cięższa niż dla klasy B i dlatego ta właśnie musi określać moc transformatora. Wskutek tego współczynnik dobowego wyzyskania mocy transformatora byłby bardzo niski, a zespół wyraźnie droższy.

Dla obliczenia przykładowego przyjmijmy następujące dane wyjściowe: transformator o mocy o 50% większej aniżeli moc zespołu; pozostałe dane jak b), c), d), e), f) w przykładzie poprzednim.

Przeciążenie zespołu o 200% w ciągu 5 min. Ponieważ moc transformatora jest o 50% większa od mocy zespołu, więc obciążeniu zespołu 300% odpowiadać będzie obciążenie transformatora $300 : 1,5 = 200\%$. Dla takich warunków ustalony przyrost temperatury uzwojenia i oleju będzie wynosić

$$\tau_{200} = 220 (0,64 \cdot 2^2 + 0,36 \cdot 2) = 720^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{200} = 48^\circ \left(\frac{1 + 4 \cdot 2^2}{1 + 4} \right)^{0,8} = 128^\circ\text{C}.$$

Dla obciążenia $\frac{100\%}{1,5} = 66,7\%$ będzie

$$\tau_{50} = 220 (0,64 \cdot 0,67^2 + 0,36 \cdot 0,67) = 11,5^\circ\text{C},$$

$$\Theta_{50} = 48^\circ \cdot \left(\frac{1 + 4 \cdot 0,67^2}{1 + 4} \right)^{0,8} = 30^\circ\text{C}.$$

Po 5 min. obciążenia 200% będzie

$$\tau_{p1} = 72^\circ (1 - e^{-1}) + 11,5^\circ \cdot e^{-1} = 49,6^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{p1} = 128^\circ \left(1 - e^{-\frac{5}{240}} \right) + 30^\circ \cdot e^{-\frac{5}{240}} = 30^\circ\text{C},$$

a zatem $\Theta_{p1} = \tau_{p1} + \Theta_{p1} = 49,6^\circ + 30^\circ = 79,6^\circ\text{C}.$

Przeciążenie zespołu o 50% w ciągu 120 min. (2 godz.). Przeciążenie zespołu o 50% odpowiada w tym przypadku znamionowej mocy transformatora tzn. $\tau_{100} = 220^\circ\text{C}$ i $\Theta_{100} = 48^\circ\text{C}$. Po upływie 2 godz. przeciążenia otrzymamy:

$$\tau_{p2} = 22^\circ\text{C} \text{ oraz } \Theta_{p2} = 48^\circ \left(1 - e^{-\frac{1}{2}} \right) + 30^\circ \cdot e^{-\frac{1}{2}} = 37,2^\circ\text{C}.$$

Widać stąd, że transformator będzie źle wyzyskany i dlatego należałoby się jeszcze zastanowić, czy wprowadzanie klasy C jest z punktu widzenia gospodarczego i technicznego dostatecznie u nas uzasadnione.

11. Moc znamionowa i moc typowa transformatora.

Dla transformatorów prostownikowych do pracy ciągłej bez przeciążeń moc znamionową obliczamy z zależności

$$P_1 = \frac{P_s}{\eta_t \cdot \lambda},$$

gdzie P_s — moc prądu stałego (kW),

η_t — sprawność transformatora,

λ — współczynnik mocy transformatora.

Uzwojenie wtórne transformatora dla układu jednokierunkowego jest obliczone na moc $P_2 = n \cdot U_{20} I_2$, większą od mocy P_1 ze względu na zaworowy charakter pracy tego uzwojenia. Gabaryt transformatora i jego ciężar określa moc typowa transformatora prostownikowego:

$$P_t = \frac{P_1 + P_2}{2}.$$

Dla zespołów trakcyjnych, jak wynika z poprzednich rozważań, moc znamionowa transformatora musi być ze względu na warunki przeciążalności odpowiednio powiększona (tabl. VII): $P'_1 = a P_1$, gdzie a jest współczynnikiem przewymiarowania transformatora (od 1 do 1,5). P_1 wyraża wtedy moc znamionową ciągłą zespołu prostowniczego (w kVA).

Przy ustalaniu warunków technicznych dla transformatora należy pamiętać, że napięcie zwarcia ustala się zawsze w stosunku do znamionowej mocy transformatora. Jeżeli więc transformator jest przewymiarowany a -krotnie, to jego napięcie zwarcia w stosunku do mocy znamionowej zespołu będzie wynosić

$$\text{tylko } u\% = \frac{U_z\%}{a}.$$

12. Produkcja krajowa transformatorów prostownikowych.

Polski przemysł transformatorowy buduje dotychczas transformatory do zespołów prostowniczych dla trakcji kopalnianej i miejskiej o następujących danych znamionowych: prąd wyprostowany 600 A, napięcie wyprostowane 250 V (kopalnie), 500 V, 550 V, 600 V i 660 V. Moc tych transformatorów nie jest zatem duża i zawiera się w granicach od 176 do 450 kVA. Są to sty-pizowane transformatory 3/6-fazowe z układem połączeń P64 (bez transformatorów magnesujących dławiki) i dla klasy przeciężalności A.

W związku z elektryfikacją linii kolejowej Warszawa—Łódź—Stalinogród wykonywane są w kraju specjalne transformatory prostownikowe 3/12-fazowe na 3640 kVA dla napięcia wyprostowanego 3300 V. Będą one zapoczątkowaniem nowych, technicz-

nie ciekawych, a dla gospodarki narodowej ważnych wyrobów w dziedzinie, która ma u nas wszelkie dane dla szybkiego rozwoju. Należy oczekiwać, że przy zacieśnionej współpracy pomiędzy wytwórniami prostowników i transformatorów oraz przy konsekwentnym wyzyskaniu bogatych zdobyczy nowoczesnej techniki radzieckiej nasze urządzenia prostownikowe zarówno dla trakcji, jak i dla elektrochemii będą mogły otrzymywać w niedalekiej przyszłości pełnowartościowe wyposażenie pochodzenia wyłącznie krajowego.

LITERATURA

- S z l a p o s z n i k o w B. M. Ignitronnyje wypriamiteli (Moskwa, 1947)
F i g u r z y Ń s k i Z. Przekształtniki (Warszawa, 1951)
S z n i c e r L. M. Transformatory (Moskwa, 1950)

DR A. WINTER
DR J. GÄBLER
(Drezno)

Urządzenie do klasyfikacji jakości blach transformatorowych*)

Treść. Praktyka wykazała, że dla utrzymania strat w transformatorze i uchybień w przekładnikach w przepisanych granicach niezbędne jest sortowanie blach drogą badania każdego arkusza. Autorzy podają sposób szybkiej klasyfikacji blach transformatorowych.

Устройство для классификации трансформаторного листового железа. Практика указывает на необходимость сортировки листового железа путем испытания каждого листа для того, чтобы сохранить в надлежащих границах потери в силовых трансформаторах и погрешности в измерительных трансформаторах. Авторы дают способ быстрой классификации трансформаторных листов.

Device for quality classification of transformer sheets. Experience has proved it is essential, with a view to maintaining transformer losses and instrument transformer errors within the effective limits, to grade the sheets by testing every individual sheet. The authors advance a method for ready classification of transformer sheets.

Zgodnie z obowiązującymi w NRD przepisami jakości blachy, dostarczanej do budowy transformatorów i przekładników, winna być badana w ten sposób, że z każdej partii w ilości

zuje, że mimo tych prób przy produkcji transformatorów i przekładników występują często zbyt wielkie straty, albo też nie mogą być utrzymane w przekładnikach dopuszczalne granice uchybień, co pociąga za sobą kosztowne prace związane z wymianą rdzeni. Dokładniejsze zbadanie pewnej partii blach przez wykonanie większej liczby pomiarów wykryło rzeczywistość znaczne odchylenia od pierwotnie określonej wartości gwarantowanej. Jednak i ten sposób nie daje możliwości pełnej oceny jakości całej partii blachy, nie mówiąc już o tym, że pobierane próbki, składające się z odcinków o wymiarach 500 mm × 30 mm, nie nadają się do użycia w produkcji. Ponieważ więc tego rodzaju próby nie spełniały wymagań produkcji, wysunięto zadanie opracowania urządzenia, umożliwiającego badanie w prosty sposób jakości każdego arkusza blachy przed jego zastosowaniem w produkcji. Zgodnie z powyższym założeniem opracowano i wykonano w Państwowej Fabryce Transformatorów i Aparatów Rentgena w Dreźnie urządzenie do klasyfikacji blach transformatorowych.

Badany arkusz blachy kładzie się na stole probierczym, a tym samym na dwóch jarzmach kontrolnych, wpuszczonych w stół (rys. 1). Każde jarzmo kontrolne składa się z blach wyciętych w kształcie litery U o grubości warstwy 200 mm; każde z nich ma dwa uzwojenia, jedno do magnesowania, drugie do pomiarów, przy czym te ostatnie są połączone w szereg, aby otrzymać średni wynik pomiaru dla całego arkusza. Blacha stanowi w ten sposób zworę dla obydwu jarzm.

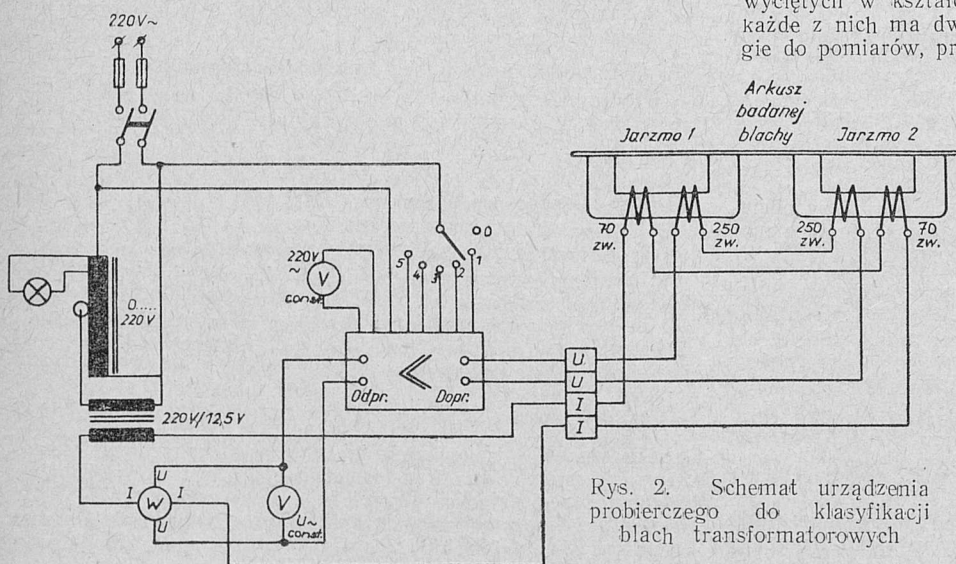
Uzwojenia magnesujące są, jak wynika ze schematu na rys. 2, wzbudzone za pośrednictwem transformatora regulacyjnego w ten sposób, że w części blachy, znajdującej się między jarzmami, indukcja wynosi 10 000 Gs. Do nastawiania odpowiedniego wzbudzenia służy woltomierz.

Ponieważ jednak napięcie indukowane w uzwojeniach pomiarowych jest o wiele za niskie do zasilania watomierza, wzmacnia się je uprzednio za pomocą specjalnego wzmacniacza. Dwustopniowy wzmacniacz jest zbudowany w taki sposób, że starzenie się lamp nie ma wpływu na prawidłowy przebieg wzmacniania.

Wzmocnione napięcie i prąd magnesujący doprowadza się do watomierza. Ponieważ poszczególne arkusze blachy przy indukcji 10 000 Gs wykazują różnice w stratach jedynie w granicach 1,0 — 1,5 W/kg, watomierz zaopatrzony jest w urządzenie lusterkowe, sześciokrotnie powiększające wychylenie przyrządu. Watomierz jest tak wycechowany, że wskazuje bezpośrednio straty w watach na 1 kg. Uzyskano to przez zbadanie dużej liczby arkuszy blachy na opisywanym urządzeniu, zebra-



Rys. 1. Stół probierczy — rama dociskowa podniesiona



Rys. 2. Schemat urządzenia probierczego do klasyfikacji blach transformatorowych

2,5-t. blachy pobiera się próbki o łącznym ciężarze 10 kg i określa się straty w nich metodą Epsteina. Praktyka jednak wyka-

*) Artykuł otrzymany w trybie wymiany między Kammer der Technik (NRD) a Naczelną Organizacją Techniczną wiadomości o osiągnięciach postępu technicznego jako znak pogłębiania przyjaźni między NRD a Polską.

nie blach o jednakowych stratach i określenie tych strat ponownie metodą Epsteina. W ten sposób ustalono zależność pomiędzy wskazaniami watomierza i wynikami badań metodą Epsteina.

Wyczerpujące próby wykazały, że grubość blachy, jeżeli tylko mieści się w granicach tolerancji dopuszczalnych dla danego wymiaru, może nie być uwzględniana przy określaniu indukcji. W związku z tym — w przeciwieństwie do innych podobnych urządzeń pomiarowych — zaoszczędza się też ważenia poszczególnych arkuszy blachy dla określenia jej grubości. Doświadczalne cechowanie ma jeszcze tę zaletę, że uwzględnia również wszystkie dodatkowe straty, a w szczególności jarzm kontrolnych.

Pierwszy próbny model urządzenia stosowany jest już od przeszło roku przy produkcji transformatorów i przekładników z dobrymi wynikami. Na rys. 3, przedstawiającym ogólny widok urządzenia, widać z prawej strony stół probierczy. Dla uzyskania dobrego dolegania blachy do jarzm probierczych i uniknięcia błędów pomiarowych zastosowano ramę dociskową z zamkiem sprężynowym. Przeciwcieżarki ułatwiają podnoszenie ramy. Obok ramy umieszczona jest tablica rozdzielcza z wyłącznikami przyciskowymi do regulacji i obsługi urządzenia. Po włączeniu aparatu nastawia się przy pomocy jednej gałki przez transformator napięcia zasilające wzmacniacz na 220 V. Urządzenie pobiera ok. 100 VA. Przy pomocy drugiej gałki nastawia się indukcję na 10 000 Gs, co odpowiada oznaczonemu kreską

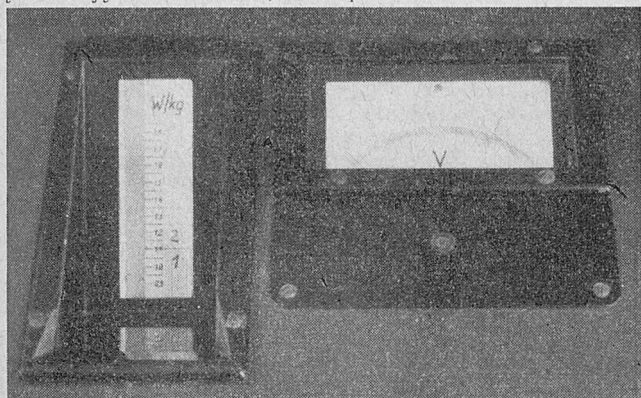


Rys. 3. Widok ogólny urządzenia do klasyfikacji blach

Powtórna kontrola dokładności pomiarów wykazała w stosunku do porównawczych badań metodą Epsteina średnie procentowe odchylenia mniejsze niż 5%. Przy 50 próbach wykonanych metodą Epsteina z wyrobami najrozmaitszych firm było 27 wyników, które wykazały jedynie odchylenia mniejsze od 3%. Wydajność urządzenia do klasyfikacji jakości blach transformatorowych przy pracy trzymianowej i przy obsłudze przez trzech niewykwalifikowanych pracowników wynosi ok. 13 t dziennie. W rzeczywistości klasyfikuje się jednak ok. 20 t blachy dziennie tzn., że badanie jednego arkusza blachy wymaga ok. 10 s.

Zastosowanie tego urządzenia w walcowniach doprowadziło również do bardzo pomyślnych wyników, ponieważ pierwsze arkusze partii mogły być natychmiast zbadane i odpowiednio do tego mógł być nastawiony dalszy przebieg walcowania.

Dokładniejsze badania poszczególnych dostaw blach transformatorowych potwierdziły całkowicie, że próby wykonywane metodą Epsteina dają bardzo niedoskonałą ocenę jakości dostawy. Ustalono na przykład, że przy pewnej dostawie, która według prób Epsteina miała stratność gwarantowaną określoną na 1,3 W/kg, znajdowało się ok. 14% arkuszy jakości grupy drugiej (tzn. mniej niż 1,2 W/kg). Trafiały się poszczególne arkusze o stratności nawet 1,75 W/kg. Oczywiście, warunki techniczne dla transformatorów i przekładników nie mogą być dotrzymane, jeśli w którymś z nich przypadkowo znajdzie się stosunkowo wiele blach o stratności przekraczającej dopuszczalne granice.



Rys. 4. Układ skal przyrządów pomiarowych

na rys. 4 położeniu wskazówki woltomierza. Watomierz umieszczony z lewej strony woltomierza podaje wtedy bezpośrednio straty badanego arkusza blachy.

W fabryce transformatorów i aparatów rentgenowskich w Dreźnie uznano za celowy podział blach pod względem jakości na cztery grupy odpowiednio do ich przeznaczenia. W tym

MGR INŻ. ZDZISŁAW MROCZKOWSKI

Samorozruch silników potrzeb własnych w elektrowniach parowych

621.311.22:621.395.34

Treść. Zakres zastosowania automatyki. Określenie czasu przerwy w zasilaniu. Charakterystyki wybiegu. Określenie prądu samorozruchu. Określenie spadku napięcia przy samorozruchu. Obliczenie nagrzania silników przy samorozruchu. Uwzględnienie samorozruchu przy projektowaniu zabezpieczeń sieci potrzeb własnych.

Самопуск двигателя для собственных нужд в паровых электрических станциях. Пределы применения автоматик. Определение времени перерыва в питании. Характеристика выбега. Определение тока при самопуске. Определение падения напряжения при самопуске. Расчет нагрева двигателей при самопуске. Учет самопуска при проектировании защитных устройств в сетях собственных нужд.

Automatic starting of motors required for the own use of steam-electric power plants. Scope for automatics in steam-electric plants. Determining the duration of intervals in the supply. Characteristics of slowing down. Determining the current required for automatic starting. Determining the voltage loss in automatic starting. Computing the rate of heating during automatic starting. Allowance, in designing protective devices for network intended to serve the power station's own requirements, for automatic starting devices.

1. Wstęp.

Dla uzyskania jak największej pewności ruchu elektrowni parowych stosuje się u nas obecnie — za przykładem Związku Radzieckiego — we wszystkich nowobudowanych elektrowniach parowych urządzenia do samoczynnego załączania rezerwowego źródła zasilania napędów potrzeb własnych (SZR).

Rozpoczęto również szeroko zakrojoną akcję modernizacji zakładów będących w ruchu, polegającą głównie na dostosowa-

niu potrzeb własnych do nowoczesnych wymagań. Zastosowanie urządzenia ZSR stawia projektanta przed nowymi zagadnieniami, związanymi ze stanami nieustalonymi, występującymi przy samorozruchu zespołów potrzeb własnych pod obciążeniem.

Rozruchem nazywamy uruchomienie maszyny ze stanu spoczynku. Dokonywamy go przeważnie z maszyną nieobciążoną, a więc np. w przypadku młynów bijakowych bez węgla, w przypadku pomp z zamkniętą zasuwą po stronie tłocznej. Tylko

niektóre maszyny muszą być uruchamiane pod pełnym obciążeniem, np. młyny kulowe, które bez węgla pobierają praktycznie taką samą moc jak z węglem.

Natomiast samorozruchem nazywamy szereg zjawisk, występujących po wyłączeniu zasilania zespołu obciążonego i przy włączeniu rezerwowego źródła zasilania po czasie dostatecznie krótkim, aby zespół nie zdążył zatrzymać się. Samorozruch kończy się po osiągnięciu przez zespół pierwotnych — normalnych — warunków ruchu.

W odróżnieniu od samorozruchu samoczynnym ponownym rozruchem (SPR) nazywamy rozruch zespołu pod pełnym obciążeniem po całkowitym zatrzymaniu, lecz przed ostygnięciem silnika.

Przy projektowaniu potrzeb własnych, nowoczesnej elektrowni musimy decydować, które z napędów należy przystosować do samorozruchu wzgl. do samoczynnego ponownego rozruchu, jak dobrać silniki z tego punktu widzenia, wreszcie jak dobrać zabezpieczenia silników i całej sieci potrzeb własnych, aby one reagowały całkiem pewnie na zwarcia i przeciążenia, a nie powodowały wyłączeń podczas normalnie przebiegającego samorozruchu czy samoczynnego ponownego rozruchu.

Samoczynny ponowny rozruch jest stosowany czasami dla mechanizmów, dla których przerwa w ruchu rzędu 20 do 30 s nie ma ujemnego wpływu na bieg pracy elektrowni. W przypadku zaniku lub długotrwałego zapadu napięcia silnik zostaje wyłączony przez przełącznik podnapięciowy po czasie rzędu 0,5 s, a następnie włączony ponownie po czasie 20 do 30 s. Zastosowanie SPR ma na celu zarówno zmniejszenie uderzenia prądu przy samorozruchu, jak i przeprowadzenie rozruchu mniej ważnych silników w chwili, gdy minął okres spadku napięcia, spowodowanego samorozruchem silników ważnych.

Bezwzględna wartość oraz czasowy przebieg uderzenia prądowego, wywołanego samorozruchem, zależą: a) od czasu przerwy w zasilaniu; b) od stanu ruchowego zespołu po upływie przerwy w zasilaniu (liczba obrotów, moment obrotowy); c) od prądu pobranego przez silnik w chwili włączenia rezerwowego źródła zasilania i od jego przebiegu czasowego; d) od czasu, po którym zespół osiągnie normalne — pierwotne — warunki ruchu.

Czynniki powyższe zależą od różnych warunków a przede wszystkim od właściwości silnika i napędzanej maszyny. Na podstawie tych danych należy sprawdzić, czy zwiększony prąd samorozruchu, a zwłaszcza ponownego samoczynnego rozruchu, nie spowoduje niebezpiecznego dla izolacji silnika wzrostu temperatury uzwojeń. Kierując się tym oraz dopuszczalnym spadkiem napięcia przy samorozruchu należy odpowiednio dobrać te czynniki przy projektowaniu nowych i modernizacji istniejących elektrowni.

2. Zakres zastosowania automatyki.

Samoczynne złączanie rezerwy. Zadaniem urządzenia SZR jest utrzymanie w ruchu elektrowni w przypadku zaniku lub długotrwałego zapadu napięcia całej sieci potrzeb własnych lub jej części. Do samorozruchu winny być zatem przystosowane wszystkie napędy konieczne do utrzymania w ruchu głównych jednostek oraz te napędy, które przy dłuższym postoju podczas ruchu innych elementów mogą ulec uszkodzeniu, a mianowicie:

dla turbozespołów — pompy wody chłodzącej, pompy skroplinowe, wentylatory do chłodzenia prądnicy (jeżeli mają osobny napęd);

dla kotłów pyłowych — pompy zasilające, wentylatory powietrza wtórnego i spalin, obrotowe podgrzewacze powietrza typu Ljungstroema;

poza tym dla kotłów z młynami własnymi bez pośrednich zasobników pyłu — wagi węglowe, podajniki węgla, młyny, a dla kotłów opalanych pyłem przygotowanym w centralnej młynowni lub w młynach własnych przy istnieniu pośrednich zasobników pyłu — wentylatory powietrza pierwotnego, podajniki pyłu.

Przy kotłach rusztowych można obejść się bez samorozruchu ze względu na dużą bezwładność cieplną komory paleniskowej oraz często stosowany wysoki komin, który daje ciąg wystarczający dla niewielkiego obciążenia. Przy kotłach rusztowych wystarcza zazwyczaj sygnał powrotu napięcia i ręczne włączenie napędów pomocniczych.

Pompy zasilające, zespoły pomp, turbozespoły i wentylatory do chłodzenia prądnicy są wyposażone czasem w podwójne napędy parowo-elektryczne, współpracujące w ten sposób, że napęd parowy włącza się samoczynnie po wyłączeniu silnika elektrycznego. W takich przypadkach samorozruch silników elektrycznych podwójnych napędów jest zbędny.

Nie należy przystosowywać do samorozruchu następujących napędów potrzeb własnych: a) wszystkich napędów obiegu młynowego przy istnieniu zasobników pyłu, zarówno przy centralnych młynowniach, jak i przy młynach indywidualnych; b) napędów urządzeń nawęglających; c) napędów urządzeń do odpowietrzania i odzulfiania kotłów; d) napędów urządzeń do przygotowania wody dodatkowej dla obiegu chłodzącego i zasilającego; e) napędów urządzeń dźwigowych; f) napędów warsztatowych, gospodarki olejowej itp.

W przypadkach wątpliwych należy zbadać, czy zatrzymanie silnika na kilka minut może spowodować unieruchomienie kotła lub turbozespołu, wzgl. uszkodzenie maszyny napędzanej. W zależności od tego, czy silnik ma być przystosowany do samorozruchu, czy też nie, dobiera się czas opóźnienia działania zabezpieczenia podnapięciowego. Dla silników nie przystosowanych do samorozruchu stosuje się czasy krótkie, około 0,5 s, a dla silników przeznaczonych do samorozruchu czasy znacznie dłuższe, rzędu 3 do 6 s.

Urządzenia samoczynnego ponownego rozruchu. Możliwości zastosowania urządzeń SPR są w sieciach potrzeb własnych ograniczone. Urządzenia te mogłyby być wprawdzie zastosowane dla niektórych silników, które są wymienione w poprzednim punkcie, a których zatrzymanie na okres 20 do 30 s nie jest szkodliwe, jak np. podgrzewacze powietrza Ljungstroema, pompy skroplinowe, wagi węglowe itp. Są to przeważnie silniki niewielkiej mocy, których wpływ na sumaryczny prąd samorozruchu jest nieznaczny, a stosowanie dodatkowych przełączników urządzeń SPR nie byłoby ekonomicznie uzasadnione. Toteż w praktyce samoczynny ponowny rozruch stosuje się w sieciach potrzeb własnych niekiedy dla pewnych grup silników niskonapięciowych, jeżeli spadek napięcia przy równoczesnym samorozruchu wszystkich silników jest zbyt duży. Układ taki nazywa się również samorozruchem kaskadowym.

Należy podkreślić, że samoczynny ponowny rozruch jest bardziej niebezpieczny dla silnika niż samorozruch, ponieważ może tu wystąpić znaczne przegrzanie uzwojeń, jeżeli nie dobierze się od razu silnika o znacznie większej mocy niż potrzeba do napędu danej maszyny.

3. Określenie czasu przerwy w zasilaniu.

Im dłuższa jest przerwa w zasilaniu, tym więcej zmniejszy się prędkość silników i tym większe będzie uderzenie prądu w chwili załączenia rezerwowego źródła zasilania. Da to większy spadek napięcia w sieci zasilającej, co powoduje znowu, że silnik w momencie załączenia rozwine mniejszy moment obrotowy. Stąd wynika, że ze względu na samorozruch korzystna byłaby jak najkrótsza przerwa w zasilaniu. Dolna granica czasu przerwy w zasilaniu jest podyktowana napięciem, występującym na zaciskach silników jeszcze po ich odłączeniu od sieci. Napięcie to jest wywołane polem magnetycznym wirników, które nie zanika natychmiast po odłączeniu silnika od sieci. Maleje ono szybko, a wektor jego przesuwają się względem wektora napięcia odłączonej sieci w miarę zmniejszania się prędkości obrotowej silnika. Badania wykazały, że po kilkunastu okresach od chwili wyłączenia napięcie na zaciskach wyłączonego silnika jest w opozycji względem napięcia sieci, a jego bezwzględna wartość jest jeszcze dość wysoka, żeby wywołać bardzo znaczne uderzenie prądu przy załączeniu rezerwowego źródła zasilania. Moment ten jest więc szczególnie niebezpieczny i dlatego należy unikać czasów 0,25 do 0,30 s. Osiągnięcie czasów krótszych jest niemożliwe ze względów natury łączeniowej. Wszak czas przerwy w zasilaniu nie może być krótszy od czasu potrzebnego na dejonizację przerwy między stykami wyłącznika. Czas ten wynosi zwykle przy aparaturze i napięciach stosowanych w potrzebach własnych 0,15 do 0,25 s i jest zbliżony do czasu własnego wyłączników. Z tego powodu czas przerwy w zasilaniu należy wybierać dłuższy niż 0,3 s. Napięcie na zaciskach silnika odłączonego od sieci maleje stosunkowo szybko, wobec czego następny moment opozycji względem napięcia sieci, występujący po 30 do 40 okresach, nie jest już niebezpieczny.

Z powyższych względów ministerstwo elektrowni ZSRR nie zaleca stosowania czasów przerwy w zasilaniu krótszych od 0,5 s. Źródła amerykańskie podają jako najkorzystniejszy czas przerwy w zasilaniu 5/6 s przy 60 c/s, co odpowiada około 0,7 s przy 50 c/s.

Górna granica czasu przerwy w zasilaniu podyktowana jest trzema warunkami.

1) Prąd samorozruchu, rosnący wraz z przedłużaniem przerwy w zasilaniu nie może osiągnąć takich wartości, aby wywołany nim spadek napięcia obniżył moment obrotowy sil-

ników poniżej momentu oporu napędzanej maszyny. Należy podkreślić, że moment obrotowy silnika wzrasta wraz ze spadkiem prędkości tylko do pewnej granicy, później zaś gwałtownie spada.

2) Prąd samorozruchu nie może osiągnąć wartości, które mogłyby wywołać nadmierne nagrzanie uzwojeń silnika, tym bardziej, że im dłuższa jest przerwa w zasilaniu, tym dłużej trwa rozbieg zespołu.

3) Przerwa w ruchu nie może być tak długa, że nastąpi zaburzenie w ruchu, np. urwanie płomienia w kotle pyłowym.

Ministerstwo elektrowni ZSRR nie zaleca stosowania czasów przerwy w zasilaniu dłuższych niż 1,5 s. Źródła niemieckie podają wprawdzie czasy dłuższe (2 do 3 s), stosowanie jednak tak długich czasów wydaje się niecelowe ze względu na możliwość wyłączenia przez zabezpieczenie silników przelączonych na rezerwowe źródła zasilania, co zmniejsza skuteczność działania urządzenia SZR i pewność ruchu całej elektrowni.

4. Charakterystyki wybiegu zespołów maszyn.

Aby określić stan ruchowy zespołu (prędkość obrotową, moment obrotowy) po upływie przerwy w zasilaniu należy skonstruować jego charakterystykę wybiegu. Wybiegiem nazywamy zmiany stanów ruchowych maszyn, występujące po zaniknięciu momentu obrotowego napędzającego maszynę. W czasie wybiegu spada prędkość obrotowa zespołu, a moment oporu pozostaje stały lub maleje według określonego prawa. Czas wybiegu zależy od energii kinetycznej nagromadzonej w częściach wirujących maszyn oraz od zmienności momentu oporu maszyny napędzanej (zużywającej tę energię kinetyczną) w zależności od spadku prędkości obrotowej.

Rozpatrując wybieg całej grupy silników, przylączonych do jednej sekcji rozdzielni potrzeb własnych, należy uwzględnić wzajemny wpływ poszczególnych silników w okresie wybiegu. Przełączenie źródła zasilania tej sekcji z normalnego na rezerwowe odbywa się przez operowanie wyłącznikami na liniach, zasilających szyny zbiorcze rozdzielni. Wyłączniki łączące poszczególne silniki z szynami zbiorczymi rozdzielni pozostają przez cały czas załączone, a zatem poszczególne silniki sprzęgnięte są między sobą elektrycznie. Po wyłączeniu napięcia zasilania pole magnetyczne wirników silników nie zanika natychmiast, a wirniki silników obracają się dalej pod wpływem energii kinetycznej nagromadzonej w masach wirujących. W uzwojeniu stojanów silników indukuje się napięcie, które maleje i zanika po czasie ok. 1,5 s. Pod wpływem tego napięcia powstają prądy wyrównawcze pomiędzy poszczególnymi silnikami.

Silniki, napędzające maszyny o dużym momencie bezwładności, zaczynają w momencie wyłączenia źródła zasilania pracować jako generatory asynchroniczne i zasilają pozostałe silniki, napędzające maszyny o małym momencie bezwładności. Zjawisko to powoduje, że silniki napędzające maszyny o dużym momencie bezwładności zwalniają nieco szybciej niż wynikałoby to z teoretycznych obliczeń, wykonanych specjalnie dla danej maszyny, ponieważ energia kinetyczna mas wirujących zużywana jest nie tylko do wykonywania pracy przez maszynę napędzaną, ale jeszcze dodatkowo do napędzania maszyn o małym momencie bezwładności, że zaś maszyny zwalniają wskutek tego znacznie wolniej niż wynikałoby z teoretycznych obliczeń, wykonanych specjalnie dla tych maszyn.

Jeżeli czas przerwy w zasilaniu nie przekracza 1,5 s, to procentowe spadki prędkości obrotowej poszczególnych silników różnią się bardzo nieznacznie. Różnice te są tym mniejsze, im krótszy jest czas przerwy w zasilaniu, tzn. im wyższa jest średnia wartość napięcia pozostałościowego w czasie wybiegu.

Przy samorozruchu całej grupy silników wystarcza zatem wyznaczenie charakterystyki wybiegu maszyn o największej mechanicznej stałej czasowej. Rozpatrywanie wybiegu poszczególnych silników z osobna jest konieczne w tych przypadkach, kiedy przewidziane byłoby wyłączenie wyłącznika danego silnika, względnie przy samorozruchu kaskadowym przy czasach przerwy w zasilaniu przekraczających znacznie 1,5 s.

Z napędów potrzeb własnych następujące maszyny, wchodzące w rachubę dla samorozruchu, wykazują stały moment oporu, niezależnie od prędkości obrotowej: a) wszystkie młyny, działające na zasadzie rozcierania węgla bez dociskania elementów trących przy pomocy siły odśrodkowej; b) wszystkie podajniki węgla, niezależnie od konstrukcji; c) obrotowe podgrzewacze powietrza; d) napędy rusztów.

Pozostałe napędy możemy pod względem zmienności momentu oporu podzielić na następujące grupy: wentylatory, młyny bijakowe i pompy odśrodkowe.

M o m e n t o p o r u

W e n t y l a t o r y. Zależność momentu oporu od prędkości obrotowej wyraża się wzorem:

$$(1) \quad M_o = M_r + [M_n - M_r] \cdot \left(\frac{n}{n_n}\right)^2,$$

gdzie M_o — moment oporu, odpowiadający prędkości obrotowej n ,

M_n — znamionowy moment oporu, odpowiadający znamionowej prędkości obrotowej n_n ,

M_r — moment oporu rozruchowy, występujący przy ruszaniu ze stanu spoczynku.

Dla wentylatorów kotłowych można przyjąć z dostateczną dokładnością $M_r = 0,15 M_n$; wtedy równanie (1) przybiera postać:

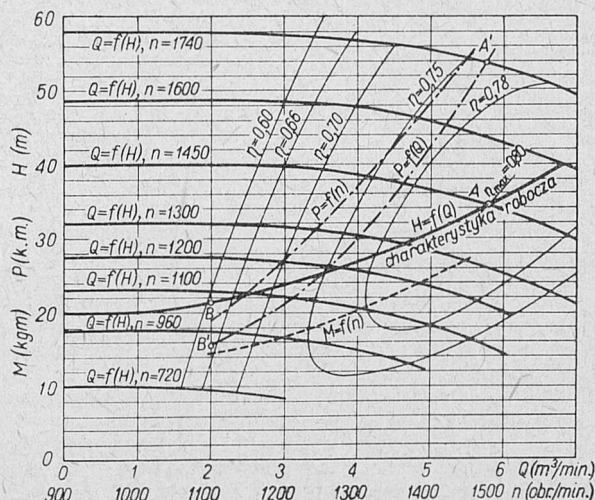
$$(2) \quad M_o = M_n \left[0,15 + 0,85 \left(\frac{n}{n_n}\right)^2 \right].$$

Znając pobór mocy na wale wentylatora P (w kilowatach) można obliczyć M_n ze wzoru:

$$(3) \quad M_n = \frac{975 \cdot P}{n_n}.$$

P o m p y. Zachowanie się pomp odśrodkowych przy zmiennych warunkach ruchu określa charakterystyka $Q - H$ dla różnych obrotów, podająca również krzywe sprawności.

Ciśnienie robocze H pompy składa się z ciśnienia statystycznego H_{st} (wysokość geodezyjna i przeciwcisnienie) oraz z ciś-



Rys. 1. Budowa krzywej zależności momentu oporu pompy od jej prędkości obrotowej

nienia dynamicznego (opory w rurociągach). Ciśnienie statyczne jest niezależne od prędkości obrotowej i wydajności pompy, natomiast ciśnienie dynamiczne zmienia się proporcjonalnie do kwadratu wydajności pompy:

$$(4) \quad H = H_{st} + A \cdot Q^2,$$

gdzie H — całkowita manometryczna wysokość podnoszenia, H_{st} — ciśnienie statyczne, A — wielkość stała, Q — wydajność pompy.

Równanie (4) podaje zależność między całkowitą manometryczną wysokością podnoszenia a wydajnością pompy przy zmiennej prędkości obrotowej. Krzywa wykreślona według tego równania, nazywana charakterystyką roboczą pompy, jest parabolą przechodzącą przez punkt pracy znamionowej i punkt $Q = 0, H = H_{st}$. Krzywa ta będzie tym więcej zbliżona do prostej poziomej, im większy procent całkowitej manometrycznej wysokości podnoszenia stanowi ciśnienie statyczne, natomiast dla $H_{st} = 0$ będzie ona parabolą, przechodzącą przez początek układu. Wartość stałej A znajdujemy ze wzoru (4), wstawiając doń wartości H_n i Q_n dla punktu znamionowego:

$$H_n = H_{st} + A \cdot Q_n^2, \quad \text{skąd} \quad A = \frac{H_n - H_{st}}{Q_n^2}.$$

Wstawiając wartość A do wzoru (4), otrzymujemy równanie roboczej charakterystyki pompy:

$$(5) \quad H = H_{st} + (H_n - H_{st}) \cdot \left(\frac{Q}{Q_n}\right)^2.$$

Jej wykres $H = f(Q)$ jest podany na rys. 1.

Na rys. 1 podano jeszcze zależność $P = f(Q)$ otrzymaną według wzoru:

$$(6) \quad P = \frac{Q \cdot H \cdot 1000}{60 \cdot 75 \cdot \eta},$$

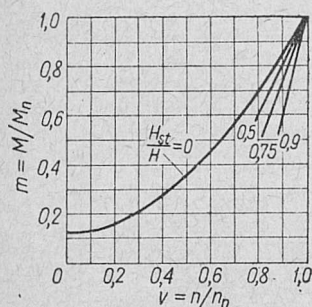
gdzie P — moc (k. m.), Q — wydajność (m^3/min), H — wysokość podnoszenia (m), oraz sprawność η dla poszczególnych punktów charakterystyki. Na przykład dla punktu znamionowego A charakterystyki roboczej mamy: $Q = 5,7 \text{ m}^3/\text{min}$, $H = 34,2 \text{ m}$ sł. w., $\eta = 0,8$. Wstawiając te wartości do wzoru (6) otrzymujemy wartość liczbową punktu A' krzywej $P=f(Q)$, odpowiadającego punktowi A charakterystyki roboczej:

$$P = \frac{5,7 \cdot 34,2 \cdot 1000}{60 \cdot 75 \cdot 0,8} \approx 54 \text{ k.m.}$$

Analogicznie dla dowolnego punktu B mamy: $Q = 2 \text{ m}^3/\text{min}$, $H = 20,8 \text{ m}$ sł. w., $\eta = 0,6$ i otrzymujemy:

$$P = \frac{2 \cdot 20,8 \cdot 1000}{60 \cdot 75 \cdot 0,6} \approx 15,4 \text{ k.m.}$$

Zbudowana w powyższy sposób krzywa $P = f(Q)$ jest parabolą wyższego rzędu niż charakterystyka robocza. Na podstawie tak uzupełnionego wykresu można zbudować krzywą zależności pobieranej przez silnik mocy od prędkości obrotowej $P = f(n)$, biorąc pod uwagę punkty przecięcia charakterystyki roboczej z krzywami $Q-H$ dla poszczególnych prędkości. Na osi odciętych odkładamy w odpowiedniej podziale prędkości obrotowe, odpowiadające punktom przecięcia charakterystyki roboczej z krzywami $Q-H$ przy stałej prędkości. Tak zbudowaną krzywą $P = f(n)$ przełączamy obecnie na krzywą $M = f(n)$, posługując się wzorem (3).



Rys. 2. Zależność względnego momentu oporu od względnej prędkości obrotowej dla pomp o różnym stosunku H_{st} i H

Krzywa $M = f(n)$ przedstawia zmienność momentu oporu pompy w czasie wybiegu silnika. W początkowym jej przebiegu, licząc od znamionowej prędkości obrotowej w dół, krzywa ta jest bardzo zbliżona do prostej. Kąt jej nachylenia do osi odciętych jest tym większy, im większy jest procentowy udział ciśnienia statycznego w całkowitej manometrycznej wysokości podnoszenia pompy. Z tego wynika, że dla pomp zasilających, dla których udział ciśnienia statycznego jest duży, spadek prędkości obrotowej o pewien procent spowoduje znacznie większy procentowy spadek momentu obrotowego niż dla pomp wody chłodzącej, dla których udział ciśnienia statycznego jest znacznie mniejszy. Wykres na rys. 2 podaje zależność momentu obrotowego, wyrażonego w jednostkach względnych od prędkości obrotowej, wyrażonej również w jednostkach względnych.

Młyny bijakowe wykazują przy biegu jałowym charakterystykę wentylatorową. Moc zużywana przez młyn przy tym biegu stanowi około 25% ogólnego poboru mocy przy obciążeniu znamionowym. Resztę, tj. około 75% mocy, zużywa się na pracę mielenia węgla, polegającą na rozbijaniu cząstek, wnoszonych prądem powietrza. Pobór mocy na wale młynowym wynosi:

$$(7) \quad P = \frac{Q \cdot v^2}{367 \cdot 2 \cdot g \cdot \eta_m} \quad (\text{kW}),$$

gdzie Q — wydajność młyna (t/h),
 v — prędkość obwodowa bijaków (m/s),
 g — przyspieszenie ziemskie (m/s^2),
 η_m — sprawność młyna.

Zależność mocy pobieranej przez młyn od jego prędkości obrotowej po wyłączeniu silnika przedstawia wzór uproszczony (8)

$$P = c \cdot Q \cdot n^2,$$

gdzie c jest wartością stałą. Pobór mocy jest proporcjonalny do kwadratu prędkości obrotowej i do wydajności młyna tj. ilości węgla dostarczanego przez podajnik. Ilość ta w okresie wybiegu zależy od sposobu napędu podajników i od ich zachowania się w chwili przełączenia potrzeb własnych na rezerwowe źródło zasilania. Nawet przy natychmiastowym zatrzymaniu podajnika proces mielenia węgla nie ustaje niezwłocznie, gdyż młyn dalej miele węgiel znajdujący się w jego wnętrzu oraz grubsze cząstki pyłu, powracające do młyna z przesiewnika.

Do obliczenia samorozruchu przyjmujemy przypadek najmniej korzystniejszy dla warunków samorozruchu, a równocześnie najkorzystniejszy dla procesu spalania: przypadek, kiedy podajnik biegnie w chwili zadziałania urządzenia SZR bez przerwy ze stałą prędkością obrotową. Zachodzi to w praktyce wówczas, kiedy silniki podajników są zasilane z sieci prądu stałego, współpracującej z baterią akumulatorów. Przy tym założeniu wzór (8) przybiera postać:

$$(9) \quad P = c_1 \cdot n^2,$$

gdzie c_1 jest wartością stałą. Dla określenia zależności momentu oporu od prędkości obrotowej korzystamy z równania analogicznego do (3):

$$M = \frac{P \cdot 975}{n} = \frac{c_2 \cdot P}{n},$$

gdzie M w kg, P w kW. Stąd na podstawie (9)

$$M = c_3 \cdot n.$$

Pełny wzór na moment oporu młyna bijakowego przyberze zatem postać:

$$(10) \quad M_o = M_r + [M_n - M_r] \cdot \frac{n}{n_n},$$

gdzie (jak w przypadku wentylatorów) oznaczają:

M_o — moment oporu przy prędkości obrotowej n ;

M_n — znamionowy moment oporu, tzn. przy znamionowej prędkości obrotowej n_n ;

M_r — rozruchowy moment oporu występujący przy ruszaniu ze stanu spoczynku.

Konstrukcja charakterystyki wybiegu

Zasadnicze równanie wybiegu ma postać:

$$(11) \quad M_o = I \cdot \frac{d\omega}{dt},$$

gdzie M_o — moment oporu zmienny w zależności od prędkości obrotowej w sposób rozpatrzony wyżej, I — moment bezwładności części wirujących maszyny, ω — prędkość kątowa, t — czas. Wstawiając $I = \frac{GD^2}{4g}$ oraz $\omega = n \cdot \frac{2\pi}{60}$, otrzymujemy

$$M_o = \frac{GD^2 \cdot \pi \cdot 2}{4g \cdot 60} \cdot \frac{dn}{dt}, \quad \text{skąd}$$

$$(12) \quad t = \frac{GD^2}{375} \cdot \int_{n_1}^{n_2} \frac{dn}{M_o}.$$

Wzorem tym posługujemy się przy obliczaniu prędkości obrotowej maszyny po założonym czasie t .

Wentylatory. Na podstawie równań (2) i (12) otrzymujemy:

$$(13) \quad t = \frac{GD^2}{375} \cdot \int_{n_1}^{n_2} \frac{dn}{0,15 M_n + 0,85 M_n \left(\frac{n}{n_n}\right)^2}.$$

W celu uogólnienia wzoru wprowadzamy pojęcie tzw. względnej prędkości obrotowej: $v = \frac{n}{n_n}$. Wtedy wzór (13) przybiera formę:

$$(14) \quad t = \frac{GD^2 \cdot n_n}{375 M_n} \cdot \int_{v_1}^{v_2} \frac{dv}{0,15 + 0,85 v^2}.$$

Iloraz przed całką, nazywany mechaniczną stałą czasową maszyną i oznaczany przez T , odpowiada umyślnemu całkowitemu czasowi wybiegu napędu o stałym momencie oporu, równym znamionowemu:

$$(15) \quad T = \frac{GD^2 \cdot n_n}{375 \cdot M_n} = \frac{GD^2 \cdot n_n^2}{364 P_n},$$

gdzie P_n w kW. Dla dalszego uproszczenia równania (14) wprowadzamy pojęcie względnego czasu wybiegu:

$$(16) \quad t_w = \frac{t}{T} = \int_{v_n}^v \frac{dv}{0,15 + 0,85 v^2}.$$

Po rozwiązaniu całki otrzymujemy:

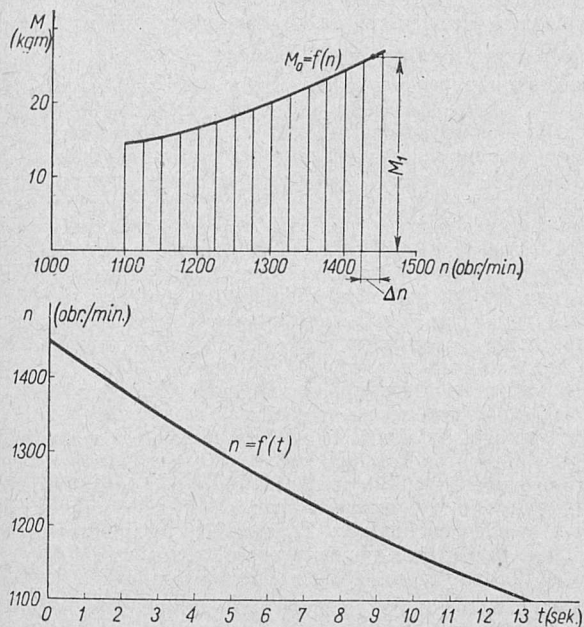
$$t_w = \frac{1}{\sqrt{0,15 \cdot 0,85}} \cdot \left[\arctg \sqrt{\frac{0,85}{0,15}} \cdot v_n - \arctg \sqrt{\frac{0,15}{0,85}} \cdot v \right].$$

Przyjmując $n = n_n$ czyli $v_n = 1$ jako warunek graniczny otrzymujemy

$$(17) \quad t_w = \frac{1}{\sqrt{0,15 \cdot 0,85}} \cdot \left[\arctg \sqrt{\frac{0,85}{0,15}} - \arctg \sqrt{\frac{0,85}{0,15} \cdot v} \right].$$

P o m p y. Znaleźć dla pomp takich zależności matematycznych, jakie podano wyżej w przypadku wentylatorów, jest znacznie trudniejsze. Z tego względu lepiej jest posługiwać się tu metodą wykreślną. Za punkt wyjścia bierzemy ogólne równanie wybiegu (12).

Zależność $M_o = f(n)$ została znaleziona wykreślnie w sposób podany wyżej przy obliczaniu momentu oporu dla pomp. Całka przedstawia w odpowiedniej skali powierzchnię, zawartą między krzywą $M_o = f(n)$ a osią odciętych w granicach n_1 do n_2 (rys. 3). Dla przybliżonego wykreślnego znalezienia cha-



Rys. 3. Przykładowa charakterystyka wybiegu pompy

akterystyki wybiegu pompy dzielimy podziałkę liczby obrotów na dostatecznie małe przyrosty obrotów $\Delta n_1 \dots x$ i określamy dla każdego z nich średni moment oporu pompy $M_1 \dots x$. Czas Δt potrzebny do osiągnięcia spadku obrotów Δn obliczamy w przybliżeniu ze wzoru:

$$(18) \quad \Delta t_1 \dots x = \frac{GD^2}{375} \cdot \frac{\Delta n_1 \dots x}{M_1 \dots x}.$$

Całkowity czas wybiegu od prędkości obrotowej n_1 do prędkości obrotowej n_x obliczamy jako sumę poszczególnych czasów Δt :

$$(19) \quad t = \frac{GD^2}{375} \cdot \sum_{n=n_1}^{n=n_x} \frac{n_1 \dots x}{M_1 \dots x}.$$

Rys. 3 przedstawia krzywą wybiegu pompy, której charakterystyka została podana na rys. 1. Znając czas przerwy w zasilaniu t odczytujemy bezpośrednio z tej krzywej prędkość obrotową, którą pompa będzie miała w chwili załączenia rezerwowego źródła zasilania.

M ł y n y b i j a k o w e. Podstawiając zależność $M_o = f(n)$ z równania (10) dla młynów bijakowych do równania (12) otrzymujemy:

$$t = \frac{GD^2}{375} \int_{n_1}^{n_2} \frac{dn}{M_r + [M_n - M_r] \cdot \frac{n}{n_n}}, \text{ a po przekształceniu,}$$

licząc wybieg od znamionowej liczby obrotów n_n do pewnej założonej n i zmieniając odpowiednio granice całkowania:

$$(20) \quad t = \frac{GD^2 \cdot n_n}{375 [M_n - M_r]} \int_{n_n}^n \frac{dn}{\frac{M_r \cdot n_n}{M_n - M_r} + n}.$$

Przechodząc, jak przy wentylatorach, na jednostki względne

$$t_w = \frac{t}{T}, \quad v = \frac{n}{n_n}, \quad \text{przy czym } T = \frac{GD^2 \cdot n_n}{375 \cdot M_n},$$

oraz podstawiając $M_r = 0,25 \cdot M_n$, otrzymujemy po rozwiązaniu całki i przekształceniu:

$$(21) \quad t_w = \frac{1}{0,75} \cdot \ln \frac{4}{1 + 3v}.$$

P o d a j n i k i w ę g ł a. Jak dla wszystkich innych zespołów, wykazujących stały moment obrotowy, zasadnicze równanie wybiegu ma następującą postać:

$$(22) \quad t = \frac{GD^2}{375 \cdot M_n} \int_{n_1}^{n_2} dn.$$

Po wprowadzeniu mechanicznej stałej czasowej oraz wielkości względnych dla czasu i prędkości obrotowej otrzymujemy:

$$(25) \quad t_w = \int_1^v dv = 1 - v,$$

charakterystyka wybiegu podajników we współrzędnych t_w i v jest więc linią prostą.

W y k r e s y u n i w e r s a l n e. W celu jak najdalej idącego uproszczenia praktycznych obliczeń podano na rys. 4

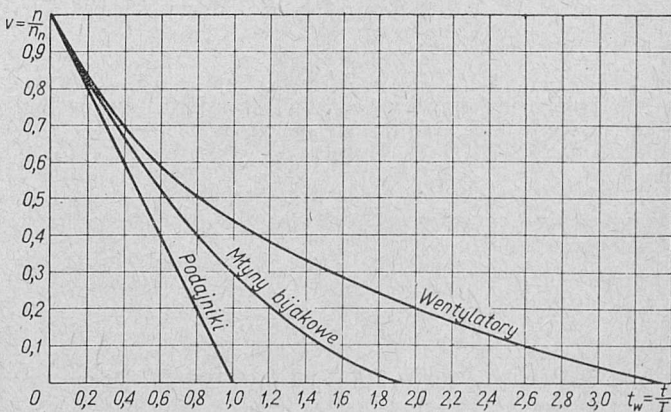
Punkt	M (kg · m ²)	Δt (sek.)	t (sek.)	n (obr./min.)
1	26,4	0,68	0,68	1425
2	25,1	0,72	1,40	1400
3	24,0	0,75	2,15	1375
4	23,0	0,78	2,43	1330
5	21,9	0,82	3,75	1325
6	20,9	0,86	4,61	1300
7	19,8	0,91	5,52	1275
8	18,8	0,96	6,48	1250
9	17,9	1,00	7,48	1225
10	17,0	1,06	8,54	1200
11	16,2	1,11	9,65	1175
12	15,7	1,15	10,80	1150
13	15,2	1,18	11,98	1125
14	14,7	1,22	13,20	1100

$$\Delta t = \frac{GD^2}{375} \cdot \frac{\Delta n}{M_1 \dots x}$$

$$n = 25 \text{ obr./min.}$$

$$GD^2 = 270 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$$

krzywe wybiegu wentylatorów, młynów bijakowych i podajników na wspólnym wykresie o współrzędnych t_w i v . Przy pomocy tych krzywych możemy określić prędkość obrotową, którą osiągnie dowolna maszyna po przyjętej dowolnie przerwie



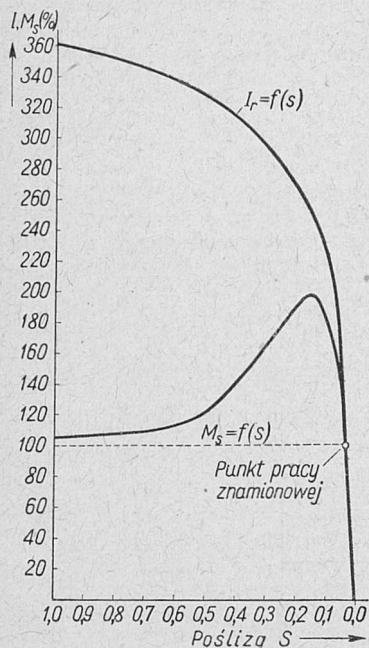
Rys. 4. Charakterystyki wybiegu wentylatorów, młynów bijakowych i podajników wykresowane w jednostkach względnych

w zasilaniu, równej t sekund. Znając mechaniczną stałą czasową maszyny T odkładamy na osi odciętych wartość $t_w = \frac{t}{T}$;

wartość v , odczytaną z odpowiedniej krzywej na osi rzędnych, mnożymy przez znamionową prędkość obrotową maszyny n_n i otrzymujemy szukaną prędkość maszyny n w chwili włączenia rezerwowego źródła zasilania.

5. Określenie prądu samorozruchu silników.

Posługując się charakterystyką wybiegu maszyny określamy prędkość obrotową silnika w chwili włączenia rezerwowego źródła zasilania. Chcąc określić prąd, występujący przy samorozruchu, musimy znać zależność prądu rozruchu od prędkości obrotowej silnika w chwili załączenia. Prąd samorozruchu,



Rys. 5. Przykładowy wykres przebiegu wielokrotności momentu obrotowego i prądu rozruchowego w zależności od poślizgu dla silnika na 200 kW, 500 V, 1000 obr./min.

proportionalny do napięcia na zaciskach silnika. Przykładowo takie krzywe przedstawia rys. 5.

6. Określenie spadku napięcia przy samorozruchu.

Przy obliczaniu spadku napięcia, występującego przy samorozruchu, pomijamy opory czynne oraz zakładamy dla uproszczenia, że pobierany przez silnik prąd jest czysto indukcyjny, a więc że opory i spadki napięć można sumować algebraicznie.

Znając sumaryczny prąd samorozruchu I_r wszystkich silników, obliczamy sumaryczny opór indukcyjny silników w chwili załączenia:

$$(24) \quad X_s = \frac{U_n}{I_r \cdot \sqrt{3}}.$$

Opór indukcyjny dławika, względnie transformatora, w linii zasilania rezerwowego oblicza się ze wzoru

$$(25) \quad X_d = \frac{U_n \cdot \varepsilon}{I_n \cdot \sqrt{3}},$$

gdzie ε oznacza rozproszenie dławika lub transformatora w liczbach względnych.

Napięcie na zaciskach silnika oblicza się ze wzoru:

$$(26) \quad U = U_n \cdot \frac{X_s}{X_s + X_d},$$

skąd na podstawie wzorów (24) i (25) otrzymuje się:

$$(27) \quad U = U_n \cdot \frac{\frac{U_n}{I_r \cdot \sqrt{3}}}{\frac{U_n}{I_r \cdot \sqrt{3}} + \frac{U_n \cdot \varepsilon}{I_n \cdot \sqrt{3}}},$$

skąd otrzymuje się łatwo

$$(28) \quad \frac{U}{U_n} = \frac{\frac{I_n}{I_r}}{\frac{I_n}{I_r} + \varepsilon}.$$

Wprowadzając względne napięcie na zaciskach silnika przy samorozruchu $u = \frac{U}{U_n}$ oraz stosunek prądu znamionowego dławika (wzgl. transformatora) do prądu samorozruchu silników: $i = \frac{I_n}{I_r}$, otrzymujemy

$$(29) \quad u = \frac{i}{i + \varepsilon}.$$

Wzór ten służy do uproszczonego obliczenia warunków samorozruchu, przyjętego przez radzieckie organizacje projektowe nawet w projektach technicznych. Uproszczenie polega na założeniu, że prąd samorozruchu równa się dla silników, stosowanych do potrzeb własnych, pięciokrotnej wartości prądu znamionowego. Na tej podstawie oblicza się u ze wzoru (29).

Na podstawie danych doświadczalnych należy wartości $u \geq 0,7$ uważać za dopuszczalne w przypadku równości napięcia znamionowego sieci i napięcia znamionowego silników.

7. Konstrukcja charakterystyki rozbiegu.

Rozbiegiem nazywamy ruch silnika od chwili włączenia rezerwowego źródła zasilania do chwili osiągnięcia normalnej prędkości obrotowej. Aby rozbieg był w ogóle możliwy, to jest aby po włączeniu rezerwowego źródła zasilania prędkość obrotowa maszyny wzrastała, konieczne jest, aby moment obrotowy silnika przy jego prędkości w chwili ponownego włączenia napięcia był większy od momentu oporu napędzanej maszyny przy tej samej prędkości. Czas, po którym maszyna osiągnie normalną prędkość obrotową, zależy: a) od nadwyżki momentu obrotowego silnika nad momentem oporu maszyny napędzanej w chwili ponownego włączenia napięcia i od zmienności tej nadwyżki wraz ze wzrostem prędkości obrotowej oraz b) od momentu bezwładności maszyny.

Zależność momentu oporu maszyn napędzanych od prędkości obrotowej omówiono wyżej w rozdz. 4 w związku z charakterystyką wybiegu. Zależność ta zachowuje również ważność przy rozbiegu. Jeżeli brak katalogowego wykresu zależności momentu obrotowego silnika od prędkości obrotowej, to zależność tę można znaleźć z wykresu kołowego. Moment obrotowy silnika maleje z kwadratem napięcia. Zależność tę uwzględniamy budując krzywe przebiegu momentu obrotowego w zależności od prędkości dla napięć mniejszych od znamionowego.

Zasadnicze równanie rozbiegu ma postać analogiczną do równania wybiegu:

$$(30) \quad M_s - M_o = I \frac{d\omega}{dt},$$

gdzie M_s — moment obrotowy silnika,
 M_o — moment oporu maszyny napędzanej,
 I — moment bezwładności zespołu,
 ω — prędkość kątowa wirnika.

Po scałkowaniu i przekształcaniach otrzymamy podobnie jak dla wybiegu:

$$(31) \quad t = \frac{GD^2}{365} \int_{n_1}^{n_2} \frac{dn}{M_s - M_o},$$

gdzie M_s i M_o są funkcjami n , przy czym M_s jest zależne jeszcze od napięcia, a napięcie od prądu rozruchowego, który jest znowu funkcją prędkości, co daje skomplikowane zależności matematyczne.

Do praktycznych obliczeń, nie wymagających bardzo dużej dokładności, można zastosować uproszczenia, polegające: a) na założeniu, że spadek napięcia w całej sieci potrzeb własnych maleje proporcjonalnie do nadwyżki prądu rozruchu silnika o najcięższym rozruchu ponad jego prąd znamionowy, b) na wykreślnym rozwiązaniu zadania, przy czym całkowanie zastępujemy sumowaniem dla dostatecznie małych odcinków Δn .

Rys. 6 przedstawia wykres rozbiegu młyna bijakowego MB-8. W górnej części podane są krzywe $M_s = f(n)$ i $I_r = f(n)$ dla różnych wartości napięcia na zaciskach silnika oraz krzywa $M_o = f(n)$.

Dla punktu, odpowiadającego prędkości obrotowej n_r , którą maszyna osiągnie w chwili włączenia rezerwowego zasilania, obliczamy napięcie na zaciskach silnika U_1 , posługując się wzorem (29), przy czym do obliczenia $i = I_n/I_{r1}$ jako prąd rozruchu I_{r1} przyjmujemy pięciokrotną wartość prądu znamionowego wszystkich silników danej sekcji, przygotowanych do samorozruchu. Zakładamy, że napięcie to będzie miało stałą wartość w czasie wzrostu prędkości o założone Δn . Z krzywej odpowiadającej obliczonemu napięciu odczytujemy wartości M_{s1} , a z krzywej $M_o = f(n)$ wartość M_{o1} średnią w przyjętym przedziale

Δn . Czas, po którym obroty wzrosną przy tych założeniach o Δn , obliczamy według wzoru:

$$(32) \quad t_1 = \frac{GD^2}{375} \cdot \frac{\Delta n}{M_{s1} - M_{o1}}.$$

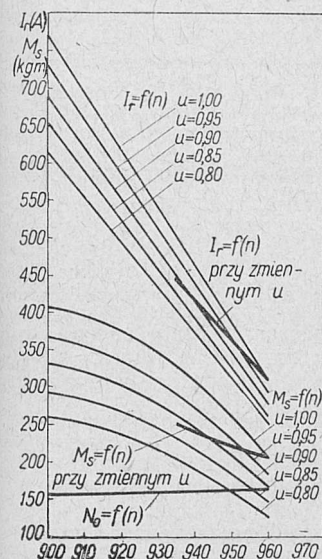
W ten sposób otrzymujemy pierwszy punkt krzywej $n = f(t)$, przy czym współzrzednymi tego punktu będą Δt_1 i $n_1 = n_r + \Delta n_1$ (dolna część rys. 6). Na tym samym wykresie budujemy krzywe $U = f(t)$ i $I_r = f(t)$.

Pierwszymi punktami tych krzywych będą wartości obliczone wyżej. Przy określeniu drugiego punktu krzywej $n = f(t)$ zaczynamy od wartości I_{r2} . Bierzymy tu wartość obliczoną dla poprzedniego punktu, pomniejszoną w takim samym stosunku, w jakim zmaleje prąd rozruchu silnika młynowego po wzroście prędkości obrotowej do wartości n_1 przy napięciu na zaciskach U_1 .

Znając wartości I_{r2} obliczamy wartość U_2 . Z krzywej, odpowiadającej temu napięciu, odczytujemy wartość M_{s2} , a z krzywej $M_0 = f(n)$, wartość M_{o2} . Na tej podstawie obliczamy

$$\Delta t_2 = \frac{GD^2}{375} \cdot \frac{\Delta n}{M_{s2} - M_{o2}}.$$

Wartość $t_2 = \Delta t_1 + \Delta t_2$ będzie odciętą drugiego punktu krzywych $n = f(t)$, $U = f(t)$ i $I_r = f(t)$.



Rys. 6. Wykres rozbiegu młyna bijakowego MB-8

GD^2 — młyn 2200 kgm²
silnik 100
sprzęgło 20 „
razem 2320 kgm²

$$T = \frac{GD^2}{365} \cdot \frac{n_n}{M_n}$$

$$n_n = 960$$

$$M_n = \frac{P \cdot 975}{n_n}, \text{ gdzie } P \text{ w kW}$$

$$P = 160 \text{ kW}$$

$$M_n = 162,2 \text{ kgm}$$

$$T = 37,5 \text{ sek.}$$

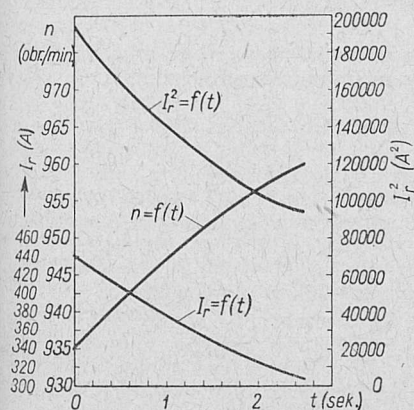
$$\text{Czas przerwy } t = 1,5 \text{ sek.}$$

$$t_w = \frac{t}{T} = 0,04$$

Z rys. 4:

$$V = \frac{n}{n_n} \cong 0,975$$

$$n \cong 935 \text{ obr./min.}$$



$$\Delta t = \frac{GD^2}{375} \cdot \frac{\Delta n}{M_s - M_o}$$

u	0,88	0,91	0,93	0,95	0,98
M_s	245	238	225	216	208
M_o	165	160,5	161	162	162,5
$M_s - M_o$	85	78,5	64	54	46,5
Δt	0,364	0,395	0,485	0,575	0,667
n	937,5	942,5	947,5	952,5	957,5
t	0,364	0,759	1,244	1,819	2,486

Obliczenie takie powtarzamy kilkakrotnie, otrzymując w rezultacie przybliżoną krzywą przyrostu prędkości maszyny w czasie przy wzrastającym napięciu na zaciskach silnika. W rzeczywistości napięcie na zaciskach silnika będzie wzrastać nieco szybciej, ponieważ inne silniki, podlegające równocześnie samorozruchowi, będą przyspieszać szybciej niż silnik młyna bija-

kowego. Popelniony tu błąd jest jednak niewielki i prowadzi do zaosterecia warunków samorozruchu, a zatem może być przyjęty przy praktycznych obliczeniach.

8. Obliczenia nagrzania silników przy samorozruchu.

Prąd występujący przy samorozruchu jest znacznie większy od prądu znamionowego silnika. Wywołuje on dodatkowe nagrzanie uzwojeń silnika. W niektórych przypadkach — przy ciężkim i długotrwałym samorozruchu — nagrzanie dodatkowe może być niebezpieczne dla izolacji silnika i dlatego zachodzi konieczność sprawdzenia dodatkowego przyrostu temperatury uzwojeń, szczególnie przy mechanizmach o stałym momencie oporu, niezależnym od prędkości obrotowej, oraz przy maszynach wykazujących duże GD^2 czyli dużą mechaniczną stałą czasową rozruchu.

W dalszych rozważaniach przyjęto następujące uproszczenia: a) przyjęto, że silnik przed zanikiem napięcia obciążony był prądem znamionowym; b) pominięto chłodzenie silnika podczas przerwy w zasilaniu; c) założono, że cała ilość ciepła, wytworzona w postaci strat w uzwojeniu w czasie chwilowego przeciążenia, spowoduje dodatkowe nagrzanie uzwojeń, a więc pominięto odprowadzenie ciepła w czasie chwilowych przeciążeń.

Przy powyższych założeniach otrzymamy następujący bilans cieplny silnika:

$$(33) \quad (Q_r - Q_n) t = c \cdot G (\tau_r - \tau_n), \text{ skąd}$$

$$(34) \quad \tau_r = \tau_n + \frac{(Q_r - Q_n) t}{c \cdot G},$$

gdzie Q_r — średnie straty w czasie rozbiegu (W),
 Q_n — straty przy obciążeniu znamionowym (W),
 t — czas trwania rozbiegu (s),
 c — ciepło właściwe uzwojenia (Ws/kg.°C),
 τ_r — temperatura końcowa uzwojeń po rozbiegu (°C),
 τ_n — temperatura uzwojeń przy obciążeniu znamionowym (°C).

Iloczyn $c \cdot G$ możemy przedstawić w następującej formie:

$$(35) \quad c \cdot G = T_c \cdot \frac{Q_n}{\tau_n},$$

gdzie T_c — stała czasowa nagrzewania uzwojenia.

Po wprowadzeniu tej wartości $c \cdot G$ do równania (34) oraz przy założeniu, że straty w uzwojeniu są proporcjonalne do kwadratu natężenia prądu, przepływającego przez uzwojenie, otrzymujemy po przekształceniach następujący wzór na względną temperaturę nagrzania uzwojeń silnika przy końcu rozbiegu:

$$(36) \quad \tau = \frac{\tau_r}{\tau_n} = 1 + \frac{t}{T_c} \cdot \left[\frac{I_r^2}{I_n^2} - 1 \right].$$

Można również wyprowadzić, że jeżeli przed zanikiem napięcia silnik był obciążony prądem I_o , mniejszym od prądu znamionowego I_n , i temperatura jego uzwojeń τ_o była mniejsza od temperatury τ_n , osiągniętej przy obciążeniu znamionowym, to wzór (36) przybierze następującą bardziej ogólną postać:

$$(37) \quad \tau = \frac{I_o^2}{I_n^2} + \frac{t}{T_c} \left[\frac{I_r^2}{I_n^2} - \frac{I_o^2}{I_n^2} \right].$$

Chcąc obliczyć przy pomocy wzoru (37) temperaturę, którą silnik osiągnie po rozbiegu, musimy obliczyć następujące wielkości:

a) I_r — zastępcze natężenie prądu, które trwając przez cały czas samorozruchu (t) wywoła takie samo nagrzanie uzwojeń, jak zmienny w czasie rzeczywisty prąd samorozruchu. Wielkość tę znajdujemy najłatwiej wykreślić przy pomocy krzywej czasowego przebiegu prądu samorozruchu, wykreślonej z uwzględnieniem spadku napięcia w sposób podany w rozdz. 7. Znajdujemy powierzchnię zawartą między krzywą $I_r^2 = f(n)$ a osią czasu. Powierzchnia ta, podzielona przez czas trwania rozbiegu, da nam wartość I_r^2 , skąd obliczamy wartość I_r .

b) t — czas trwania rozbiegu, to jest czas od chwili włączenia rezerwowego źródła zasilania do chwili osiągnięcia przez maszynę normalnej prędkości obrotowej ustalono wyżej przy budowaniu krzywej rozbiegu (rozdz. 7).

c) T_c — stała czasowa nagrzewania uzwojeń silników, która zależy od wielu czynników, jak geometryczne wymiary silnika, jego prędkość obrotowa, system chłodzenia itp. Decydujące znaczenie ma tu gęstość prądu w uzwojeniach. Jeżeli nie można uzyskać wartości liczbowej stałej czasowej nagrzewania od dostawcy silnika, to obliczamy ją w przybliżeniu według wzoru:

$$(38) \quad T_c = 150 \cdot \frac{\tau_{dop}}{j^2},$$

gdzie τ_{dop} — dopuszczalna temperatura nagrzania uzwojeń według przepisów ($^{\circ}\text{C}$),

j — gęstość prądu w uzwojeniu silnika (A/mm^2).

Przykład obliczenia dla młyna bijakowego typu MB-8 (rys. 7).

Dane znamionowe silnika: $P_n = 200 \text{ kW}$, $I_n = 307 \text{ A}$, $U_n = 500 \text{ V}$.

Pobór mocy na wale młyna: $P_o = 160 \text{ kW}$, prąd obciążenia $I_o = 248 \text{ A}$.

$$\text{Wzór podstawowy: } \tau = \frac{\tau_r}{\tau_n} = \frac{I_o^2}{I_n^2} + \frac{t}{T_c} \left[\frac{I_r^2}{I_n^2} - \frac{I_o^2}{I_n^2} \right].$$

Zastępczy prąd samorozruchu i czas rozbiegu (wg rys. 6).
Stała czasowa nagrzewania:

$$T_c = 150 \cdot \frac{\tau_{\text{dop}}}{j^2}; \quad \tau_{\text{dop}} = 60^{\circ}\text{C}; \quad j = 4,4 \text{ A (gęstość prądu w stojanie);}$$

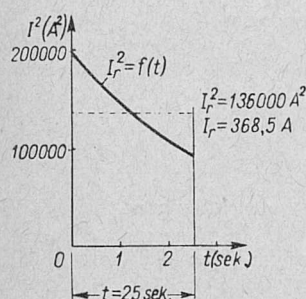
$$T_c = 150 \cdot \frac{60}{4,4^2} \cong 465 \text{ sek.}$$

Wynik liczbowy:

$$\tau = \left(\frac{248}{307} \right)^2 + \frac{2,5}{465} \left[\left(\frac{368,5}{307} \right)^2 - \left(\frac{248}{307} \right)^2 \right] = 0,6543 < 1;$$

$$\tau_r = 0,6543 \tau_n.$$

Wniosek. Silnik dobrany do młyna bijakowego typu MB-8 z zapasem mocy 20%, obciążony przed samorozruchem pełną mocą pobieraną przez młyn, po wyłączeniu i włączeniu powtórnie po czasie przerwy 1,5 s osiągnie znamionową prę-



Rys. 7. Obliczenie dodatkowego nagrzania silnika młyna typu MB-8 przy samorozruchu

kość obrotową po czasie 2,6 s. W tym czasie silnik nie osiągnie jeszcze nagrzania, które wykazywałyby przy trwałym obciążeniu mocą znamionową.

9. Uwzględnienie samorozruchu przy projektowaniu zabezpieczeń sieci potrzeb własnych.

Ostatecznym wynikiem obliczenia warunków samorozruchu musi być, poza doбором silników, określenie nastawienia elementów prądowych i czasowych zabezpieczenia sieci potrzeb własnych. Zabezpieczenia te nie powinny reagować na zwiększone natężenie prądu, występujące podczas normalnie przebiegającego samorozruchu, natomiast muszą one zupełnie pewnie reagować na zwarcia w sieci potrzeb własnych oraz muszą chronić silniki od przeciążeń, które mogą wystąpić między innymi na skutek nienormalnie przebiegającego samorozruchu, to jest przy nadmiernym spadku napięcia lub przy zbyt długim czasie rozbiegu.

Szczególną uwagę należy zwracać na zabezpieczenie prądowo-czasowe wyłącznika zasilania rezerwowego, przez ten bowiem wyłącznik przepływa suma prądów samorozruchu wszystkich silników danej sekcji.

Wykres na rys. 8 przedstawia przebieg czasowy sumy prądów, pobieranych przez wszystkie silniki w okresie samorozruchu.

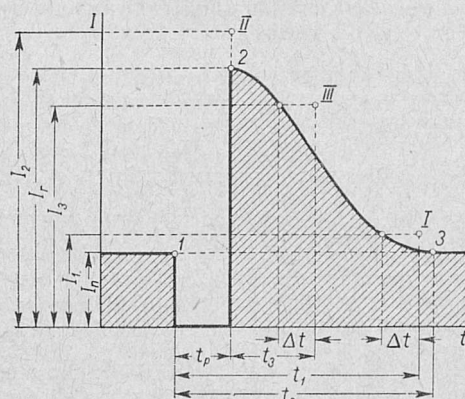
Sekcja rozdzielni potrzeb własnych pobiera w normalnym ruchu prąd obciążenia I_o . W punkcie I następuje wyłączenie źródła zasilania normalnego, a prąd spada do zera. Przez okres przerwy w zasilaniu t_p silniki są bez napięcia.

W punkcie 2 włącza się rezerwowe źródło zasilania i natężenie prądu wzrasta gwałtownie do wartości I_r . W okresie rozbiegu t_s natężenie prądu maleje stopniowo do wartości I_o . Aby zabezpieczenie prądowo-czasowe wyłącznika zasilania rezerwowego nie zadziałało w czasie samorozruchu, należy odpowiednio dobrać prąd pobudzenia zabezpieczenia oraz zwłokę czasową.

Chcąc element nadmiarowo-prądowy zabezpieczenia nastawić na prąd obciążenia, to znaczy na prąd pobudzenia zabez-

pieczenia równy $I_1 = (1,2 \div 1,3) \cdot I_o$, należy równocześnie element czasowy nastawić na taki czas, aby po jego upływie prąd samorozruchu był mniejszy od prądu pobudzenia I_1 . Nastawienie takie odpowiada na powyższym wykresie punktowi I). Zwłoki czasowe wynikające z tego nastawienia mogą wypaść bardzo znaczne, co jest z wielu względów niekorzystne. Chcąc skrócić zwłokę czasową do minimum, możemy nastawić prąd pobudzenia elementu nadmiarowo-prądowego na $I_2 = (1,2 \div 1,3) \cdot I_r$. Zwłoka czasowa może w tym przypadku wynosić zero (punkt II wykresu).

W pewnych przypadkach, mianowicie przy zasilaniu rezerwowym przez transformator o dużym rozproszeniu i niewielkiej



Rys. 8. Nastawienie prądowe i czasowe zabezpieczenia wyłącznika zasilania rezerwowego

mocy, może się okazać, że nastawiony w ten sposób prąd pobudzenia przekąznika będzie większy od prądu zwarcia. Pociągałoby to za sobą niedziałanie zabezpieczenia przy zwarcia, co jest niedopuszczalne. W takich przypadkach należy wybrać drogę pośrednią. Nastawienie prądowe elementu nadmiarowo-prądowego należy dobrać niższe z dostateczną rezerwą w stosunku do minimalnego prądu zwarcia, mogącego wystąpić na danej sekcji $I_3 = \frac{I_{\text{zw min}}}{(1,2 \div 1,3)}$, zwłokę zaś czasową zastosować

większą o Δt od czasu, po którym prąd samorozruchu równy jest prądowi pobudzenia elementu nadmiarowo-prądowego zabezpieczenia.

Dla zabezpieczenia silników przed przeciążeniem, wywołanym nieprawidłowym samorozruchem przy obniżonym napięciu, najlepiej nadaje się zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe ograniczenie zależne.

Prąd pobudzenia zabezpieczenia nadmiarowo-prądowego zależnego musi być większy od prądu rozruchu silnika:

$$(39) \quad i_{\text{pr}} = k_s \cdot k_t \cdot \frac{I_r}{n_i},$$

gdzie i_{pr} — prąd pobudzenia przekąznika,

k_s — współczynnik bezpieczeństwa ($1,4 \div 1,6$),

k_t — współczynnik trzymania (zależny od konstrukcji przekąznika),

I_r — prąd rozruchu silnika,

n_i — przekładnia przekładników prądowych.

Opóźnienie czasowe zabezpieczenia t_p winno być krótsze od czasu, w którym uzwojenie silnika osiągnie najwyższy dopuszczalny przyrost temperatury Δt , a nieco dłuższe od czasu rozruchu silnika pod obciążeniem przy obniżonym napięciu.

Z równania (36) można wyprowadzić zależność:

$$T_c \cdot \frac{\frac{\tau_n + \Delta \tau}{\tau_n} - 1}{\left(\frac{I_r}{I_n} \right)^2 - 1} > t_p > t_r.$$

LITERATURA

- Fie g u t h H. O. Schnellumschaltung in Eigenbedarfsanlagen, ETZ, 1953, nr 22
G ł a z u n o w A. A. Elektriceskaja czast' stancij i podstancij
R o g g e n d o r f A. Der Eigenbedarf mittlerer und grosser Kraftwerke
R o m a d y n W. P. Pyleprigotowlenje i pyleszyganje
S y r o m i a t n i k o w I. A. Riezymy raboty asinchronnych dwigatielej.

MGR INŻ. ZDZISŁAW SKRYPKO

Uwagi o uziemieniach roboczych i ochronnych w rozdzielniach najwyższych napięć

621.316:276.027/88

Treść. Sprawa uziemień w obecnie budowanych rozdzielniach 110- i 220-kilowoltowych przy bezpośrednio uziemionych punktach zerowych układu. Zasady wykonania uziemień. Zależność uziemień od zabezpieczeń wyłączających zwarcia jednofazowe z ziemią.

Замечания по вопросам заземлений — рабочих и защитных — в распределительных устройствах очень высоких напряжений. Вопросы заземлений в ныне строящихся распределительных устройствах для напряжений 110 и 220 кВ при непосредственно соединенных с землей нулевых пунктах системы. Основы исполнения заземлений. Зависимость заземлений от предохранительных устройств, которые должны выключать однофазное короткое замыкание на землю.

Notes on operating and protective earth systems in supertension switching stations. The problem of earth connections with direct earthed neutral points of the system in 110- and 220-kV switching stations now undergoing construction. Principles of carrying out earth connection. Influence on earth connections of protective gear preventing single-phase short-circuiting to earth.

1. Wstęp.

Zagadnienie uziemień w urządzeniach elektrycznych najwyższych napięć nie znalazło dotychczas w Polsce zadowalającego rozwiązania.

Przy stosowaniu dla napięcia 110 kV kompensacji prądu ziemnozwarciowego i przy rozległych sieciach powstają trudności z kompensacją. W takich sieciach przy jednofazowym zwarciu metalicznym z ziemią występuje najwyższe możliwe przesunięcie punktu zerowego układu względem ziemi i dwie pozostałe zdrowe fazy znajdują się w stosunku do ziemi pod napięciem międzyprzewodowym. Dlatego przy sieci kompensowanej przyjmuje się dla izolacji aparatury pełne napięcie międzyprzewodowe względem ziemi. Transformatory otrzymują uzwojenie pełnoizolowane, a ich punkt zerowy jest izolowany w taki sam sposób, jak początki faz. Natomiast w sieciach z bezpośrednio uziemionym zerem można stosować dla aparatury rozdzielczej izolację w wysokości 80% napięcia znamionowego; stosownie do tego zmniejsza się również wymagania co do napięć probierczych — uderowych i przy częstotliwości technicznej. Poza tym — przy zwarciu metalicznym z ziemią w sieciach rozległych — kompensacja odbija się niekorzystnie na pracy równoległej ze względu na znaczne wartości prądu resztkowego, wynoszące 100 A i więcej, a więc nakazujące wyłączenie uszkodzonego odcinka wobec niebezpieczeństwa dużych spadków napięcia na oporach uziemień. Natomiast przebijające zwarcia z ziemią (najczęściej pochodzenia atmosferycznego) nie powodują trudności dla pracy równoległej, gdyż sam przebieg zwarcia ma charakter przeskoku nie łukowego, lecz raczej iskrowego, i zjawisko szybko zanika.

Jeżeli porównać od strony kosztów dwie jednakowe linie o tym samym przekroju przewodów, lecz jedną z uziemionym bezpośrednio punktem zerowym, a drugą skompensowaną, to dla sieci skompensowanej dochodzi koszt urządzeń kompensacyjnych oraz zwykła kosztu transformatorów ze względu na mocniejszą izolację. Sieć z bezpośrednio uziemionym punktem zerowym jest więc tańsza.

Obecnie budowane w Polsce sieci o napięciu 110 kV i 220 kV mają punkty zerowe bezpośrednio uziemione. Na takie rozwiązanie wpłynęły następujące względy:

- 1) obecna sieć 110-kilowoltowa w kraju jest rozległa i kompensacja tej sieci byłaby kosztowna;
- 2) możliwość zastosoowania urządzeń do samoczynnego ponownego załączania jest taka sama w sieci z bezpośrednio uziemionym punktem zerowym, jak i w sieci kompensowanej;
- 3) przy tym samym w zasadzie stopniu bezpieczeństwa przesyłu sieć z uziemionym bezpośrednio punktem zerowym jest tańsza niż sieć z kompensacją;
- 4) możliwość obniżenia napięcia znamionowego izolacji względem ziemi w sieciach z punktem zerowym bezpośrednio uziemionym do 80% napięcia znamionowego daje poważne oszczędności, przy zastosowaniu zaś pełnej izolacji uzyskuje się podwyższony stopień pewności ruchu (np. transformator na górne napięcie znamionowe 220 kV przy obniżeniu napięcia probierczego o 20% jest tańszy o 12%, przy jednoczesnym zaś zastosowaniu stopniowania izolacji obniżka ceny dochodzi nawet do 20%).

Przy stosowaniu bezpośredniego uziemienia punktu zerowego problem wykonania uziemień roboczych dla sieci 110- i 220-kilowoltowych staje się poważny. Z braku norm polskich na uziemienia robocze dla takich sieci krajowe biura projektowe oparły się na przepisach radzieckich.

Przepisy radzieckie na wykonanie uziemień w urządzeniach elektrycznych prądu silnego o napięciu powyżej 1000 woltów oraz w sieciach o dużych prądach zwarcia z ziemią dadzą się streścić w następujących punktach:

- 1) uziemienie robocze i ochronne wykonuje się jako wspólne;

- 2) opór takich uziemień w urządzeniach o napięciu 35 kV i wyżej nie powinien przekraczać w dowolnej porze roku 0,5 oma;

- 3) na wypadek powstania zwarcia z ziemią powinno być przewidziane zabezpieczenie wyłączające to zwarcie w jak najkrótszym czasie;

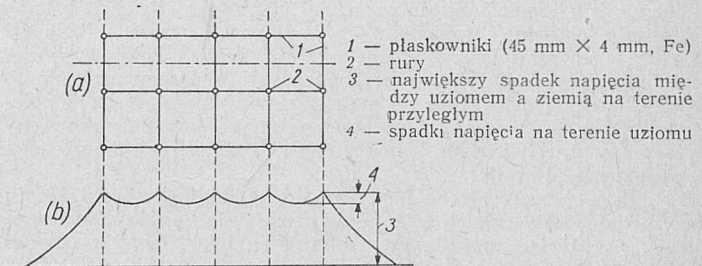
- 4) rozmieszczenie uziołów powinno zapewnić uzyskanie możliwie niskich napięć dotyku i napięć krokowych; uzioły należy rozmieszczać w konturze zamkniętym, obejmującym cały zespół urządzeń;

- 5) przekroje przewodów uziemiających powinny być dobrane tak, ażeby ich temperatura nie przekroczyła 600°C przy krótkotrwałym przepływie przez nie obliczeniowych prądów jednofazowego zwarcia z ziemią.

2. Uziemienie siatkowe.

Opierając się na podstawowych punktach przepisów radzieckich, dotyczących uziemień przy bezpośrednim uziemieniu punktów zerowych sieci, projektanci zaczęli szukać technicznych rozwiązań zwarcia zagadnienia.

W pierwszym etapie opracowań technicznych proponowano wprowadzenie uziemień siatkowych, tzn. wykonanie siatki



Rys. 1. Zasada uziomu siatkowego

a) Uziom siatkowy w planie

- b) Rozkład spadku napięcia na terenie uziomu siatkowego i na terenie przyległym przy zwarciu jednofazowym z ziemią

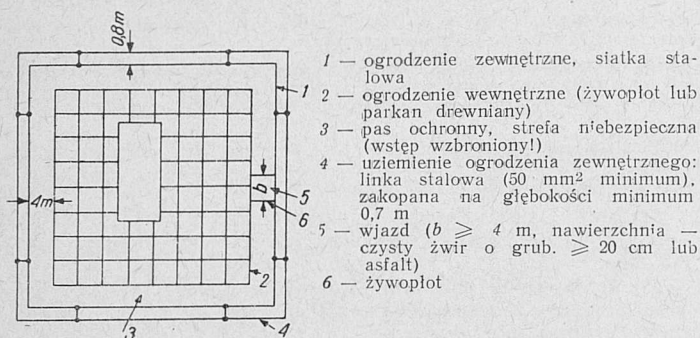
z płaskownika stalowego, której oka stanowiłyby kwadraty o bokach 4,5 do 9 m (rys. 1). Rozwiązanie to miało na celu uzyskanie możliwie najmniejszych spadków napięcia, a więc uzyskanie małych napięć krokowych oraz małych napięć dotykowych na terenie konstrukcji uziemienia*). Natomiast na granicy zakończenia siatki uziomu powstaje znaczny spadek napięcia między obszarem uziemionym a ziemią. Na przykład przy mocy zwarcia 2500 MVA prąd ziemnozwarciowy może osiągnąć 10 kA, co przy oporze uziemienia 0,5 oma da spadek napięcia między uziomem a ziemią — 5000 V. Celem uniknięcia porażenia istot żywych przewidziano na tych granicach pasy ochronne z ogrodzeniem wewnętrznym i zewnętrznym; wejście na teren tych pasów byłoby wzbronione. Przewidywano również przerywanie ciągłości metalicznej wszelkich urządzeń metalowych, jak szyny, rury, powłoki kablowe i inne, przechodzących między punktami, między którymi istnieje spadek napięcia w wypadku zwarcia celem uniemożliwienia przenoszenia spadku napięcia poza teren siatki uziomu. Projektowano też specjalne przejścia (drożki), prowadzące na teren uziomu w ten sposób, aby spadek napięcia na ich powierzchni był jak najłagodniejszy celem obniżenia napięcia krokowego (rys. 2).

Wszystkie te zabiegi (pasy ochronne, przerwy w urządzeniach metalowych) oraz samo wykonanie siatki uziemienia, szczególnie na dużym terenie elektrowni, stwarzało trudności często nie do pokonania. Należy też zaznaczyć, że koszt wykonania takiego uziemienia wypadł duży. Z tego też względu zaczęto szukać innego rozwiązania.

*) Przy jednofazowym zwarcu z ziemią.

3. Uziemienie konturowe.

Zasadniczym powodem, dla którego starano się redukować do minimum spadki napięcia na terenie zabudowy urządzeń elektrycznych, były stosunkowo długie czasy wyłączania zwarcia jednofazowego z ziemią. Czasy te wynosiły dla linii 1 sec



Rys. 2. Przykład uziemienia siatkowego na terenie rozdzielni 110-kilowoltowej

(2-gi stopień zabezpieczenia odległościowego), dla szyn zaś elektrowni sięgały kilku sekund (czas wyłączenia prądu 5 do 8 sec).

Przy wprowadzeniu nowych zabezpieczeń, których czas wyłączenia zwarcia z ziemią wynosiłby 0,7 sec lub jeszcze mniej, problem większych spadków napięcia praktycznie odpada. Prawdopodobieństwo porażenia przy szybkim działaniu zabezpieczeń i szybkim wyłączeniu zwarcia spada do minimum; wykonanie uziemienia staje się znacznie tańsze i prostsze. Wystarczy w takich przypadkach wykonywać uziemienia konturowe, tzn. układać taśmówkę jedynie dookoła terenu zabudowy urządzeń elektrycznych (np. budynku stacji), oczywiście, z zachowaniem przepisów dotyczących uziemień. Pasy ochronne dookoła obiektu chronionego, wykonywanie przerw izolacyjnych w rurociągach, powłokach kabli, szynach kolejowych itp. urządzeniach metalowych wychodzących z terenu uziemionego — wszystko to staje się niepotrzebne. Natomiast kable teletechniczne i sterownicze wychodzące poza teren uziemiony należy na przeciwnym końcu zabezpieczać ochronnikami przeciwporażeniowymi.

Jak z powyższego widać, przy odpowiednim zabezpieczeniu urządzeń elektrycznych wykonanie uziemienia bardzo się upraszcza, a zużycie materiałów wydatnie maleje. Np. dla pewnej elektrowni, w której punkt zerowy na napięciu 110 kV został bezpośrednio uziemiony, a moc zwarcia wynosi 2500 MVA, przy uwzględnieniu niekorzystnych warunków terenowych (duża oporność właściwa gruntu od $1 \cdot 10^5$ do $3 \cdot 10^5 \Omega \cdot \text{cm}$ oraz roz-

legły teren zabudowy), wykonanie uziomu siatkowego wymagałoby zużycia taśmówki 40×4 mm Fe oraz rur o długości 250 cm i średnicy 2" o łącznej wadze około 11 000 kg. Natomiast przy wykonaniu uziemienia konturowego dla tych samych warunków zużycie takiej samej taśmówki i rur wyniesie zaledwie 3 100 kg. Podobnie i w innych elektrowniach, mających rozdzielnie 110-kilowoltowe z uziemionym punktem zerowym, stosunek zużycia żelaza w obu rozwiązaniach waha się około 3*).

4. Zabezpieczenia.

Sprawa wprowadzenia szybko działających zabezpieczeń do wyłączania zwarcia z ziemią jest zagadnieniem ważnym i pilnym dla wszystkich rozdzielni na 110 kV i 220 kV, pracujących z bezpośrednio uziemionym punktem zerowym. W związku z tym wylaniają się dwie kwestie: a) zmniejszenie czasu wyłączania przy zadziałaniu przekładników odległościowych, b) zastosowanie ochrony różnicowej szyn.

W przypadkach, kiedy zastosowanie ochrony różnicowej w istniejących rozdzielniach jest niemożliwe z braku wolnych przekładników prądowych na wszystkich polach rozdzielni, należy zastosować na polach zasilania (np. na polach przyłączenia bloków prądnic-transformatorów) następujące zabezpieczenia zastępcze: a) zabezpieczenie zerowej kolejności faz po stronie 110 kV w układzie Holmgrina; b) zabezpieczenie zerowej kolejności faz w przewodzie uziemiającym punkt zerowy transformatora.

Czasowe zabezpieczenia zerowej kolejności faz należy nałożyć o stopień wyżej od największego nastawienia czasowego na polach liniowych. W tym przypadku czas wyłączania zwarcia z ziemią na polach zasilających waha się w granicach 1,5 do 2 s.

5. Wnioski.

W przypadku uziemienia punktów zerowych w istniejących obiektach, w których brak jest szybko działających zabezpieczeń do wyłączania zwarcia z ziemią, należy wykonać kosztowne uziemienia siatkowe i inne zabiegi ochronne celem zapewnienia jak największego stopnia bezpieczeństwa przeciw porażeniu. Jeżeli uziemienie takie nie zostałoby wykonane, należy liczyć się z tym, że przez cały, stosunkowo długi czas trwania zwarcia fazy z ziemią, wynoszący do 8 a nawet do 10 sec. utrzymywałby się znaczny spadek napięcia w pobliżu miejsc zakopania taśmówki uziomu. Spadek ten w zależności od rodzaju gleby i mocy zwarcia danego układu energetycznego sięgałby kilku kilowoltów. Tak wysoki spadek napięcia stwarzałby duże prawdopodobieństwo porażenia personelu na skutek powstania znacznego napięcia krokowego oraz napięcia dotyku. Jako słusniejszą drogę należy uznać stosowanie zabezpieczeń szybko odłączających zwarcia z ziemią i tańsze oraz prostsze wykonanie uziemień.

MGR INŻ. ZB. WOYNAROWSKI
Śl. Zakł. Ap. Elektr.

Mechaniczne dane znamionowe styków łączników przemysłowych

621.3.066.6:621.3.083

Treść. Podane przez konstruktora lub określone doświadczalnie mechaniczne dane znamionowe styków umożliwiają utrzymanie prawidłowego stanu styków w łącznikach przemysłowych przy pomocy prostych metod pomiarowych.

Механические номинальные данные контактов в коммутационных аппаратах. Указанные конструктором либо определенные опытным путем номинальные механические данные контактов позволяют — при помощи простых измерительных методов — сохранить правильное действие контактов в промышленных коммутационных аппаратах.

Data as to the mechanical rating of contacts in industrial type switches. Data as to the mechanical rating of contacts — whether provided by the designer of experimentally determined — make it possible to maintain, by means of simple measuring methods, the contacts of industrial switches in correct condition.

1. Wstęp.

Dobra praca łącznika przemysłowego zależy w dużej mierze od stanu styków, który z kolei jest wynikiem ich konstrukcji, jakości wykonania, stopnia zużycia i konserwacji. O dobroci styków świadczy ich mała oporność stykowa przy dużej wytrzymałości dynamicznej i cieplnej. Cechy te wynikają zarówno z określonego rozwiązania konstrukcyjnego, jak i z prawidłowego doboru szeregu parametrów mechanicznych. Dla tych parametrów, które można objąć wspólną nazwą mechanicznych danych znamionowych styków, powinien konstruktor drogą prób ustalić wartości najkorzystniejsze oraz określić dopuszczalne odchyłki.

2. Cechy charakterystyczne i podział mechanicznych danych znamionowych styków.

Cechą charakterystyczną mechanicznych danych znamionowych styków jest to, że wielkości te mogą być mierzone metoda-

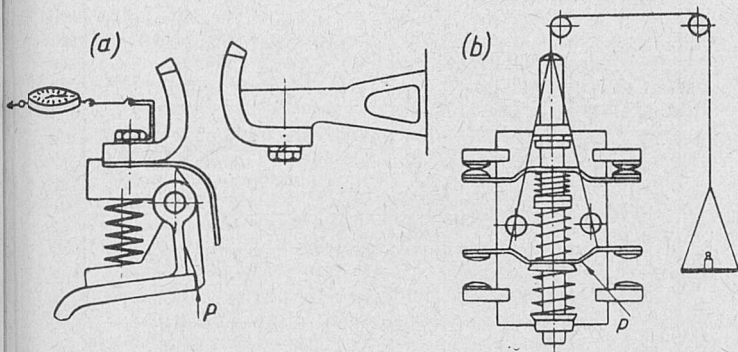
mi nieelektrycznymi — przez pomiar sił i odległości. W ten sposób uzyskuje się łatwą i prostą metodę prób przemysłowych, umożliwiającą utrzymanie jednolitej dobroci styków, zgodnej z założeniami konstruktora. Pomiar mechanicznych danych znamionowych styków powinny więc wchodzić w skład zwykłych czynności kontroli technicznej w zakładach produkujących łączniki i należeć do zwykłych zabiegów konserwacyjnych, wykonywanych przez personel ruchowy u użytkownika.

W zakres mechanicznych danych znamionowych styków wchodzi następujące wielkości: 1) wstępny docisk styków, 2) roboczy docisk styków, 3) przecisk (przechyl) roboczy, 4) przecisk (przechyl) graniczny, 5) prześlizg styków, 6) rozwarcie styków.

*) W sprawie obliczeń por. załącznik do zarządzenia Przewodniczącego PKPG nr 254 z 14.IX.53 „Wytyczne w sprawie urządzeń uziemiających”.

Dociskiem styków (nażatje kontaktów, Kontaktdruck, contact pressure) nazywamy siłę w miejscu zestyku¹⁾, działającą prostopadłe do powierzchni współpracujących ze sobą styków łącznika. Rozróżnia się wstępny docisk styków (naczalnoje nażatje kontaktów), występujący w pierwszym położeniu zetknięcia i roboczy docisk styków (koniecznoje nażatje kontaktów), występujący w pełnym położeniu załączenia.

Wstępny docisk styków uzyskuje się przez wstępne naprężenie sprężyn stykowych. Od wartości wstępnego docisku styków zależy stopień występowania odskoków sprężystych przy załączaniu i związana z tym zdolność załączania. Pomiar wstępnego docisku styków wykonywa się na każdym styku sprężynującym²⁾ przy pomocy dynamometru sprężynowego lub przez wyważanie ciężarkami na specjalnym przyrządzie (rys. 1).



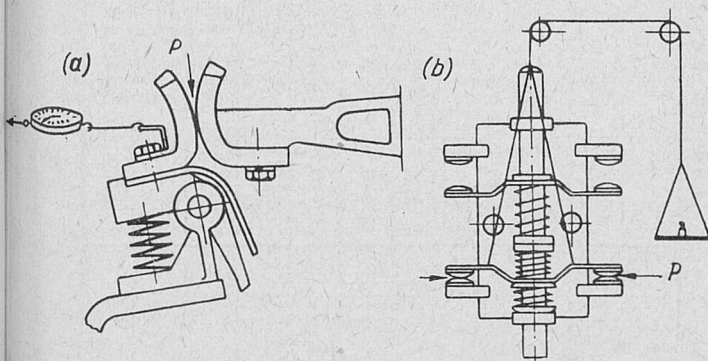
Rys. 1. Pomiar wstępnego docisku styków

- (a) — przy pomocy dynamometru sprężynowego: styk odsprężynowany o ruchu obrotowym
(b) — przy pomocy przyrządu z ciężarkami: styk odsprężynowany o ruchu prostoliniowym

P — pasek papieru

Miarą wstępnego docisku styków jest wartość siły doprowadzonej prostopadłe do powierzchni styku sprężynującego w miejscu początkowego zetknięcia. Siła ta powinna zrównoważyć wstępne naprężenie sprężyn stykowych. W celu wyznaczenia stanu równowagi wsuwa się przy pomiarze pasek cienkiego papieru między część ruchomą styku sprężynującego a powierzchnię oparcia ograniczającą jego ruch. Stan równowagi istnieje wówczas, gdy pasek pozwala się swobodnie wysunąć.

Roboczy docisk styków uzyskuje się przez ugięcie sprężyn stykowych. Wartość jego wynika z charakterystyki tych sprężyn oraz stopnia ich ugięcia. Od wartości docisku roboczego zależy oporność stykowa i związane z nią nagrzewanie się sty-



Rys. 2. Pomiar roboczego docisku styków

- (a) — przy pomocy dynamometru sprężynowego
(b) — przy pomocy przyrządu z ciężarkami

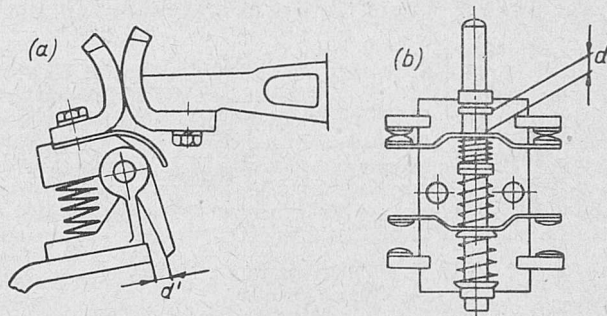
P — pasek papieru

ków, a także wytrzymałość styków na działanie ciepłe i siły elektrodynamiczne w warunkach zwarciovych. W łącznikach na

1) Zestyk (elektriceskij kontakt) jest to zetknięcie dwóch części przewodzących przeznaczone do umożliwienia przepływu prądu między tymi częściami.

2) Pod względem sprężynowania styki dzielą się na sztywne i sprężynujące. Styk sprężynujący jest to styk, który pod działaniem siły zewnętrznej, pokonując opór sprężyny, może wykonywać ograniczony ruch. Styki sprężynujące mogą być sprężyste i odsprężynowane. Styk sprężysty jest to styk osadzony na elemencie sprężystym. Styk odsprężynowany jest to styk osadzony na ruchomym elemencie sztywnym, na który działa sprężyna stykowa.

wielkie częstotliwości łączeń, a także w tych przypadkach, kiedy styki wykonują długi ruch poślizgowy (np. w łącznikach wałkowych), właściwy dobór roboczego docisku styków wywiera wpływ na ich trwałość mechaniczną. Od roboczego docisku styków za-



Rys. 3. Pomiar przecisku (przechyłu) metodą pośrednią

- (a) — zmierzony wymiar d' wymaga przeliczenia na rzeczywistą wartość przecisku w miejscu zestyku
(b) — zmierzony wymiar d wprost podaje wartość przecisku w miejscu zestyku

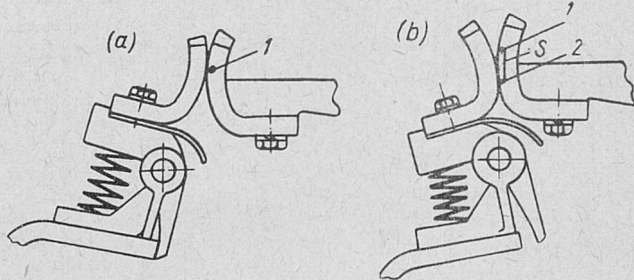
leżą praca napędu łącznika i związane z nią wymiary mechanizmu.

Pomiar roboczego docisku styków wykonywa się na każdej parze styków w sposób podobny, jak pomiar wstępnego docisku styków (rys. 2). Miarą roboczego docisku styków jest wartość siły doprowadzonej prostopadłe do powierzchni styków w miejscu zestyku (ściślej — w środku ciężkości powierzchni zestykowej). Siła ta powinna zrównoważyć siłę sprężyn stykowych wywieraną w pełnym położeniu załączenia. W celu wyznaczenia stanu równowagi przy pomiarze między styki wsuwa się pasek cienkiego papieru. Stan równowagi istnieje wówczas, gdy pasek papieru pozwala się swobodnie wysunąć. W chwili pomiaru łącznik powinien znajdować się w stanie pełnego załączenia.

Aby mieć pewność, że w niekorzystnych przypadkach krańcowych łącznik będzie miał dostateczny roboczy docisk styków, styczniki elektromagnetyczne zasila się napięciem sterowniczym obniżonym o 15% w stosunku do znamionowej wartości, a styczniki pneumatyczne zasila się sprężonym powietrzem o ciśnieniu odpowiadającym dolnej granicy dopuszczalnej ciśnienia znamionowego. Przed pomiarem roboczego docisku styków należy sprawdzić, czy inne wielkości mechaniczne danych znamionowych styków są zgodne z dokumentacją.

W tabl. I zestawiono zalecane wartości roboczego docisku styków dla różnych rodzajów łączników przemysłowych i różnych obciążalności. Wartości te służą do orientacyjnego doboru roboczego docisku styków przy nowych opracowaniach konstrukcyjnych, a także można się nimi posługiwać przy pracach remontowych i sprawdzaniu łączników, dla których brak dokumentacji lub szczegółowych danych technicznych.

Przecisk (przechył) styków. Jak wspomniano wyżej, roboczy docisk styków uzyskuje się przez ugięcie sprężyny stykowej. Ruchomy styk — po pierwszym zetknięciu się ze stykiem nieruchomym — odbywa jeszcze pewną drogę do pełnego



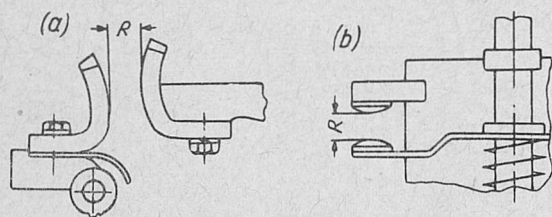
Rys. 4. Pomiar prześlizgu

- (a) — pierwsze położenie zetknięcia
(b) — pełne położenie załącznika

1 — miejsce zestyku w pierwszym położeniu zetknięcia
2 — miejsce zestyku w pełnym położeniu załączenia
S — prześlizg

położenia załączenia. Ponieważ zazwyczaj jeden ze styków jest sztywny, a drugi sprężynujący, drodze tej towarzyszy ugięcie sprężyny stykowej. Jeżeli w pełnym położeniu załączenia zostanie usunięty styk sztywny, wówczas styk sprężynujący wy-

kona ruch w kierunku współpracującego styku sztywnego. Ruch ten odbywać się będzie aż do oparcia się części ruchomej styku sprężynującego o powierzchnię ograniczającą jego ruch. Droge, którą w wyniku tego ruchu przebędzie miejsce zestyku, przyjęto nazywać przeciskiem lub przechylem styków (prowal,



Rys. 5. Pomiar rozwarcia styków

(a) — styki stycznika

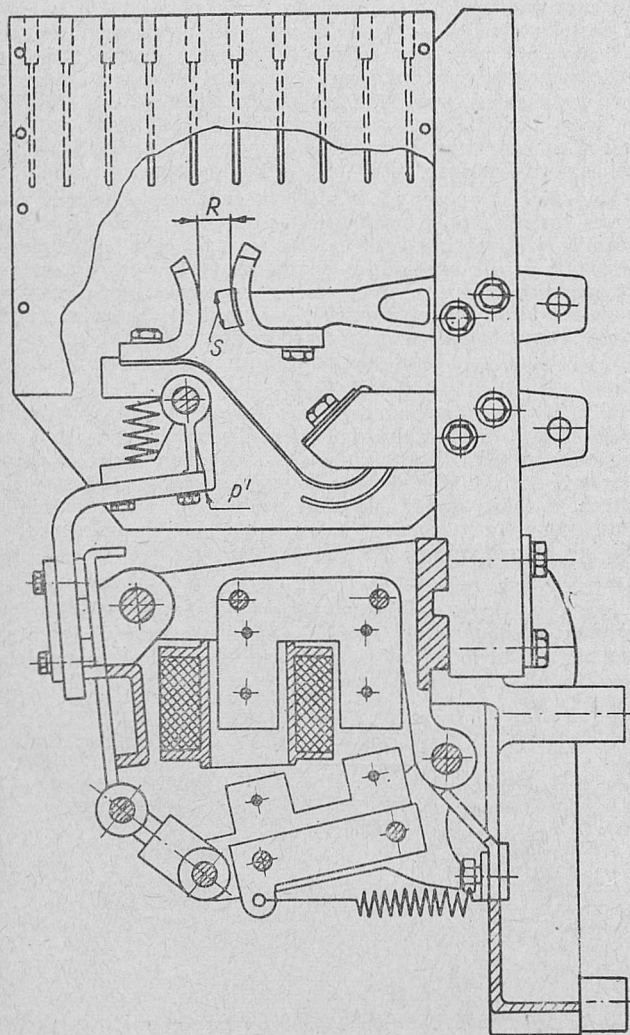
(b) — styki łącznika pomocniczego

R — rozwarcie

Durchfederung, course morte lub course de pénétration, contact wipe).

Przy sztywnym styku ruchomym a sprężynującym styku nieruchomym przecisk (przechył) jest wprost drogą, którą miejsce zestyku przebywa w kierunku styku nieruchomego od pierwszego położenia zetknięcia do pełnego położenia załączenia.

Wartość przecisku wynika z kinematyki mechanizmu stykowego. Od wartości przecisku zależy wartość roboczego docisku styków. Przy otwieraniu łączników o stykach dociskowych ich



Rys. 6. Przykład zespołu stykowego łącznika z podanymi wartościami mechanicznymi danych znamionowych styków (stycznik ST-350)

Docisk wstępny	3,0 ± 0,5 kG	} w stosunku do P'
Docisk roboczy	4,5 ± 0,5 kG	
Przecisk roboczy (w stanie nowym)	6,5 ± 1 mm	
Przecisk graniczny	3 mm	
Prześlizg S	3 ± 1 mm	
Rozwarcie R	25 ± 2 mm	

Tablica I. Zalecane orientacyjne wartości roboczych docisków styków

Rodzaj łącznika		Docisk styków (w kG) dla obciążalności znamionowej												
		10 A	25 A	40 A	60 A	100 A	200 A	400 A	600 A	800 A	1000 A	1600 A	2000 A	3200 A
Przyciski i łączniki pomocnicze	1) 2)	0,4 0,08	0,8 0,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		—	—	1,2—1,6	2,2—2,6	2,4—3,0	3,0—4,0	—	—	—	—	—	—	—
		—	0,8	1,0	1,3	1,8	3,0	—	—	—	—	—	—	—
Łączniki walcowe	3)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		0,3—0,5	0,6—0,9	0,8—1,2	1,2—1,5	1,7—2,3	2,7—3,7	4,3—6,0	5,0—7,5	—	—	—	—	—
Styczniki elektromagnetyczne		0,3—0,5	0,7—1,1	1,0—1,5	1,4—2,0	2,1—3,2	4,0—6,0	8,0—12,0	12,0—18,0	—	—	—	—	—
Styczniki mechaniczne i pneumatyczne		—	—	—	—	—	—	—	—	20,0—25,0	28,0—30,0			
Wyłączniki szybkie (typ WAB2)		—	—	—	—	—	—	—	—	8,0	10,0	14,0	18,0	25,0
Wyłączniki zapadkowe	Styki opalne	—	—	—	—	—	4,0	5,0	7,0	8,0	10,0	14,0	18,0	25,0
	Styki pośrednie	—	—	—	—	—	1,0	1,5	2,2	2,8	3,5	5,5	5,5	11,0
	Styki główne	0,3—0,8	0,8—1,8	1,8—2,3	3,0—5,5	6—10	12—18	25—35	35—40	40—55	45—63	60—82	70—95	80—115

1) Styki miedziane

2) Styki srebrne

3) Wartość średnie; przy częstotliwościach łączeń poniżej 60 na godz. należy przyjmować wartości o 50% większe.

styki ruchome otrzymują na drodze przecisku przyśpieszenie tak, że w chwili przerwania obwodu i zapłonu łuku uzyskuje się dostateczną prędkość rozchodzenia się styków. Sprzyja to gaszeniu łuku i zmniejsza zużycie styków. Trzeba jednakże pamiętać, że przecisk zwiększa czas własny wyłącznika samoczynnego. Roboczy przecisk styków, mierzony na stykach w stanie nowym i w czasie użytkowania, przedstawia zapas na elektryczne i mechaniczne zużycie styków wynikające z działania łuku i ścierania. Styki mogą więc być późno użytkowane, póki ich zużycie nie zmniejszy przecisku do jeszcze bezpiecznej wartości granicznej. Przekroczenie granicznego zużycia styków, określonego graniczną wartością przecisku, grozi ich przegrzaniem lub spieceniem wskutek niedostatecznego roboczego docisku styków i zbyt małej prędkości rozchodzenia się styków.

Pomiar przecisku nie jest trudny. W przypadku sztywnego styku ruchomego i sprężynującego styku nieruchomego przecisk mierzymy bezpośrednio, obserwując drogę, którą przebywa w kierunku styku sprężynującego miejsce zestyku na styku ruchomym. Można również określić wartość przecisku przez usunięcie styku sztywnego w pełnym położeniu załączenia i pomiar drogi styku sprężynującego w kierunku styku sztywnego. Obie te sposoby są jednak dość kłopotliwe i w praktyce zwykle przyjęła się pośrednia metoda pomiaru (rys. 3). Według tej metody wartość przecisku określa się z pomiaru szczeliny, która powstaje w pełnym położeniu załączenia między częścią ruchomą styku sprężynującego a powierzchnią oparcia, ograniczającą jego ruch. Dla uzyskania rzeczywistej wartości przecisku wynik pomiaru pośredniego należy przeliczyć dla miejsca zestyku w pełnym położeniu załączenia. Dużą zaletą pośredniej metody pomiaru przecisku stanowi możliwość korzystania z wzorników lub sprawdzianów przy seryjnym wykonywaniu pomiarów.

Prześlizg styków. Przy stykach wykonujących ruch poślizgowy lub toczno-poślizgowy dowolny punkt zestykowy na jednym ze styków odbywa po powierzchni drugiego styku określoną drogę od pierwszego położenia zetknięcia do pełnego położenia załączenia. Drogę tę można nazwać prześlizgiem styków (przitanie kontaktów). Prześlizg jest uwarunkowany kinematyką mechanizmu styków. Od wartości prześlizgu zależy stopień samoczyszczenia się styków wpływający korzystnie na zmniejszenie oporności stykowej, lecz również związany ze zwiększonym zużyciem styków na skutek ich ścierania. Od prześlizgu zależy prócz tego stopień odskoków sprężystych przy załączaniu.

Pomiar prześlizgu na stykach poślizgowych i toczno-poślizgowych wykonywa się przez zmierzenie po powierzchni jednego styku najkrótszej drogi dowolnego punktu zestykowego od miej-

scą początkowego zetknięcia do pełnego położenia załączenia (rys. 4). W praktyce pomiar wykonywa się zwykle na odcisku powierzchni zestykowej uzyskanym przez włożenie między styki cienkiego papieru złożonego z kalką przebitkową, obróconą do papieru stroną barwiącą. Po zamknięciu łącznika docisk i ruch styków odbijają na papierze wygląd i drogę powierzchni zestykowej.

Rozwarcie styków. W pełnym położeniu wyłączenia między powierzchnią styku ruchomego a powierzchnią styku nieruchomego powstaje w powietrzu lub oleju odstęp izolacyjny. Najmniejszą wartość tego odstępu nazywamy rozwarcie styków (rozryw kontaktów, rastwor kontaktów). Rozwarcie jest uwarunkowane kinematyką mechanizmów styków. Od wartości rozwarcia styków zależy przebieg gaszenia łuku i dostateczny odstęp izolacyjny w pełnym położeniu wyłączenia. Pomiar rozwarcia dokonywa się w pełnym położeniu wyłączenia, mierząc wzornikiem lub uniwersalnym przyrządem pomiarowym najkrótszą odległość między powierzchnią styku ruchomego a powierzchnią styku nieruchomego (rys. 5).

3. Wnioski.

Przez zachowanie w produkcji i eksploatacji łączników prawidłowych wartości mechanicznych danych znamionowych styków można uzyskać lepsze warunki pracy łączników przemysłowych, zwiększyć ich pewność ruchu i uniknąć przyczyn wielu niewyjaśnionych wypadków, zapoczątkowanych zazwyczaj przegrzaniem lub spieceniem się styków. Dlatego też za przykładem radzieckich konstruktorów aparatów należy dążyć ku temu, aby i polscy konstruktorzy podawali na rysunkach zespołów stykowych i w instrukcjach obsługi łączników szczegółowe wartości mechanicznych danych znamionowych styków wraz z dopuszczalnymi odchyłkami (rys. 6). Wartości te należy również podawać w katalogach aparatów, co spotyka się w katalogach radzieckich.

W łącznikach dawnej produkcji lub łącznikach importowanych i pozbawionych szczegółowej dokumentacji nie powinno sprawiać trudności wykonanie — na nowych lub dobrze pracujących egzemplarzach — pomiarów poszczególnych wielkości tak, aby elektryk ruchowy dysponował danymi, pozwalającymi mu w każdej chwili doregulować styki lub sprawdzić ich stan nie „na oko”, lecz przy pomocy prostych, a ścisłych pomiarów.

LITERATURA

- Norma zakładowa ZN-52/MPM/3A8-91003 — Mechaniczne dane znamionowe styków.
Tierieja G. P. Zawodskije ispytatielnyje stancji nizzkowlitnoj apparatury, Gosenergoizdat, 1949.

MGR INŻ. LUCJAN BERTON

Świetłówki elektronowe

621.237.43

Treść. Uproszczenie procesu wytwarzania światła w lampie fluoryzującej przez bezpośrednie wzbudzenie luminoforów przy pomocy bombardowania elektronami. Korzyści i trudności tej metody. Drogi do usunięcia trudności. Prototyp świetłówki elektronowej.

Электронные люминесцентные лампы. Упрощение процесса производства света в люминесцентной лампе путем непосредственного возбуждения люминофоров при помощи электронной бомбардировки. Выгоды и трудности этого метода. Пути устранения трудностей. Прототип электронной люминесцентной лампы.

Electron fluorescent tubes. A simplified process of producing light in fluorescent tubes by direct excitation, by means of electric bombardment, of the luminophores. Advantages of, and impediments in, this method. Means of surmounting such difficulties. Electron fluorescent tube prototype.

Świetłówka jest lampą, w której światło jest wytwarzane przez fluorescencję ciał stałych — luminoforów. Napięcie doprowadzone do elektrod rury szklanej, wypełnionej rozrzedzonym argonem i parą rtęci, wywołuje przeskok: z katody zaczyna płynąć obfity strumień elektronów, które — zderzając się z napotkanymi atomami rtęci — wzbudzają je. Atomy wzbudzone powracając do stanu obojętnego wysyłają prawie wyłącznie nadfioletowe promieniowanie głównie na fali 2537 Å. Promieniowanie to pobudza z kolei luminofory, umieszczone na wewnętrznych ściankach rury do wysyłania promieniowania widzialnego. Luminofory są tak dobrane, że szczyt ich wrażliwości jest niedaleki od długości fali pobudzającej 2537 Å, wytwarzane zaś promieniowanie o widmie ciągłym ma swój szczyt intensywności blisko długości fali, na którą przypada szczyt wrażliwości wzroku ludzkiego (5550 Å), a zakres widma pokrywa się w przybliżeniu z zakresem promieniowania widzialnego.

Mamy tu więc dwa procesy. Proces pierwotny, to elektroluminescencja w rozrzedzonej parze rtęci: wytwarzanie promieniowania przez elektrony, które zderzając się z atomami, oddają im swą energię. Proces wtórny to fotoluminescencja: promieniowanie widzialne (fluorescencja) luminoforów pod wpływem promieni nadfioletowych wytworzonych w pierwotnym przebiegu i oddających swą energię luminoforom.

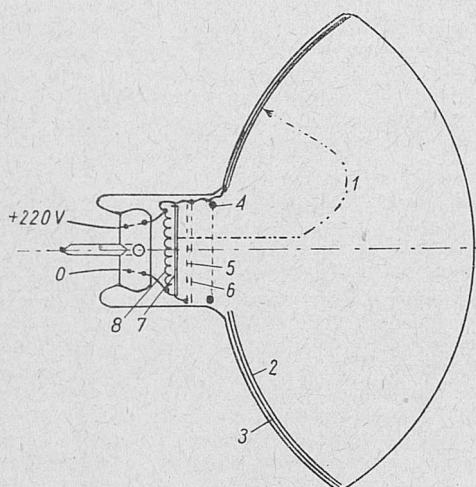
Nasuwa się pytanie, czy nie dałoby się tego procesu uprościć przez wyeliminowanie pośredniego człona — promieniowania nadfioletowego. Oczywiście, wynikiem ma tu być fluorescencja ciał stałych, a nie widzialne promieniowanie wyładowania w gazie wraz z jego wszystkimi wadami — przede wszystkim linowym widmem, a więc kolorem światła i oświetlonych przedmiotów nie nadającym się do celów ogólnego oświetlenia.

Oczywiście, problem ten może wzbudzić praktyczne zainteresowanie tylko wtedy, jeżeli to uproszczenie fizyczne będzie połączone z uproszczeniem lub usprawnieniem technicznym. Otóż takiego uproszczenia i usprawnienia należy bez wątpienia oczekiwać.

Wyeliminowanie człona pośredniego — promieni nadfioletowych — równa się bezpośredniemu wzbudzaniu luminoforów do świecenia przez strumień elektronów. Jak wiadomo, strumień elektronów, poruszających się pod wpływem pola elektrycznego w jednym kierunku, nazywamy — zgodnie z tradycją, lecz niesłusznie — promieniami katodowymi i dlatego też więc promieniowanie ciał stałych, wywołane przez bombardowanie ich tzw. promieniami katodowymi czyli strumieniem elektronów o znacznej szybkości nazywamy katodoluminescencją. Katodoluminescencja jest więc rodzajem elektroluminescencji i różni się od wytwarzania promieniowania w lampach wyładowczych tym,

że bombardujące elektrony wzbudzają nie atomy gazu lub pary metali, lecz ciała stałe.

Zdolność promieni katodowych wywoływania promieniowania ciał stałych, na które padają, znana jest już blisko od 100 lat. Odkrycie promieni katodowych w r. 1869 nastąpiło właśnie przy obserwacji fluorescencji szkła, na które padały szybkie elektrony, co doprowadziło w dalszym ciągu do odkrycia elektronu. Pierwsze zastosowanie tej własności promieni katodowych na wielką skalę stanowiły lampy Roentgena, w których promienie katodowe padając na metal wywołują znane promieniowanie krótkofalowe. Następnym bodaj zastosowaniem była lampa oscylograficzna. Dziś używanie promieni katodowych do wywoływa-



Rys. 1. Świetlówka elektronowa (szkic schematyczny).

- | | |
|----------------------|--------------------|
| 1 — droga elektronów | 5 — siatka 1—0 V |
| 2 — luminofor | 6 — siatka 2—220 V |
| 3 — metal + 220 V | 7 — katoda — 0V |
| 4 — S3 | 8 — grzejnik |

nia fluorescencji albo — ogólnie mówiąc — luminescencji ciał stałych jest szeroko stosowane np. w telewizji, radarze, mikroskopie elektronowym itp.

Jakich korzyści należy się spodziewać przy zastąpieniu metody wytwarzania światła, stosowanej w dotychczasowej świetlówce, tj. elektroluminescencji w gazie plus fotoluminescencji, metodą, którą zastosowalibyśmy w świetlówce elektronowej, to jest przez katodoluminescencję? Główną korzyść widzimy nie w zwiększonej sprawności, której należy również się spodziewać, lecz w zupełnym wyeliminowaniu sprzętu pomocniczego oraz wpływu temperatury otoczenia.

Jak wiadomo, stabilizator — zwykle w postaci dławika — jest dla świetlówek, jak i lamp wyładowczych, dlatego potrzebny, że przebieg odbywa się w gazie, gdzie wskutek bombardowania katody przez jony po zapoczątkowaniu łuku emisja elektronów z katody, a więc i natężenie prądu lawinowo wzrastają. Przy tym napięcie na zaciskach lampy nie tylko nie wzrasta, lecz nawet nieco maleje, gdyż wskutek częściowej kompensaty dodatniego ładunku przestrzennego w pobliżu katody przez narastający strumień elektronów katodowy spadek napięcia maleje. W rezultacie mamy więc do czynienia z ujemną charakterystyką lampy, to jest zmniejszaniem się napięcia lampy przy wzroście natężenia prądu.

W świetlówce elektronowej emisja elektronów odbywa się w próżni. Nie ma więc bombardowania katody jonami. Wskutek tego emisja katody zależy nie tylko od jej materiału i postaci, od jej temperatury ustalonej przez podgrzewanie, od natężenia pola, a więc napięcia między katodą a anodą (względnie siatkami sterującymi) i od ładunku przestrzennego, wywierającego na elektrony wychodzące z katody siłę odpychającą, a więc hamującego emisję elektronów. Ponieważ ze wzrostem ilości elektronów wysyłanych z katody wzrasta ładunek przestrzenny, trzeba dla zwiększenia natężenia prądu wzmocnić pole elektryczne, a więc zwiększyć napięcie, ażeby pokonać siłę odpychania ładunku przestrzennego. Tak więc dla zwiększenia natężenia prądu konieczne jest zwiększenie napięcia i — przeciwnie — przy zmniejszeniu napięcia maleje natężenie prądu. Lampa więc sama stabilizuje się, jej charakterystyka jest dodatnia, osobny stabilizator jest zbędny.

Ujemną charakterystyką, a więc zależność oporu elektrycznego środowiska gazowego od natężenia prądu występuje szczególnie silnie i w specjalny sposób przy zapoczątkowaniu wyładowania. Jak wiadomo, natężenie prądu — nawet przy specjalnymi

środkami ułatwionej emisji elektronów z katody (np. termoelektronowej przez podgrzewanie) — jest tak małe, że da się wykryć tylko przy użyciu czułych galwanometrów. Natomiast po przekroczeniu pewnego napięcia następuje między elektrodami przeskok: zaczyna nagle płynąć stosunkowo bardzo znaczny prąd. Jeżeli po nastąpieniu przeskoku zmniejszymy napięcie na lampie nawet bardzo znacznie poniżej wartości, przy której nastąpił przeskok, natężenie prądu pozostanie jednak znaczne. Znacząco, że po przeskoku oporność lampy jest o wiele-wiele mniejsza, niż była przed przeskakiem przy tym samym napięciu. Powodem tego jest, oczywiście, jonizacja ośrodka gazowego, która po przeskoku samoistnie utrzymuje się kosztem dostarczonej lampie energii. Wynikiem jest przeważnie konieczność zmniejszenia napięcia po przeskoku, a więc — jeżeli lampa ma normalnie pracować przy bezpośrednim włączeniu jej obwodu w sieć — konieczność zwiększenia napięcia przy starcie dla uzyskania pierwszego zapłonu. Konieczne jest zatem urządzenie dodatkowe — przy świetłówkach w naszych warunkach (sieć 220-woltowa) zwykle w postaci zapłonika. W świetłówe elektronowej prąd przepływa natychmiast po doprowadzeniu napięcia. Przeskoku nie ma, gdyż nie ma gazu, a więc nie ma potrzeby jonizacji, zapłonik jest tu zbędny.

Jak widać, jeżeli siatki konieczne do sterowania drogi elektronów obędą się bez dodatkowych napięć lub jeżeli wystarczą małe oporniki wbudowane w trzonek lampy, odpada wszelki sprzęt pomocniczy i świetlówkę elektronową można będzie wkręcić w oprawkę jak zwykłą żarówkę.

Zależność strumienia świetlnego świetlówek od temperatury otoczenia (i szybkości wiatru) tłumaczy się zmianą ciśnienia pary, a więc i ilości atomów rtęci na centymetr sześcienny. Przy zbyt wielkich gęstościach atomów rtęci następuje silne pochłanianie rezonansowej linii rtęci, co powoduje częściową przemianę promieniowania na fali 2537 Å na niekorzystne dla wzbudzenia luminoforów promieniowanie dłuższe. Przy zbyt małej gęstości jest zbyt mała ilość atomów, a więc i wzbudzonych atomów, a więc zbyt mała moc promieniowania. Jest rzeczą oczywistą, że w świetlówce elektronowej nie ma tej zależności. Nie ma również trudności startu spowodowanych przez trudności przeskoku występujące w zwykłych świetłówkach przy niskich temperaturach, gdyż nie ma przeskoku. Jest więc świetlówka elektronowa niezależna od temperatury otoczenia.

Dalszą jej zaletą jest możliwość manewrowania w znaczeniu zmniejszania i zwiększania strumienia świetlnego przez zmiany napięcia, co w pewnych warunkach może być ważne (np. na scenach teatralnych).

Wobec tych ogromnych zalet nasuwa się pytanie, jakie trudności przeszkodziły wprowadzeniu świetlówek elektronowych w użycie i czy jest nadzieja pokonania tych trudności w bliskiej przyszłości.

Na pytanie to znajdujemy częściową odpowiedź w artykule R. Malherbe-Navarre'a*).

Strumień świetlny wysyłany przez jednostkę powierzchni warstwy luminoforów pobudzonej strumieniem elektronów jest dla danych warunków zależny od ilości elektronów, padających na tę jednostkę powierzchni, i od ich energii, a więc szybkości, z którą one uderzają w tę warstwę, czyli od napięcia przyspieszającego je.

Zależność strumienia świetlnego od gęstości elektronów jest dla bardzo małych jej wartości liniowa. Jednak wkrótce potem następuje stan nasycenia i dalsze zwiększanie ilości elektronów nie ma już wpływu na wielkość strumienia świetlnego.

Wpływ napięcia na strumień świetlny jest zależny od stosunku napięcia doprowadzonego do lampy do napięcia progowego, przy którym zaczyna występować emisja promieniowania. Według inż. R. Malherbe-Navarre'a stosunek ten musi wynosić co najmniej 10:1, jeżeli chce się osiągnąć znośną moc promieniowania z jednostki powierzchni i dobrą sprawność. Ponieważ wartość progowa napięcia wynosi w zwykłych warunkach dla różnych luminoforów 100 do 300 V, potrzebne są napięcia lamp rzędu 1000 do 3000 V, a więc znacznie wyższe od stosowanych napięć sieci oświetleniowych.

Jednak według inż. Malherbe-Navarre'a to zachowanie się luminoforów zmienia się, jeżeli warstwę ich umieścimy nie — jak to się zwykle praktykuje — bezpośrednio na wewnętrznej ściance lampy, lecz na warstwie metalu na tę ściankę nałożonej. W tym wypadku napięcie progowe obniża się w zależności od długości fali na kilka do kilkunastu woltów, a nasycenie następuje powyżej 500 $\mu\text{A}/\text{cm}^2$ (autor nie podaje, o ile powyżej). Znacząco, że w tym wypadku wystarczy napięcie 220, a nawet 127 V do bezpośredniego włączenia lampy, a z krążka o średnicy

* Nouvelle lampe d'éclairage fluorescent auto-stabilisée (Electricité, 1953, nr 198, 1953, X).

250 mm można uzyskać pełny strumień świetlny przy obciążeniu większym niż 250 mA. (Co prawda, autor opisuje lampę 40-watową o średnicy 110 mm i o przybliżonej powierzchni anody około 140 cm², co odpowiada przy natężeniu prądu 180 mA około 1300 μA/cm²).

Ten wpływ korzystny metalicznego podkładu warstwy fluoryzującej ma polegać na likwidowaniu lokalnych zwyzek temperatury, powstających wskutek uderzeń elektronów, oraz neutralizacji pola elektrycznego, gdyż elektrony po metalicznej katodzie bez przeszkód spływają do przewodów.

Rys. 1 podaje schematyczny szkic świetlówki elektronowej 40-watowej według artykułu. Elektrony, wysyłane z pośrednio grzanej katody mijają pierwszą siatkę o potencjale katody, która centruje je na otwory dokładnie takiej samej drugiej siatki, mającej potencjał anody i przyczyniającej się do odpowiedniego przyspieszenia elektronów. Trzecia siatka względnie elektroda pomocnicza, której kształtu i napięcia autor dokładnie nie podaje, ma za zadanie przeciwdziałanie ładunkowi przestrzennemu. Za pomocą tego układu trzech siatek likwiduje się w znacznej części ładunek przestrzenny, co umożliwia ogromne zwiększenie natężenia prądu przy danym napięciu anodowym. Sprawność elektryczna takiej lampy ma wynosić 0,95. Jej wydajność świetlna ma wynosić ok. 60 lm/W, a w niedalekiej przyszłości — wobec ogromnych postępów w fabrykacji luminoforów wzbudzonych elektronami — może dojść do 120 lm/W.

Niektóre wady świetlówki elektronowej dadzą się z góry przewidzieć. Do najważniejszych należeć będzie bardzo wielka amplituda pulsacji światła i związany z tym efekt stroboskopowy. Lampa ta jest samoprzostająca, a więc prąd będzie płynął zawsze tylko w czasie jednej połowy okresu; aby płynął zawsze, należałoby zainstalować w jednej oprawie 2 lampy o katodach włączonych odwrotnie między przewody tej samej fazy prądu zmiennego. Z drugiej strony istnieją luminofony elektronowe (wzbudzone pro-

mieniami katodowymi), których poświata (fosforescencja) jest stosunkowo długotrwała. I tak np. fosforan wapniowy aktywowany dysprozem ma czas zanikania świecenia (do 1% początkowej jaskrawości) 2 s, jaskrawość jednak bardzo małą. Krzemian cynkowy i krzemian berylowo-cynkowy, aktywowane manganem i wykazujące znaczną jaskrawość, mają czas zanikania dość krótki: 0,05 wzgl. 0,06 s, nie jest więc wykluczone, że tu rozwój świetlówek elektronowych natrafi na trudności.

Drugą wadą nowej lampy w stosunku do obecnych świetlówek „fotonowych” jest znacznie większa jaskrawość. Jeżeli przyjmujemy, że lampa 40-watowa ma średnicę 110 mm i sprawność 60 lm/W, otrzymamy średnią jaskrawość (przy przyjęciu otworu na katodę o średnicy ≈ 30 mm) około

$$L = \frac{\Phi}{\pi p'} = \frac{2400 \text{ lm}}{\frac{\pi^2}{4} (11^2 - 3^2) \text{ cm}^2} = 8,7 \text{ sb},$$

a więc mniej więcej 20-krotnie większą niż obecnej świetlówki 40-watowej. Wprawdzie ta wada jest znacznie mniej ważna niż poprzednia, gdyż i zwykle „fotonowe” świetlówki trzeba chronić odbłyśnikami, okrągły zaś kształt świetlówki elektronowej bezsprzecznie ułatwi skonstruowanie opraw o odpowiednim kącie ochrony.

Od pomiarów laboratoryjnych, a nawet od prototypu, do masowej produkcji droga jest daleka, zwłaszcza przy tak rewolucyjnej nowości, i w praktyce mogą wyłonić się liczne przewidziane i nieprzewidziane trudności, jednak w podsumowaniu powyższych wywodów możemy stwierdzić, że wejście w niedługim czasie świetlówki elektronowej do współzawodnictwa w ogólnym oświetleniu nie jest nieprawdopodobne. A jeżeli początkowe trudności będą pomyślnie pokonane, to ta nowa lampa — wykazując większość zalet obecnej świetlówki i nie wykazując kilku jej największych wad — ma przyszłość przed sobą i może uzyskać przewagę nad dotychczasowymi typami lamp elektrycznych.

PRZEGLĄD CZASOPISM

NOWOCZESNE KIERUNKI W KONSTRUKCJI TURBIN WODNYCH EUROPEJSKICH

B o v e t G. A. (Geneva). Modern trends in hydraulic-turbine design in Europe (Transactions of the ASME, 1953, t. 75, nr 6)

Pr z e g l ą d o g ó ł n y. Wszystkie wytwarzane od kilkunastu lat turbiny należą do trzech podstawowych typów konstrukcji, a mianowicie Peltona, Francis'a lub Kaplana. Turbiny propelerowe zostały wyparte przez turbinę Kaplana. Prawie wszystkie turbiny, produkowane obecnie w Europie dla spadów poniżej ~ 30 m, są turbinami Kaplana, a tylko bardzo nieliczne są typu Francis'a lub propelerowe. Turbiny Kaplana są wskutek mniejszych wymiarów i większej prędkości obrotowej zaledwie nieco droższe od turbin propelerowych, a ich duża sprawność jest wystarczającym usprawiedliwieniem wyboru turbin tego właśnie typu.

Największe wartości spadów, dla których stosowane są poszczególne typy turbin, wzrastały stopniowo: dla turbin Francis'a osiągnięto wzrost spadów z 320 do 455 m, tj. około 40%, a dla turbin Kaplana od 56 do 70 m, tj. o 25%.

Sprawność turbin była stopniowo polepszana i osiągnęła dla turbin Kaplana ok. 93%, dla turbin Francis'a 92% i dla turbin Peltona 90 do 91%.

Tabela I. Niektóre turbiny Kaplana dla wysokich spadów produkcji europejskiej ostatnich lat

Spad znamionowy (m)	Moc znamionowa (kW)	Prędkość (obr./min.)	Spad znamionowy (m)	Moc znamionowa (kW)	Prędkość (obr./min.)
70	23 700	375	38,1	18 620	250
60,7	10 100	500	36,6	16 400	214
57,4	4 300	500	34	2 050	500
56	3 720	500	32	34 000	150
54	20 900	250	31,5	5 600	375
50,3	18 600	300	31	48 500	100
43	5 600	600	31	11 900	250
39,6	78 600	127	31	47 600	136
38,1	22 400	214	30,5	31 400	167

Tabl. I podaje przegląd europejskich osiągnięć co do spadku, mocy i prędkości obrotowej w dziedzinie zainstalowanych w ostatnich latach turbozespołów typu Kaplana.

Na konstrukcję turbin wodnych w ostatnich latach wywarło niewątpliwie wpływ bezpośredni lub pośredni wiele czynników: brak materiałów w okresie wojny, duże koszty materiałów i robocizny w latach powojennych oraz nadzwyczajny postęp w dziedzinie rozwoju maszyn do wierceń skalnych i do budowy ziemnych, umożliwiające budowę siłowni podziemnych. W roku 1930 budowa wielkich siłowni podziemnych była tylko w wyjątkowych przypadkach oparta na założeniach technicznych lub ekonomicznych. Głównym celem rozwiązania podziemnego była ochrona przed atakami lotniczymi; wykonanie naziemne gospodarczo było wtedy bardziej uzasadnione. Jednak brak stali oraz jej wysokie ceny nakazywały w wielu przypadkach skrócenie rurociągów dolotowych, a to doprowadzało do podziemnych rozwiązań siłowni jako najtańszych.

Nowoczesny sprzęt do robót ziemnych uczynił realnymi i wykonalnymi projekty siłowni o niskich spadach, gdzie wielkie wartości przepływu wymagają zastosowania bardzo wielkich turbozespołów wolnobieżnych. Wytwórcy musieli wobec tego poddać rewizji dotychczasowe konstrukcje celem uzyskania turbozespołów o jak najbardziej zwartej budowie, a tym samym zmniejszenia objętości wykopów skalnych w siłowniach podziemnych lub zmniejszenia budynków siłowni naziemnych. Podobne przesłanki zapoczątkowały konstrukcje siłowni typu napowietrznego z prądnicami nieosłoniętymi ani ścianami ani dachem. Ten ostatni typ siłowni wodnych jest jednak bardziej popularny w Ameryce niż w Europie.

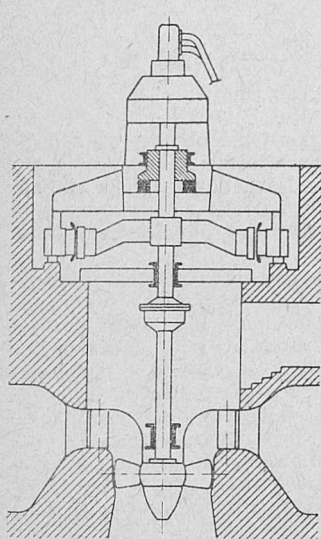
O g ó ł n y u k ł a d k o n s t r u k c j i t u r b o z e s p ó ł ó w z t u r b i n a m i r e a k c y j n y m i. Turbozespoły wodne są często traktowane jako zespoły składające się z dwóch odrębnych maszyn: turbiny wodnej i prądnicy, dostarczanych przez niezależnych wytwórców. W miarę jednak wzrastania wymiarów jednostek stało się widoczne, że możliwe jest osiągnięcie znacznych oszczędności nie tylko w kosztach turbin lub prądnic, ale również w kosztach budynku siłowni, jeżeli turbina i prądnica będą traktowane jako składniki jednej maszyny.

Na rys. 1 do 7 włącznie pokazano etapy rozwoju konstrukcji wielkich pionowych turbozespołów wodnych. Choć rysunki do-

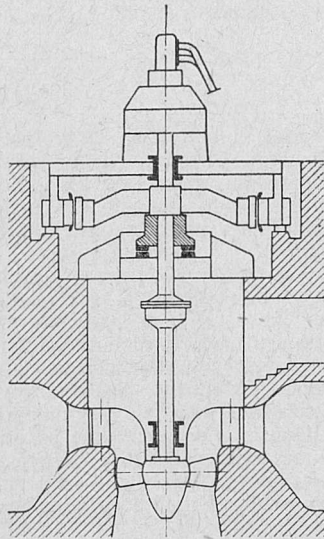
tyczą turbin Kaplana, niektóre układy znajdują również zastosowanie w turbinach Francis'a.

Rys. 1 pokazuje klasyczną konstrukcję turbozespołu z trzema łożyskami kierowniczymi — jednym turbiny i dwoma prądnicy. Łożysko oporowe jest umieszczone powyżej wirnika prądnicy i podtrzymywane przez poprzeczne lub promieniowe ramiona rozpięte nad kadłubem wirnika.

Układ na rys. 2 różni się od poprzedniego umieszczeniem łożyska oporowego pod wirnikiem prądnicy. Ramiona podtrzymujące łożysko są rozpięte nad otworem turbiny, przeto są krótsze i lżejsze, a więc tańsze niż w układzie z rys. 1.



Rys. 1

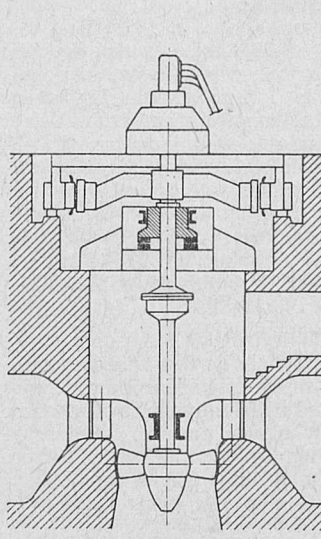


Rys. 2

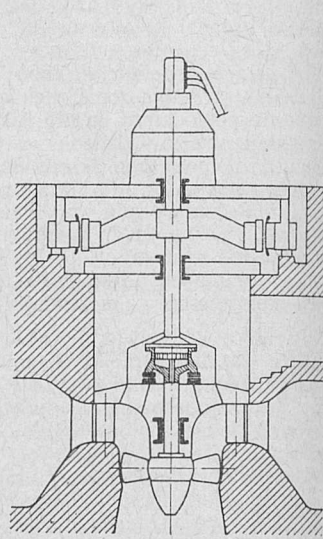
rowniczych prądnicy, wzbudnic (jeśli są umieszczone na wale) itd. Ponadto umieszczenie łożyska oporowego na pokrywie turbiny znacznie zmniejsza naprężenia w pokrywie, gdyż nacisk, wywierany na pokrywę od dołu przez ciśnienie wody, jest zrównoważony od góry naciskiem wywieranym na łożysko oporowe.

W przypadku turbin Kaplana cylinder serwowalora służy zwykle jako podstawa części wirującej łożyska oporowego; pozwala to uniknąć konstrukcji kołnierza dla łożyska oporowego.

Porównanie układów z rys. 1, 2 i 3 z następnymi wykazuje, że zmniejszenie wysokości prądnicy prowadzi do bardziej zwar-



Rys. 3

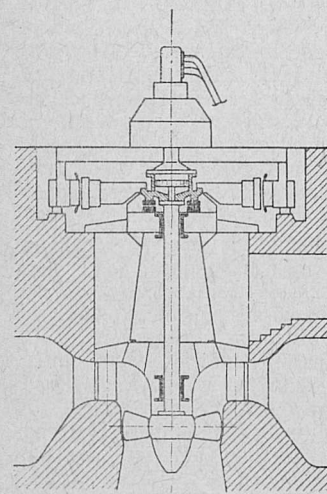


Rys. 4

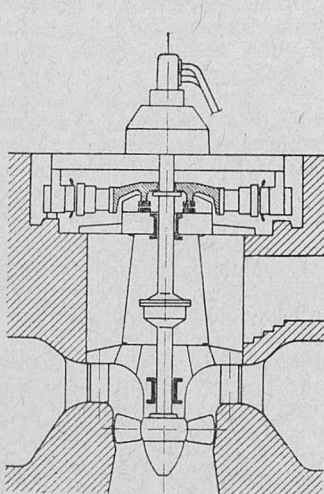
Układ na rys. 3 różni się od poprzedniego tym, że prądnica ma tylko jedno łożysko kierownicze, które podobnie jak łożysko oporowe jest umieszczone poniżej wirnika prądnicy. Odpowiada to prądnicom typu „parasola” specjalnie ulubionym przez konstruktorów brytyjskich. Turbozespół zawiera więc tylko dwa łożyska kierownicze — jedno prądnicowe, drugie turbinowe. W założeniu, że odległość między środkami ciężkości wirnika prądnicy i łożyskiem kierowniczym nie jest zbyt duża, łożysko oporowe poniżej wirnika wywiera moment oporowy przeciw-

lego układu turbozespołu i znacznych oszczędności w kosztach budowy przez zmniejszenie objętości fundamentów i zmniejszenie wysokości hali maszynowej.

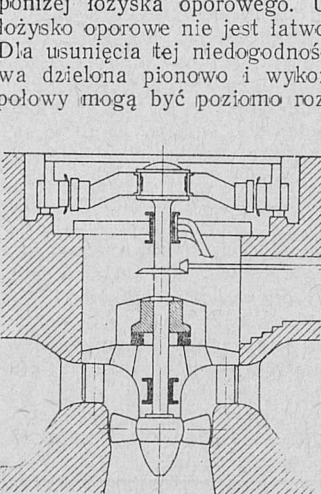
Układ na rys. 5 jest w zasadzie podobny do poprzedniego z tą różnicą jednak, że cylinder serwowalora jest tak wykonany, że może służyć jako piaśta wirnika prądnicy. Między pokrywę górną turbiny i łożysko oporowe wtrącona jest podstawa o takiej wysokości, aby łożysko oporowe znalazło się na wysokości wirnika prądnicy. Łożysko kierownicze jest umieszczone poniżej łożyska oporowego. Układ ten ma tę niedogodność, że łożysko oporowe nie jest łatwo dostępne dla oględzin i napraw. Dla usunięcia tej niedogodności podstawa łożyska oporowa była dzielona pionowo i wykonana w ten sposób, że dwie jej połowy mogą być poziomo rozsunięte, a pierścien łożyska i jego wirnik opuszczone wzdłuż wału do dołu turbinowego dla naprawy lub wymiany bez konieczności rozmontowania innych części turbozespołu.



Rys. 5



Rys. 6



Rys. 7

działający wychyleniom wirnika z położenia równowagi, zwiększając w ten sposób równowagę części wirujących. Wysokość prądnicy przy tym rozwiązaniu jest przeważnie mniejsza i w wielu wypadkach możliwe jest zmniejszenie wysokości maszynowni.

Rozwiązanie na rys. 4 różni się znacznie od trzech poprzednich konstrukcją umieszczenia łożyska oporowego na pokrywie turbiny. W tym układzie ciężkie ramiona podtrzymujące łożysko oporowe są niepotrzebne, gdyż zastępuje się je znacznie lżejszymi, które mają jedynie zadanie podtrzymania łożysk kie-

W układzie na rys. 6 serwowalora wirnika turbiny jest oddzielony od łożyska oporowego, aby ono było dostępne po usunięciu piasty wirnika prądnicy bez potrzeby demontowania serwowalora jak w układzie poprzednim. Poza tym wysokość montażowa maszynowni jest zmniejszona dzięki podzieleniu wału turbozespołu na dwie części. Zarówno w tym, jak i w poprzednich układach, konieczne jest zastosowanie górnej belki wsporczej

nawet dla prądnicy typu „parasola” dla podtrzymania wzbudnic i głowicy olejowej, umieszczonych na wierzchołku turbozespołów.

Układ na rys. 7 daje rozwiązanie dla siłowni w wykonaniu zewnętrznym. Prądnice mają osobne wzbudzenie, a doprowadzenie oleju do serwowalora wirnika jest rozwiązane łącznie z konstrukcją górnego łożyska kierowniczego pod wirnikiem prądnicy.

Każdy z opisanych wyżej układów ma na celu uzyskanie pewnych oszczędności materiałowych i zmniejszenie wymiarów. Układ z łożyskiem oporowym opartym na pokrywie turbiny

jest specjalnie zalecany dla wszystkich wielkich jednostek, gdyż zmniejsza nie tylko koszt turbiny i prądnicy, lecz również całkowitą wysokość turbozespołu, a więc i koszt budynku siłowni.

Próby na modelach i próby na miejscu ustawienia turbozespołów. W obecnej praktyce próby turbin wodnych wykonuje się na ogół w warunkach znamionowej wartości spad. Jeżeli sprawność turbiny w tych warunkach odpowiada wartościom gwarantowanym, przyjmuje się, że zgodność ta będzie zachowana dla zakresu ruchowego objętego gwarancją.

Przy dużych wahanich spad, jak np. dla siłowni w Assuanie, gdzie spad waha się od 31 do 8 m, takie przybliżenia są za mało dokładne, powszechnie więc stosuje się badanie sprawności wielkich turbin na modelach w zmniejszonej skali i przeliczone wyniki tych prób przyjmuje się jako właściwe wartości sprawności zarówno pod względem technicznym, jak i prawnomownym.

Ponieważ pomiary laboratoryjne można wykonywać z dużą dokładnością, wymagana dokładność pomiaru 2% bywa przeważnie dotrzymywana.

Podnoszono zastrzeżenia, że ta metoda pomiaru sprawności wprowadza nowy element, który sam w sobie może być źródłem niedokładności, a mianowicie wzór przeliczeniowy. Należy jednak brać pod uwagę, że błąd wprowadzony przez użycie wzoru przeliczeniowego będzie w większości przypadków mniejszy niż dokładność uzyskana przy pomiarach ruchowych, tj. 2%. Ponadto wykonywanie pomiarów na modelach nie oznacza, że pomiary ruchowe powinny być zaniechane. Przeciwnie, nawet wtedy, kiedy pomiary ruchowe mogą być wykonane tylko dla jednej wartości spad, porównanie sprawności uzyskanej dla tej wartości spad z krzywą uzyskaną dla odpowiednich warunków na modelu daje prawidłową podstawę do przeliczenia sprawności właściwej turbiny dla całego zakresu zmienności spad, dla którego jest turbina zaprojektowana. Ponadto pomiary dokonane jednocześnie dla właściwej turbiny i dla modelowej turbiny są pożytecznym środkiem do poprawienia dokładności wzorów przeliczeniowych. Najczęściej używanymi wzorami przeliczeniowymi są powszechnie znany wzór Moody'ego oraz wzór Akereta oparty całkowicie na liczbie Reynoldsa:

$$\eta_h = 1 - \frac{1}{2} (1 - \eta'_h) \left[1 + \left(\frac{Re'}{Re} \right)^{\frac{1}{5}} \right],$$

gdzie η_h — sprawność hydrauliczna turbiny,

η'_h — „ „ „ modelu,

Re — liczba Reynoldsa dla turbiny,

Re' — „ „ „ modelu.

Materiały. W krajach, gdzie trudno otrzymać dobre odlewy w krótkich terminach, istnieje tendencja stosowania spawanych konstrukcji. Jednak szeroko stosuje się także odlewy żeliwne i stalowe, które mają przewagę większej sztywności.

Odlewy ze stali nierdzewnych używa się tam, gdzie są one dobre i po umiarkowanych cenach. Nakładki ze stali nierdzewnej w paskach lub przyspawane stosuje się jedynie w przypadkach, kiedy uzyskanie odlewów ze stali nierdzewnej jest trudne.

W Europie stosowane są stale o składzie 12 — 14% Cr i około 1% Ni. Odznaczają się one odpornością na nagryzanie i znacznie większą mechaniczną wytrzymałością niż stal nierdzewna 18—8. Znoszą one lepiej ścieranie, są łatwiejsze do obróbki i mniej podatne do „wzajemnego zacinania się powierzchni”. Mogą być spawane na miejscu montażu — pod warunkiem zastosowania odpowiednich środków bez potrzeby obróbki cieplnej spawanych części. Możliwość spawania ich jest jedną z głównych przyczyn stosowania ich zamiast brązu manganowego lub fosforowego do wykonania części turbin, narażonych na nagryzanie. Jednak brąz wciąż jest jeszcze używany ze względu na jego odporność na nagryzanie. Zalety stali nierdzewnych występują zwłaszcza w wypadkach, gdy woda jest chemicznie aktywna lub zawiera wielkie ilości ostrych cząstek.

Doświadczenie wykazuje, że użycie stali nierdzewnych przedłuża znacznie okresy kolejnych przeglądów turbin i że zmniejszenie uszkodzeń usprawiedliwia wielokrotnie wyższy koszt stosowania stali nierdzewnych.

Regulatory prędkości. Postępy dokonane w konstrukcji i wykonaniu regulatorów prędkości sprowadzają się nie tylko do poprawy regulacji prędkości turbozespołów pracujących pojedynczo lub przyłączonych do układu sieciowego; pozwalają one również uzyskać lepszą równowagę regulacji przy zmniejszonym wpływie momentu bezwładności prądnicy i przy bardziej racjonalnym sterowaniu wymianą energii między dwiema lub wieloma siłowniami, bądź grupami siłowni.

Typ regulatora „szybkościowo-przyspieszeniowy” produkowany jest przez różnych wytwórców. Ma on oprócz normalnego elementu oddziaływania na prędkość (ciężarki wirujące), stosowanego powszechnie we wszystkich regulatorach prędkości, również element oddziaływania na przyspieszenie („akcelerometr”). Element ten wyzyskuje przyspieszenie dodatnie i ujemne związane z każdą zmianą prędkości do regulowania tej prędkości. Znaczna poprawa warunków regulacji przy zastosowaniu „akcelerometru” tłumaczy się tym, że przyspieszenie jest pierwszą pochodną regulowanej prędkości i osiąga maksimum każdej chwili, w której następuje zmiana wielkości obciążenia, tzn. jeszcze w tym okresie, kiedy prędkość nie zdążyła zmienić swojej wartości. Akcelerometr rozpoczyna działanie regulatora w czasie jego ruchu regulacyjnego, przy pełnej prędkości posuwu, jeszcze w tym momencie, kiedy ciężarki wirujące nie zdążyły zarejestrować żadnej znacznej zmiany prędkości. Czułość regulatorów „szybkościowo-przyspieszeniowych” jest zależna od pewnych cech konstrukcyjnych, z których najważniejsze należy tu przytoczyć.

1) Ciężarki wirujące i akcelerometr są organami odrębnymi i wzajemnie niezależnymi, niepowiązanymi mechanicznie. Zależnie od potrzeb i wymagań każdej odrębnej instalacji turbozespołów wpływ prędkości lub wpływ przyspieszenia na przebieg regulacji mogą być odpowiednio nastawiane.

2) Oporzy tarcia zostały usunięte z układu ciężarków wirujących i układu zawieszenia akcelerometru, jak również z układu przenoszącego ich ruchy do zaworu przekątnikowego sterującego zaworem serwowym; tak więc regulator nie zawiera bolców przegubowych, drążków ślizgowych, łożysk i tym podobnych części, które obniżają czułość regulatora.

3) Akcelerometr ma równoważący wpływ na regulację, zwłaszcza w zakresie bardzo małych przyspieszeń i opóźnień. Urządzenie tłumiące, którego nie można uniknąć we wszystkich zwykłych regulatorach prędkości, może być całkowicie wyeliminowane w tym typie regulatora.

4) Przy pomocy regulatora „szybkościowo-przyspieszeniowego” możliwe jest osiągnięcie regulacji izochronicznej (stała prędkość przy wszelkich nastawach zmiany obciążenia) bez żadnego zakłócenia stateczności regulacji.

Innym ważnym osiągnięciem w konstrukcji regulatorów prędkości jest rozwiązanie regulatora czysto elektrycznego, w którym ciężarki wirujące zastąpiono organem czułym na zmiany częstotliwości. Organ ten steruje bezpośrednio na drodze mechanicznej lub elektronicznej zaworem przekątnikowym uruchamiającym serwowym. Myślą przewodnią tej konstrukcji było powiększenie czułości regulacji przez usunięcie oporów także istniejących w większości normalnych układów z ciężarkami wirującymi. Jednak ten typ regulatora, jak wszystkie regulatory z ciężarkami wirującymi, pozbawiony jest możliwości sterowania od wielkości pochodnej, wymaga więc mechanizmu tłumiącego dla chwilowej kompensacji potrzebnej dla zapewnienia równowagi regulacji.

Zagadnienie równowagi regulacji prędkości zyskało na znaczeniu w ostatnich latach wraz ze wzrostem mocy i wymiarów wielkich turbozespołów wodnych. Naturalnym ze względów ekonomicznych dążeniem jest zmniejszenie momentu bezwładności prądnic, teoretycznie jednak wielkie jednostki wymagają dużych momentów bezwładności dla zrównoważenia wyższych hydraulicznych momentów bezwładności wielkich mas wody, zależnych od fizycznych wymiarów turbin. Spowodowało to potrzebę szczegółowych badań i analizy różnych wpływów samowyrównania, związanych w zmiennym stopniu z układem elektroenergetycznym, do którego turbozespoły są przyłączone, bądź tych, które muszą być spowodowane sztucznie, aby wyrównać niedostateczną wartość momentu bezwładności w prądnicach.

Wielkie układy sieciowe mają znaczny wpływ samowyrównujący, a turbozespoły wodne przyłączone stałe do tych układów nie wymagają takich wielkości momentu bezwładności, jakie byłyby konieczne dla uzyskania wystarczającej równowagi regulacji prędkości, gdyby jednostki te pracowały samotnie lub na przykład na opór wodny.

Jednym ze środków do polepszenia warunków równowagi regulacji prędkości jest przydzielenie regulatorowi napięcia pewnej wartości spadku napięcia w funkcji prędkości, w zakresie zmian częstotliwości, zawartym w całkiem wąskich granicach (kilka dziesiętnych okresu). W celu wykluczenia niepotrzebnych zmian napięcia regulator jest nastawiony na regulację izochroniczną w taki sposób, aby częstotliwość przy statycznych zmianach obciążenia pozostała stała bez względu na zmiany obciążenia. Zachodzą więc jedynie krótkotrwałe zmiany wartości napięcia. Zabieg ten sprowadza się do zmiany nachylenia charakterystyki momentu obciążenia, powodując bardziej korzystne nachylenie w stosunku do nachylenia charakterystyki momentu napędowego tak, aby obie charakterystyki przecinały się wzajemnie pod możliwie najbardziej rozwartym kątem. Prawie równoległy przebieg obu charakterystyk nastąpiłby wtedy, gdyby regulator pracował przy stałym napięciu i gdyby obciążenie miało przeważająco charakter bezindukcyjny.

Najbardziej znane sposoby regulacji częstotliwości i regulacji przepływu mocy między układami sieciowymi polegają na użyciu organu reagującego na wielkość przepływu mocy. Organ taki, umieszczony w miejscu połączenia między układami, przekazuje zdalnie zmierzoną wielkość do urządzenia regulującego prędkość turbozespołu lub grupy turbozespołów, które mają przydzielone zadanie regulacji przepływu energii między układami.

Ważnym osiągnięciem jest metoda Brown-Boveri-Charmilles, polegająca na przydzieleniu zadań regulacji przepływu mocy wybranym turbozespołom lub grupom turbozespołów w obu układach elektroenergetycznych. Regulatory tych turbozespołów dostosowane są do regulacji „izodromowej”, tzn. bez stałego spadku prędkości w zależności od zmian obciążenia w układzie. Osiąga się to przez stłumienie normalnej wielkości odwodnienia w regulatorze i zaopatrzenie regulatora w specjalne urządzenie kompensujące, które zapewnia jednostce właściwie określoną wartość spadku prędkości w stosunku do obciążenia linii łączącej oba układy. Ten spadek prędkości jest uzyskany przez bezpośrednie i ciągle sprzężenie zwrotne, sterowane organem rejestrującym przepływ mocy przez odpowiedni obwód telemetryczny.

Bezpośrednie i ciągle działanie regulatora zapewnia stałą, dokładną i natychmiastową regulację obciążenia linii łączącej układy. Urządzenie to rozróżnia zmiany obciążenia zachodzące wewnątrz układu elektroenergetycznego od zmian obciążenia, występujących na zewnątrz. Każdy układ jest bezpośrednio odpowiedzialny za regulację swoich własnych zmian obciążenia. Dopuszczalna jest jednak pewna tolerancja od określonej wielkości obciążenia linii łączącej układy; jest ona konieczna na wypadek, gdyby jeden z układów utracił zdolność regulowania swoich własnych zmian obciążenia, tj. gdyby wskutek zakłóceń nastąpiła zmiana częstotliwości od wartości określonej normalnymi warunkami ruchu.

Zasady i zastawki wlotowe. W Europie w niektórych siłowniach o niskich spadach z wielkimi turbinami Kaplana pominięto zasuwę na wlotach do komór ślimakowych i zastąpiono jednym lub dwoma kompletami zastawek, obsługiwanych przez żuraw portallowy opuszczający zastawki do rowków. W siłowniach tych bezpieczeństwo ruchu na wypadek zaburzenia jest całkowicie zależne od pewności działania mechanizmu regulatora sterującego otwarciem turbiny.

Przy tego rodzaju rozwiązaniach system ciśnieniowo-olejowy regulatora musi być jak najpewniejszy w działaniu i całkowite zamknięcie turbiny powinno nastąpić nim rezerwowa ilość oleju pod ciśnieniem w zbiorniku olejowo-powietrznym będzie wyczerpana. Jednak już przypadkowe załamanie się ciśnienia w dopływie oleju oznacza całkowite rozbicie się turbozespołu bez żadnych możliwości jego zatrzymania do chwili założenia zastawek wlotowych. Dlatego też przyjmuje się w tych wypadkach z zasady wyposażenie turbiny w dodatkowe urządzenie bezpieczeństwa, niezależne od mechanizmu regulatora i zawierające oprócz ciężarków wirujących dużej mocy, nastawionych na prędkość rozbiegu, pompę olejową wysokiego ciśnienia, która normalnie pozostaje w biegu jałowym. Oba te urządzenia są napędzane mechanicznie od wału turbozespołu za pośrednictwem przekładni.

Gdy zawiadą normalne urządzenia bezpieczeństwa i ciśnienie oleju w regulatorze opadnie, prędkość turbozespołu wzrośnie do wartości, na którą nastawione są ciężarki wirujące dodatkowe. Wtedy automatycznie włącza się pompa pomocnicza wysokiego ciśnienia i przelacza się dopływ oleju do głównego serwowatora łopatek wirnika, wyłączając go jednocześnie z obiegu ciśnieniowego regulatora.

Całkowite zamknięcie łopatek wirnika ogranicza prędkość rozbiegu turbozespołu poniżej normalnej wielkości i jednocześnie ogranicza przepływ wody przez turbinę do ułamka wartości przepływu, odpowiadającego pełnemu obciążeniu turbiny (zależnie od wartości wyróżnika szybkości wirnika turbiny). Niebezpieczeństwo długotrwałego pozostawiania turbozespołu w stanie rozbiegu jest w ten sposób usunięte, gdyż możliwe jest wtedy założenie zastawek przy pomocy kranu portalowego w swoje miejsca (przy zmniejszonym przepływie).

Urządzenie powyższe było instalowane i badane w połączeniu z zamykaniem łopatek wirnika i przy zmniejszonej prędkości rozbiegu, jak również przy zakładaniu zastawek wlotowych. Próby i badania wykazały całkowitą pewność działania tego urządzenia. Autor nie zna jednak przypadku, w którym zaburzenie w układzie regulatora byłoby tak całkowite, aby powstała konieczność uruchomienia dodatkowego urządzenia bezpieczeństwa.

W jednej z wielkich siłowni o niskim spadzie we Francji osiągnięto znaczną oszczędność w kosztach zasuw, przewidzianych do odcięcia przepływu wody na wypadek uszkodzenia mechanizmu regulatora, przez umieszczenie zasuw w najwyższej części rury ssaka bezpośrednio poza kolanem, gdzie przekrój przepływu jest znacznie mniejszy niż na wlocie do komory ślimakowej.

Zasadnicze zagadnienia konstrukcji turbin wodnych. Dyskusję wywołuje problem regulatora typu „szybkościowo-przyspieszeniowego”. Konstruktorzy amerykańscy, którzy badali ten typ przy pomocy analizatora elektronowego, dopatrują się w nim głównych trudności w dziedzinie napędu i nie uważają wprowadzenia tego typu za korzystne i konieczne, dając pierwszeństwo regulatorom prędkości, opartym na przebiegu izochronicznym regulacji z urządzeniem tłumiącym. Główną zaletą tych właśnie regulatorów ma być sprzężenie zwrotne między serwowatorem a zaworem sterowniczym, które działa jako zabezpieczenie na wypadek zacięcia się serwowatora lub mechanizmu łopatek kierowniczych, natomiast uważa się, że regulator typu „szybkościowo-przyspieszeniowy” wykazuje w pewnych warunkach skłonności do kołysań. Konstruktorzy amerykańscy dowodzą, że wysokie wymagania czułości regulatorów prędkości na zmiany częstotliwości są osiągalne w normalnych konstrukcjach regulatorów z urządzeniem tłumiącym.

W sprawie układów konstrukcji turbozespołów, w których łożysko oporowe jest osadzone na podstawie powiązanej konstrukcyjnie z pokrywą turbiny, konstruktorzy amerykańscy wskazują, że rozwiązanie to było już stosowane w praktyce amerykańskiej 45 lat temu i zostało zarzucone. Uważa się, że wprowadzenie łożyska oporowego typu „Kingsbury” i powiązanie go z konstrukcją prądnicy daje rozwiązanie prostsze i mniej kosztowne.

Konstruktorzy amerykańscy są zdania, że warunki równoważenia się nacisków pionowych na pokrywę turbiny nie są całkowicie zachowane nawet w turbinach Kaplana i turbinach propelerowych, w turbinach zaś Francisca nacisk z dołu wynosi tylko kilka procentów wartości nacisku hydraulicznego z góry. Istnieje obawa, że nawet przy dużej sztywności pokrywy turbiny mogą powstać odkształcenia, które mogą wywołać zakleszczenie mechanizmu łopatek kierowniczych.

Konstruktorzy amerykańscy wbrew twierdzeniu autora, że maksymalna sprawność turbin Kaplana jest zawsze wyższa od sprawności turbin propelerowych, uważają, że maksymalna sprawność turbin Francisca może już osiągać wartości między 92 a 95%, natomiast tylko niewiele turbin Kaplana osiąga maksymalne sprawności ponad 92%.

W sprawie stosowania stali nierdzewnej w konstrukcjach wirników konstruktorzy amerykańscy są zdania, że stosowanie szeroko w Ameryce brąz aluminium wykazuje dwukrotnie wyższą odporność na korozję niż najlepsze odlewy ze stali nierdzewnej. Uważają za celowe zbadanie rodzaju brązu używanego w konstrukcjach wirników europejskich i wykazującego również dużą odporność na korozję wskutek „kawitacji”.

Zainteresowanie konstruktorów amerykańskich budzi stosowanie w Europie łożysk samosmarujących o średnicy ok. 110 cm oraz sposób chłodzenia takich łożysk. Również sposób doprowadzenia powietrza pod wirnik stosowany w Europie jest w niektórych wypadkach odmienny od praktyki amerykańskiej. Konstruktorzy amerykańscy podnoszą zalety techniczne i ekonomiczne stosowania turbin propelerowych, które w praktyce europejskiej nie są rozpowszechnione.

W. H.

BIULETYN INSTYTUTU ELEKTROTECHNIKI

Rok VIII — nr 3

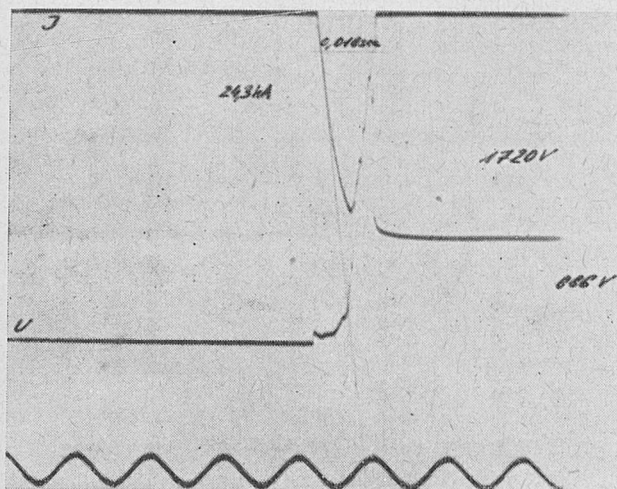
Warszawa, Piękna 68

Czerwiec 1954 r.

Zakład Trakcji Elektrycznej

WYNIKI PRÓB WYŁĄCZNIKÓW SZYBKICH WAB 600/6

W roku 1953 krajowy przemysł elektrotechniczny wyprodukował serię prototypów wyłączników szybkich typu WAB-2. Do produkcji tych wyłączników przystąpiono na podstawie kompletnej dokumentacji radzieckiej. Wyłączniki szybkie WAB-2 są

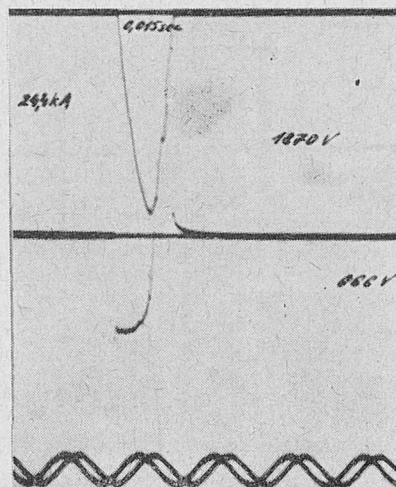


Rys. 1. Oscylogram wyłączenia zwarcia przez wyłącznik WAB 600/6 w zwarcowni CSR („O“)

jednobiegowymi wyłącznikami prądu stałego przeznaczonymi dla trakcji elektrycznej, przemysłu elektrochemicznego i hutniczego. Wyłączniki te służą jako zabezpieczenie od przeciążeń, zwarcie lub zmian kierunku prądu w chronionych urządzeniach.

Jak wykazały zakończone już badania zwarciove wyłączników WAB 600/6 (600 A, 600 V zakres nastawień 400 — 1000 A), krajowy przemysł elektryczny stanął na wysokości zadania dając naszej gospodarce wartościowe aparaty.

Według wymagań normy GOST 2585-44 próby zwarciove wyłączników szybkich prądu stałego należy przeprowadzać w



Rys. 2. Oscylogram załączenia wyłącznika WAB 600/6 na uprzednio zwarty obwód („WO“)

warunkach, umożliwiających przepływ ustalonego prądu zwarciovego co najmniej 40 kA przy początkowej stromości jego narastania co najmniej $2 \cdot 10^6$ A/s. Takie warunki prób była w stanie zapewnić zwarcownia czechosłowacka w Biechowicach koło Pragi, gdzie też wykonano próby zwarciove tych wyłączników.

Tablica 1

Nr wyłącznika	Operacja zwarciova	$I_{\max}$ (kA)	U (V)	$U_{\max}$ (V)	Czas trwania zwarcia (ms)	Uwagi
01	O	24,3	666	1720	16	Cykl wyłącznika nadmiarowego $\frac{di}{dt} = 3,63 \cdot 10^6$ A/s
	WO	24,4	666	1870	15	
	WO	22,8	666	1768	13	
	WO	24,8	666	1874	15	
01	O	25,0	684	1715	16	Cykl wyłącznika wstecznego
	WO	22,4	690	1510	15	
04	O	26,6	696	1315	23	Cykl wyłącznika nadmiarowego $\frac{di}{dt} = 3,57 \cdot 10^6$ A/s
	WO	27,7	680	1435	ok. 20	
	WO	26,8	666	1396	19	
	WO	27,8	672	1336	21	
04	O	28,7	684	1445	15	Cykl wyłącznika wstecznego
	WO	26,3	690	1520	19	

Dotychczas w tej dziedzinie byliśmy uzależnieni od dostaw zagranicznych, a — jak wykazały badania Zakładu Trakcji Elektrycznej *) — nie zawsze otrzymywaliśmy wyłączniki w pełni odpowiadające potrzebom. Toteż z zainteresowaniem czekano na pierwsze wyniki prób wyłączników WAB-2**).

*) Figurzyński Z. Praca i próby wyłączników szybkich 3-kilowoltowych prądu stałego w warunkach eksploatacji kolejowej (PE, 1953, z. 11/12, str. 487—493).

Nasiłowski J. Próby zwarciove wyłączników prądu stałego na podstacjach trakcyjnych (PE, 1953, z. 11/12, str. 531—536).

**) Jabłoński A. Wyłączniki szybkie prądu stałego produkcji krajowej (PE, 1953, z. 11/12, str. 526—531).

Próba typu wyłącznika według powyższej normy polegała na wykonaniu cyklu zwarciovego:

a) dla wyłącznika nadmiarowego 0 — 10" — WO — 10" — WO — 30" — WO,

b) dla wyłącznika wstecznego 0 — 10" — WO,

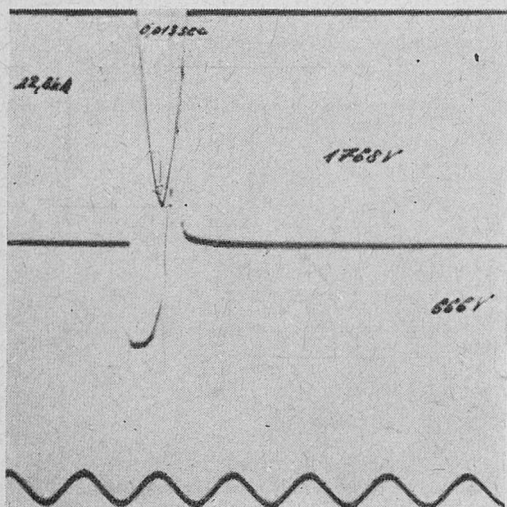
gdzie oznaczają O — operację samoczynnego wyłączenia zwarcia przez badany wyłącznik;

WO — operację załączenia badanego wyłącznika na zwarcie i następujące po nim samoczynne wyłączenie;

10" i 30" — odstępy czasu w sekundach między poszczególnymi zvarciami.

Przeprowadzone według powyższych wymagań próby powinny dać w wyniku czas trwania zwarcia nie przekraczający 20 ms, czas zaś własny wyłącznika nie powinien przekroczyć 5 ms. Występujące w procesie likwidacji zwarcia napięcie między stykami wyłącznika nie powinno przekroczyć dwukrotnej wartości napięcia znamionowego.

Podczas prób w CSR uzyskano wyniki podane w tabl. I. Do zilustrowania tej tablicy służą cztery spośród otrzymanych oscylogramów (rys. 1, 2, 3, 4).



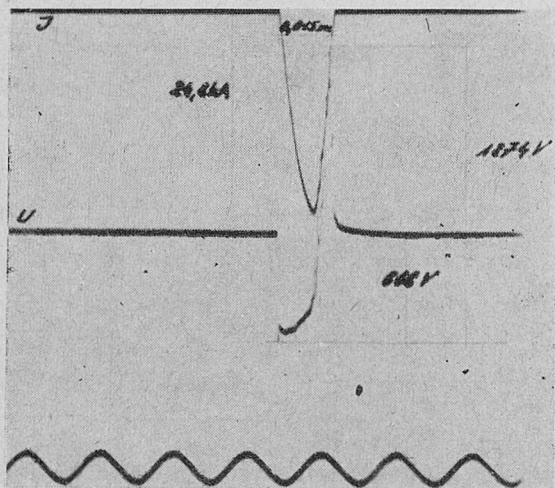
Rys. 3. Oscylogram ze zwarcia w CSR („WO“)

Dla stwierdzenia pełnej przydatności wyłączników WAB 600/6 w naszych warunkach eksploatacyjnych na jednej z największych naszych podstacji tramwajowych przeprowadzono próby zwarcia na trzecim egzemplarzu prototypowym. Zgodnie z przewidywaniem wyniki prób były pomyślne.

Oscylogramy prób eksploatacyjnych podane są na rys. 5, 6 i 7.

Oscylogram 1 (rys. 5) przedstawia wyłączenie prądu zwarcia przy ograniczeniu go dodatkowym oporem $0,05 \Omega$. Również i w tych warunkach czas trwania zwarcia nie przekroczył 20 ms.

Oscylogram 2 (rys. 6) przedstawia wyłączenie zwarcia po usunięciu z obwodu oporu ograniczającego. Zwarcie było dokonane praktycznie biorąc na szynach podstacji, gdyż w ob-



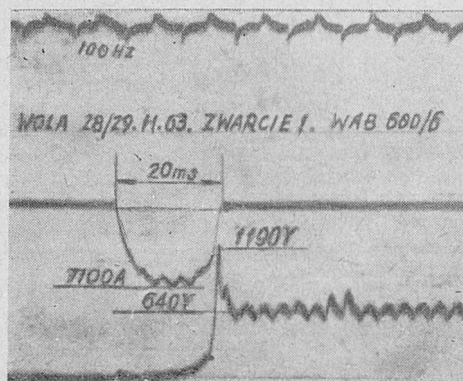
Rys. 4. Oscylogram ze zwarcia w CSR („WO“)

wodzie znajdowało się jedynie kilka metrów przewodu $OP 2 \times 35 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$, stycznik zwarcia i badany wyłącznik.

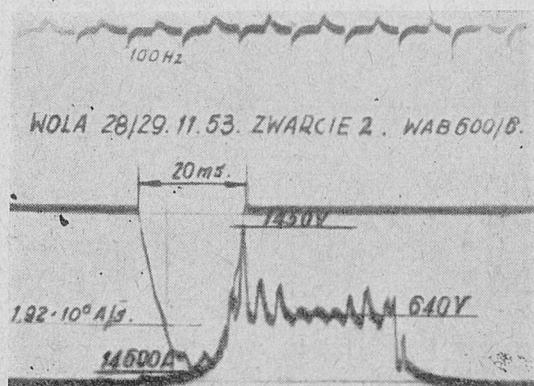
Oscylogram 3 (rys. 7) przedstawia wyłączenie zwarcia przy włączeniu w obwód dławika bezrdzeniowego o indukcyjności

ok. 1,7 mH i oporności $40 \text{ m}\Omega$. Z oscylogramu wyraźnie widać, że indukcyjność w obwodzie utrudnia pracę wyłącznika; potwierdzają to również efekty akustyczne przy likwidacji zwarcia.

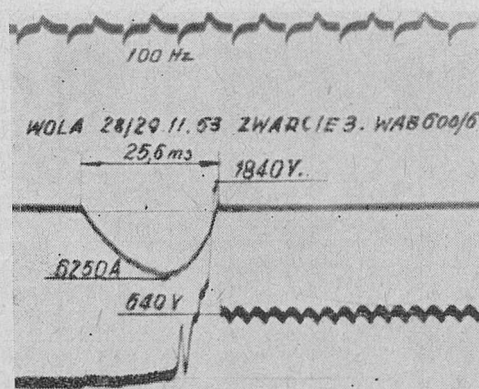
Przeprowadzone próby zwarcia udowodniły wysokie zalety danego typu wyłącznika, ujawniając jednocześnie pewne



Rys. 5. Oscylogram 1 z próby zwarcia na podstacji tramwajowej; prąd zwarcia ograniczony oporem $0,05 \Omega$



Rys. 6. Oscylogram 2 z próby zwarcia na podstacji tramwajowej; początkowa stromość narastania prądu $2,5 \cdot 10^6 \text{ A/s}$



Rys. 7. Oscylogram 3 z próby zwarcia na podstacji tramwajowej; w obwodzie opór $0,04 \Omega$ i indukcyjność 1,7 mH.

niedokładności wykonania. Czas trwania zwarcia tylko sporadycznie przekracza dopuszczalne 20 ms, natomiast przepięcia między stykami są większe od dopuszczalnych.

Zauważone podczas badań wyłącznika usterki są stosunkowo drobne i łatwe do usunięcia, co daje gwarancję, że już w najbliższym czasie krajowy przemysł aparatów elektrycznych będzie w stanie dostarczyć naszej gospodarce nowe wartościowe urządzenia, a więc i w tej dziedzinie zlikwidować naszą zależność od importu.

J. N.

PRZEGLĄD DOKUMENTACYJNY ELEKTROTECHNIKI

opracowany przez OŚRODEK DOKUMENTACJI ELEKTROTECHNIKI

Dodatek do miesięcznika PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY

Rocznik 6

Warszawa, czerwiec 1954 r.

Nr 6

Gwiazdkami obok porządkowych liczb artykułów, oznaczone są publikacje znajdujące się w bibliotece Instytutu Elektrotechniki

Wiadomości ogólne

267* 621.3.015.52 D1
Pankow, Werner: Napięcie przeskoku pomiędzy dwoma cylindrycznymi przewodami w powietrzu. „Die Durchschlagspannung zwischen zylindrischen Leitern in Luft“. Elektrotechnik (Berlin), Leipzig, mies., Nr 3, marz. 52, s. 109; A4, 4,5 str., 14 wyk. — Analityczne przedstawienie zależności różnicy potencjałów, panującej pomiędzy dwoma równoległymi przewodami cylindrycznymi, zawieszonymi w powietrzu, a wymiarami geometrycznymi przewodów. Wzależnienie napięcia przeskoku od różnego rodzaju przewodów i ich średnic. Wskazanie na szczególnie silną zależność, występującą przy małych średnicach przewodów (ca 36 kV/cm przy średnicy do 3 mm) oraz wykazanie faktu malenia napięcia przeskoku do 21 kV/cm przy średnicy rzędu 200 mm. Wzmianka o metodzie doświadczalnego wyznaczania napięcia przeskoku podanej w roku 1929 przez Wernera.

268* 621.3.024:621.357 D1
Lebrecht L.: Urządzenia prądu stałego w zakładach elektrochemicznych. „Bereitstellung von Gleichstrom in elektrochemischen Betrieben“. Elektrizitätsverw., Zürich, mies., Nr 3/5, czerw.-lip. 53, s. 110; A4, 10 str., 11 rys., 2 tabl., 4 poz. bibl. — Podstawowe prawa elektrolizy. Szczególne własności urządzeń elektrolizy w zakresie czasu pracy, sprawności, regulacji itp. Wytworzenie prądu stałego, opis metod i urządzeń z podaniem ich charakterystyk energetycznych. Porównanie instalacji prądu stałego i zmiennego z uwzględnieniem strat w poszczególnych elementach układu. Analiza źródeł prądu stałego, sprawności. Porównanie wad i zalet, kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych urządzeń obu rodzajów. Wnioski.

269* 621.3.064.45 D1
Sitnikow O. P.: Działanie urządzeń do gaszenia łuku samoczynnym wydmuchem gazu. „Rabota dugogasiaczich ustroystw s gazowym awtodutijom“. Elektrichestwo, Moskwa, mies., Nr 4, kw. 52, s. 38; A4, 4 str., 1 rys., 3 wyk., 5 poz. bibl. — Sposób obliczania ciśnienia w komorze urządzenia do gaszenia łuku. Niepewność gaszenia łuku przy pomocy ładunku sprężonego gazu. Zalecenie stosowania trwałego poddmuchu.

Elektrownie napędzane wiatrem

270* 621.311.24:621.316 D1
Siektorow W. R.: Wykorzystanie energii wiatru dla elektryfikacji. „Isposolowanie energii wietra dla elektrifikacji“. Elektrichestwo, Moskwa, mies., Nr 3, marz. 53, s. 11; A4, 5,5 str., 4 fot., 2 rys., 1 tabl., 10 poz. bibl. — Opis istniejących elektrowni wiatrakowych. Współpraca elektrowni wiatrakowych z układem energetycznym. Schemat urządzeń rozdzielczych elektrowni wiatrakowej z rezerwową prądnicą o napędzie cieplnym. Dane techniczne sześciu typów elektrowni wiatrakowych.

Maszyny elektryczne

271* 621.213.126:621.313.322.013.62 D1
Krasilnikow L. W.: Praca wzbudnic synchronicznych generatorów według schematu samowzbudzenia. „Rabota wozbuditelej synchronnych gienieratorow po scheme samowozbudienja“. Elektr. Stancji, Moskwa, mies., Nr 2, luty 53, s. 31; A4, 2,5 str., 3 wyk. — Niedogodności pracy generatorów obcowzbudnych. Warunki określające możliwości pracy prądnicy wg schematu samowzbudzenia. Matematyczny wzór i wykres współczynnika stateczności, określającego stateczność pracy generatorów prądu stałego na roboczej części charakterystyki magnesowania. Graficznie przedstawione wyniki analiz charakterystyk magnesowania różnych typów wzbudnic. Zagadnienie szybkości narastania napięcia.

272* 621.312.04:669.717 D1
Daquet R.: Zastosowanie aluminium w maszynach obrotowych prądu zmiennego. „Emploi de l'alluminium dans les machines tournantes a courant alternatif“. Rev. Alumin., Paris, mies., t. 30, Nr 200, czerw. 53, s. 236; A4, 4,5 str., 7 rys., 3 poz. bibl. — Wyniki doświadczeń nad zastosowaniem aluminium do uzwojeń maszyn obrotowych wykazują następujące korzyści: zmniejszenie strat elektrycznych na skutek amagnetycznych własności aluminium, zmniejszenie kosztu uzwojenia w stosunku 6:10, wydajne obniżenie ciężaru maszyny. Zastosowanie aluminium do budowy innych części maszyn poza uzwojeniem. Maszyny dużej

mocy, porównanie kosztów budowy, współczynnika wypełnienia przy zastosowaniu Cu i Al. Wnioski gospodarcze.

273* 621.313.045.23 D1
Wajntrub P. M.: Uzwojenia falowe wirników z ułamkową liczbą żłobków na biegun i fazę. „Wolnowyje rotornyje obmotki s drobnym cislom pazow na polus i fazu“. Promyszl. Energ., Moskwa, mies., Nr 4, kw. 53, s. 8; A4, 5 str., 1 rys., 5 wyk., 2 tabl. — Uzwojenie częściowe przy całkowitej liczbie żłobków na biegun i fazę. Uzwojenie przy liczbie ułamkowej. Sposób wykonania uzwojenia, gdy ułamek nie jest równy $1/2$. Charakterystyczna cecha tego uzwojenia — to istnienie całkowicie i częściowo nieuzwojonych żłobków. Konkretny przykład wykonania takiego uzwojenia.

274* 621.3.045:621.313.2 D1
Titarienko M. W.: Urządzenie dla sprawdzania stanu lutowania uzwojeń maszyn prądu stałego. „Prisposoblenje dla prowerki sostojanija pajki obmotok maszin postojannowo toka“. Rabocizj Energ., Moskwa, mies., Nr 4, kw. 53, s. 18; B5, 1 str., 2 rys. — Pomiar oporności zezwojów metodą techniczną dla sprawdzenia stanu lutowania. Opisane urządzenie ułatwia i przyspiesza pomiar. Składa się z kolistej taśmy i ramienia ze stykami.

275* 621.313.32:621.316.722 D1
Mieszczaninow P. A.: Fazowy schemat stabilizacji elektromagnetycznym korektorem. „Fazowaja schiema kompaundirowanja elektromagnitnym korriektorom“. Elektr. Stancji, Moskwa, mies., Nr 4, kw. 53, s. 36; A4, 3 str., 1 fot., 2 rys., 2 wyk. — Fazowy schemat połączeń stabilizowania synchronicznego generatora i jego analiza. Schemat zastępczy układu i wykres wektorowy dla pracy generatora przy pełnym obciążeniu. Zmiana napięcia generatora, prądu stabilizowania i prądu zasilania korektora przy zmianie obciążenia od biegu jałowego do wartości nominalnej. Przykład przeprowadzonego badania przy gwałtownych zmianach obciążenia.

276* 621.313.322.004.5 D1
Mamikonjanc L. G.: Zapobiegawcze badania prądnic synchronicznych. „Profilakticzeskije ispytania synchronnych gienieratorow“. Elektr. Stancji, Moskwa, mies., Nr 7, lip. 52, s. 39; A4, 4,5 str. — Pomiar oporności izolacji. Pomiar prądem stałym oporności uzwojeń. Badanie izolacji stojana podwyższonym napięciem. Badanie wzbudnic. Celowość badań zapobiegawczych.

277* 621.313.223:621.51:622.276.4 D1
Safarow G. M., Rojzman M. W.: Charakterystyki rozruchowe nowego synchronicznego napędu kompresorów w przemyśle wydobywania ropy. „Puskowyje charakteristiki nowawo synchronowo elektropriwoda kompiressorow w nieftiedobrywajuszczej promyszlennosti“. Energet. Biull., Moskwa, mies., Nr 2, luty 53, s. 1; B5, 5 str., 6 rys., 1 poz. bibl. — Doświadczenia uzyskane przy napędzie kompresorów silnikami synchronicznymi. Zaciśki wzbudnicy połączone na stałe ze wzbudzeniem. Rozruch przy biegu jałowym i pod obciążeniem.

278* 621.3.048:621.313.325 D1
Musatow T. P., Kowalenko W. P.: Włączanie wielkich kompensatorów synchronicznych bez suszenia. „Wkluczenie moszcznych synchronnych kompiensatorow bez suszki“. Elektrichestwo, Moskwa, mies., Nr 8, sierp. 53, s. 59; A4, 2 str., 1 rys. — Wskaźniki izolacji kompensatorów synchronicznych wielkiej mocy o uzwojeniach kompaundowanych, załączonych bez suszenia na sieć.

279* 621.313.333.004.67 D1
Kiklewicz H. A.: O naprawie i budowie silników elektrycznych serii MA-140. „O riemontie i konstrukcji elektrodwigatelej sierii MA-140“. Promyszl. Energ., Moskwa, mies., Nr 3, marz. 53, s. 18; A4, 2 str., 4 rys., 5 poz. bibl. — Najczęstsze przyczyny powstawania przerw w pracy silników. Sposoby zmniejszenia do minimum możliwości powstawania zwarc międzyzwojowych i międzyfazowych oraz zwarc z korpusem. Znaczenie nierównomierności szczeliny i dopuszczalne granice tej nierównomierności. Przyczyny powiększania się szczeliny i sposoby zapobieżenia temu. Racjonalny sposób zdejmowania tarcz łożyskowych i łożysk przy naprawie silników.

280* 621.313.333.041.1 D1
Halt H. G.: Główne wymiary maszyn prądu zmiennego. „Zur Bestimmung der Hauptabmessungen von Drehstrommaschine“.

Elektrotechnik (Berlin), Leipzig, mies., Nr 5, maj 52, s. 215; A4, 2,5 str., 4 wyk., 1 poz. bibl. — Przedstawienie zależności pomiędzy parametrami elektromagnetycznymi maszyny prądu zmiennego, wpływających na zasadnicze wymiary maszyn elektrycznych (prąd magnesujący, indukcja w szczeliny powietrznej, przepływ itp.). Omówienie wpływu odpowiednio dobranej siatki mocy na główne wymiary maszyn elektrycznych o mocy do 250 kW.

Transformatory

281* 621.314.016.2:621.3.016.313 D1
Syrkin M. J., Sznicer L. M.: **Oznaczanie mocy przepustowej transformatorów przy niesymetrycznym obciążeniu.** „Oprediełenie raspologajemij moszcznosti transformatorow pri niesimietrichnykh nagruzkach“. Elektr. Stancji, Moskwa, mies., Nr 11, list. 52, s. 42; A4, 4,5 str., 2 wyk., 2 tabl. — Grzanie się transformatora olejowego przy obciążeniu niesymetrycznym i symetrycznym, a jego zdolność przepustowa. Analiza zagadnienia. Wielkości strat na grzanie w transformatorze. Wzory dla obliczania dopuszczalnego niesymetrycznego obciążenia transformatora. Przykłady liczbowe zastosowania wzorów.

282* 621.314.2.017.8.003 D1
Zanobetti D.: **Sprawność ekonomiczna transformatorów.** „Transformer overall economic efficiency“. Proc. Inst. El. Engrs, London, dwumies., t. 99, cz. 2, Nr 70, sier. 52, s. 367; A4, 4 str., 2 tabl., 4 poz. bibl. — Zagadnienie oceny transformatorów z punktu widzenia ekonomii. Parametry transformatorów, istotne dla oceny ekonomicznej. Ekonomiczne charakterystyki zasilania. Straty transformatorowe i sprawność elektryczna. Koszty inwestycyjne transformatorów. Kryteria całkowitej sprawności ekonomicznej transformatorów.

283* 621.314.21:621.3.014.3 D1
Kolosow S. P.: **Prądy zwarciowe w transformatorach małej mocy.** „Toki korotkowo zamykanja malomoszcznykh transformatorow“. Elektricestwo, Moskwa, mies., Nr 3, marz. 53, s. 58; A4, 2,5 str., 1 rys., 2 wyk., 3 poz. bibl. — Wyznaczanie w transformatorze małej mocy prądu zwarciowego w funkcji czasu z uwzględnieniem wzrostu oporności czynnej uzwojenia na skutek nagrzewania od prądu zwarcia.

284* 621.314.21:621.3.048.1 D1
Gorodiecki S. A.: **Zastosowanie metody absorpcji dla kontroli wilgotności izolacji uzwojeń transformatorów.** „Primienienie metoda absorbcji dla kontrola wlažnosti izolacji obmotok transformatorow“. Elektr. Stancji, Moskwa, mies., Nr 8, sier. 52, s. 39; A4, 2 str. — Współczynnik absorpcji jako dodatkowe kryterium przy badaniu wilgotności izolacji transformatorów. Wyniki i pomiarów wielkości współczynnika absorpcji z uwzględnieniem wpływu temperatury. Ocena stanu izolacji na podstawie współczynnika absorpcji.

285* 621.314.21:621.317.333.8 D1
Heller B., Veverka A.: **Wykrywanie zwarć międzyzwojowych przy próbach udarowych transformatorów.** „Indikace zavitoých zkratu při razových zkouškách v transformátorech“. Elektrotechn. Obz., Praha, mies., Nr 7, lip. 52, s. 218; A4, 4 str., 4 rys., 7 wyk. — Opis metod badań udarowych transformatorów wg różnych źródeł. Dotychczasowe metody przeważnie nie wykrywały zwarć międzyzwojowych i pozwalały na oddanie do eksploatacji urządzeń o uszkodzonej izolacji. Przebiegi drgające w cewce transformatora. Metoda rejestracji zwarć za pomocą badania drgań napięcia w zwartym przez pojemność uzwojeniu wtórnym. Przykłady oscylogramów dla doświadczeń, w których wykrywano 0,1% zwojów zwartych. Artykuł o podstawowym znaczeniu.

286* 621.314.21.048:621.317.3.017.14 D1
Zwiedzkin W. N., Nadielson R. S.: **Pomiar prądów wpływu w transformatorach.** „Ob izmierieniji tokow utieczki w transformatorach“. Elektr. Stancji, Moskwa, mies., Nr 12, grud. 52, s. 32; A4, 2,5 str., 4 wyk., 2 tabl. — Wprowadzenie pomiarów prądów upływu w transformatorach przy wyprostowanym wysokim napięciu jako wskaźników stanu izolacji. Zależność wielkości prądów upływu od napięcia i temperatury. Charakterystyki prądów upływu w funkcji napięcia. Zestawienie wyników pomiarów. Analiza zagadnienia i wyniki pomiarów wskazują, że pomiary upływu przy wysokim napięciu są zbędne i powinny być zastąpione przez pomiar oporności izolacji megomierzem.

287* 621.314.212.048:621.315.615.2 D1
Zwiedzkin W. H., Nadielson R. S.: **Wpływ właściwości oleju na charakterystyki izolacji transformatorów.** „Wlijanje swojstw masła na charakteristikii izolacji transformatorow“. Elektr. Stancji, Moskwa, mies., Nr 3, marz. 53, s. 45; A4, 2,5 str., 3 tabl. — Przyczynek do badań oleju jako głównego składnika izolacji transformatorów. Zawilgocenie, starzenie i zanieczyszczanie oleju. Tablice wyników pomiarów eksploatacyjnych.

Wzmacniacze magnetyczne

288* 621.314.3:621.318.4 D1
Finzi L. A., Pittman G. F., Durand H. L.: **Skuteczny stosunek sprzężenia zwrotnego wzmacniaczy magnetycznych.** „The effective feedback ratio of magnetic amplifiers“. Trans. amer. Inst. electr. Engrs, New-York, t. 71, cz. 1, 1952, s. 157; A4, 8 str., 3 rys., 4 wyk., 2 tabl., 4 poz. bibl. — Założenia upraszczające pracę wzmacniaczy. Wzmacniacz magnetyczny z zewnętrznym sprzężeniem zwrotnym. Określenie „nominalnego“ stosunku sprzężenia zwrotnego. Trzy schematy układów wzmacniaczy magnetycznych. Wzmacniacze magnetyczne z własnym wzbudzeniem zwrotnym (z obwodem wyjściowym prądu zmiennego, z układem prostownikowym). Niektóre dane wzmacniacza próbnego. Pomiar, ich wyniki, charakterystyki wzmacniacza. Analiza matematyczna pracy omawianych wzmacniaczy (obwody magnetyczne i elektryczne).

289* 621.314.2.001.24 D1
Wilson T.: **Szeregowo połączony wzmacniacz magnetyczny z indukcyjnym obciążeniem.** „Series-connected magnetic amplifier with inductive loading“. Trans. amer. Inst. electr. Engrs, New-York, t. 71, cz. 1, 1952, s. 101; A4, 9,5 str., 1 rys. 16 wyk., 1 tabl. 11 poz. bibl. — Założenia ogólne odnośnie szeregowego wzmacniacza magnetycznego. Magnetyczna charakterystyka materiału rdzeni (pętla histerezy). Analiza krzywych magnesowania rdzeni wzmacniacza. Sposób obliczania prądów i strumieni magnetycznych wzmacniacza. Stany niestabilne i ustalone. Praktyczne surawdzanie charakterystyk wzmacniacza o podanych parametrach. Wpływ zmiany parametrów (oscylogramy charakterystyk). Podsumowanie wyników analizy wzmacniacza szeregowego.

Prostowniki

290* 621.314.65.027.3 D1
Rogers T. H.: **Nowa lampa prostownicza bardzo dużej mocy i wysokiego napięcia.** „New rectifier tube for extremely high power and voltage levels“. Electr. Engng., New-York, mies., t. 72, Nr 1, stycz. 53, s. 51; A4, 6 str., 4 fot., 4 rys., 4 wyk., 10 poz. bibl. — Podstawowe wiadomości o próżniowych prostownikach wysokiego napięcia. Zagadnienie związane z budową lamp dużej mocy i wysokiego napięcia. Szczegóły budowy takich lamp (kateda torowana o specjalnej konstrukcji).

Linie napowietrzne

291* 621.315.011.2 D1
Kuleszow W. N., Sokolow W. W.: **Zespolona przewodność linii telekomunikacyjnych i energetycznych.** „Kompleksnaja przewodimost' linij elektrosiawiz i elektropriedaczij“. Elektricestwo, Moskwa, mies., Nr 4, kw. 53, s. 14; A4, 3,5 str., 4 wyk., 3 poz. bibl. — Wyprowadzenie wzorów na zespoloną poprzeczną przewodność i zespoloną podłużną oporność linii, oparte na równaniach pola elektromagnetycznego Makswella. Rozpatrzone przypadki: linia dwuprzewodowa napowietrzna, linia dwuprzewodowa kablowa, linia kablowa jedнопроводовая.

292* 621.315.1:621.3.054.1 D1
Gierszengork A. I., Mielnikow N. A., Szerencis A. N.: **Przeplatanie długich linii przemysłowych.** „Transpozycja dlennykh linij elektropriedaczij“. Elektricestwo, Moskwa, mies., Nr 1, stycz. 53, s. 16; A4, 6,5 str., 11 rys., 2 tabl., 4 poz. bibl. — Ogólne podstawy zagadnienia. Niesymetria prądów i napięć częstotliwości roboczej. Przeplatanie linii dla częściowego usunięcia niesymetrii. Sposób obliczania pozostałej niesymetrii. Zakłócenia w liniach telefonicznych niskiej częstotliwości, wywołane przez przesyłowe linie energetyczne.

293* 621.315.1.027.8 D1
Stamm H.: **Zagadnienie linii przesyłowych najwyższych napięć.** „Probleme der Höchstspannungsübertragung“. Elektrotechnik (Berlin), Leipzig, mies., Nr 6, czerw. 52, s. 247; A4, 5 str., 2 wyk., 33 poz. bibl. — Uwagi na temat wyboru systemu przenoszenia i wielkości napięcia. Omówienie zasadniczych problemów związanych z liniami przesyłowymi najwyższych napięć (straty mocy, zjawisko korony, zagadnienie izolacji i koordynacji izolacji, prądy zwarcia, kompensacja sieci, ochrona przeciw wyładowaniom burzowym). Omówienie zagadnienia linii przesyłowych prądu stałego. Zestawienie własności linii przesyłowych prądu stałego i prądu zmiennego.

294* 621.215.1.051.2:621.016.351 D1
Rozowski J. A.: **Obliczanie przebiegów falowych przy analizie równowagi statycznej w długich liniach przesyłowych.** „Ob uczoenie wolnowych processow pri analizie statičeskoj ustojczivosti dalnich elektropriedaczij“. „Elektricestwo, Moskwa, mies., Nr 3, luty 53, s. 17; A4, 4,5 str., 1 rys., 2 wyk., 2 poz. bibl. — Schemat układu przesyłowego składającego się z prądnicy synchronicznej o wystających biegunach, zasilającej przez transformator i długą linię przesyłową układ o nieskończonej mocy. Wy-

przewodzenia równań. Metoda analizy stateczności. Przykład zastosowania wyprowadzonych równań i podanej metody dla obliczania równowagi statycznej.

295* 621.315.1.051.2:621.3.017.1 D1
Pacak S.: Przyczynę do określania mocy i strat linii długiej. „Příspěvek k vyšetřování výkonu a ztrát na dlouhém vedení“. Elektrotechn. Obz., Praha, mies., Nr 7, lip. 52, s. 309; A4, 8 str., 6 rys., 3 tabl. — Konieczność uwzględniania pojemności i strat ulotu na liniach najwyższych napięć. Wykres do obliczania zależności między mocą czynną a bierną na początku i końcu linii długiej przy założeniu napięcia na końcu stających R , L , C . Wpływ ulotu dla założonego przekroju przewodów w zależności od napięcia na początku. Wykresy strat. Objaśnienie obliczeń i wykonania wykresów. Wzór do obliczenia strat. Zmniejszenie strat na skutek stosowania kompensatorów.

296* 621.315.1.051.2:621.315.668.2 D1
Szerencis A. N.: Poziomy izolacji wysokonapięciowych linii przesyłowych 110-220 kV na słupach metalowych. „Urowni izolacji vysokowoltnych linii elektropriedadzi 110-220 kV na metalicznych oporach“. Elektr. Stancji, Moskwa, mies., Nr 2, luty 53, s. 32; A4, 2,5 str., 2 tabl., 2 poz. bibl. — Obliczanie poziomu izolacji linii wysokiego napięcia na podstawie wyników badań laboratoryjnych i eksploatacyjnych. Przepięcia powstające przy odłączaniu nieobciążonych linii. Wysokość poziomu izolacji w zależności od napięcia znamionowego. Tabela wielkości dla napięć 110, 154 i 220 kV. Wyniki doświadczeń eksploatacyjnych systemów energetycznych. Zalecana wysokość poziomów izolacji linii.

297* 621.315.1.051.2.001.24 D1
Rakuszew N. F.: Cechy elektryczne linii przesyłowych z wieloprzewodowymi fazami. „Elektricheskie svojstva linii elektropriedadzi s razschepieniem faz“. Elektricestwo, Moskwa, mies., Nr 2, luty 53, s. 7; A4, 6,5 str., 1 rys., 8 wyk., 1 tabl., 5 poz. bibl. — Wpływ zastosowania kilku przewodów równoległych zamiast jednego przewodu fazowego na charakterystykę elektryczną linii przesyłowej. Wzory dla wyznaczania pojemności, indukcyjności, oporności falowej i krytycznego napięcia przy zjawisku korony w przypadku podziału przewodu fazowego na dowolną liczbę przewodów równoległych.

Kable

298* 621.315.2:621.317.333.4 D1
Spiridonow W. K.: Oznaczenie metodą drgającego wyładowania miejsca uszkodzenia kabla w wypadku zanikającego przebiegu. „Opredielenie mesta powrieżdjenja pri zaplywajuszczem probie kabela metodom kolebatel'nojwo zarriada“. Elektr. Stancji, Moskwa, mies., Nr 1, stycz. 53, s. 40; A4, 4,5 str., 1 fot., 2 rys., 2 wyk., 1 tabl., 2 poz. bibl. — Wady różnych metod stosowanych dla oznaczania miejsca uszkodzenia. Zasada metody drgającego wyładowania i schemat układu pomiarowego. Stopień dokładności pomiarów tą metodą. Stosowana aparatura pomiarowa. Wyniki pomiarów doświadczalnych i eksploatacyjnych.

299* 621.315.2:621.317.333.4 D1
Mann A. K.: Metoda akustyczna oznaczania miejsc uszkodzeń izolacji kabli. „Akustisches kriterium zur opredielung der orten der schadigung der isolierung der kabele“. Elektr. Stancji, Moskwa, mies., Nr 1, stycz. 53, s. 36; A4, 4 str., 1 fot., 4 rys., 1 tabl., 2 poz. bibl. — Schematy układów pomiarowych i zasada ich działania. Powstawanie wyładowań iskrowych. Ogólne dane konstrukcyjne urządzeń. Odbiornik częstotliwości akustycznej ze wzmacniaczem. Zastosowanie metody akustycznej do badania linii kablowych.

300* 621.315.211.2.004.26 D1
Uderstadt, Werner: Przedłużenie okresu używalności starych kabli wysokonapięciowych. „Verlängerung der Lebensdauer von alternden Hochspannungs Gürtelkabeln“. Elektrotechnik (Berlin), Leipzig, mies., Nr 4, kw. 52, s. 165; A4, 4 str., 5 fot., 5 wyk., 2 poz. bibl. — Szkicowe przedstawienie objawów starzenia się kabli oraz sposobów ograniczenia tego szkodliwego zjawiska. Uzasadnienie stratności kabli od różnych czynników (np. od temperatury, rodzaju kabli itp.). Omówienie zalet stosowania kabli napełnionych gazem oraz opis samych czynności związanych z eksploatacją tego rodzaju kabli.

301* 621.315.2.004.6:551.594.2 D1
Berger K.: Zakłócenie pochodzenia burzowego w podstacji Bätterkinden (BKW). „Eine Gewitterstörung in der Unterstation Bätterkinden der Bernischen Kraftwerke A.-G. (BKW)“. Bull. SEV., Zürich, dwutyg., Nr 2, stycz. 53, s. 41; A4, 2,5 str., 10 fot., 1 rys. — Opis warunków przed awarią. Uderzenie pioruna w linię napowietrzną w pobliżu stacji spowodowało zniszczenie szeregu urządzeń stacji. Ciekawy przypadek przeniesienia się przepięcia przez odcinek kabla z jednoczesnym zniszczeniem kabla. Uszkodzenie urządzeń w znajdującym się za kablem pojeźdźczym polu transformatorowym (układ otwarty).

Przewody

302* 621.315.5.003:621.3.016.3 D1
Pavlovský B.: Ekonomiczne obciążenie przewodów Cu, AlFe i Fe linii 22 kV. „Hospodárné zatížení vodičů Cu, AlFe a Fe vedení 22 kV“. Elektrotechn. Obz., Praha, mies., Nr 9, wrzes. 52, s. 405; A4, 8,5 str., 11 rys., 6 tabl. — Porównanie kosztów budowy linii o przewodach 2 różnych materiałów. Dobór przewodów z technicznego punktu widzenia: dopuszczalnego obciążenia, dopuszczalnych spadków napięcia oraz wartości prądów zwarciovych (oporność indukcyjna). Często nieuwzględnianie ekonomicznego punktu widzenia. Porównanie kosztów strat eksploatacyjnych (zależnych od obciążenia) i kosztów stałych. Wpływ czasu wykorzystania dopuszczalnego obciążenia linii w ciągu roku. Wyniki — opłacalność Fe tylko dla małych mocy (rzędu 100 kVA). Dla większych mocy Fe się nie nadaje. Przewaga AlFe nad Cu. Porównanie najbardziej celowego ekonomicznego obciążenia z obciążeniem dopuszczalnym.

303* 621.315.52/53.001.24 D1
Bielousow M. M.: Obliczanie przewodów stalowo-aluminiowych na podstawie rzeczywistych ich charakterystyk. „Rasczot stale-aluminiowych przewodow po ich dejstvitel'nyh charakteristikam“. Elektricestwo, Moskwa, mies., Nr 4, kw. 53, s. 7; A4, 7 str., 11 wyk., 1 tabl., 4 poz. bibl. — Rozbieżność między rzeczywistym zachowaniem się naciągniętego przewodu stalowo-aluminiowego a wynikami obliczeń opartych na przepisach „Prawila ustrojstwa“. Obliczanie przewodów stalowo-aluminiowych na podstawie rzeczywistych charakterystyk mechanicznych. Charakterystyki mechaniczne przewodu stalowo-aluminiowego AS-120 i drutu aluminiowego. Przykład liczbowy obliczania.

Materiały izolacyjne

304* 621.315.615 D1
Golubcowa W. A., Andrianow K. A.: Oleje z ropy naftowej i spolimeryzowane węglowodory jako dielektryki. „Nieftianije masla i polimernije uglewodorody kak dielektryki“. Elektricestwo, Moskwa, mies., Nr 1, stycz. 53, s. 51; A4, 6 str., 7 wyk., 6 tabl. — Badania wiskozymetryczne mieszaniny poliizobutylen z olejem transformatorowym. Właściwości fizyko-chemiczne mieszanin. Zależność lepkości od temperatury. Charakterystyka właściwości elektrycznych mieszanin: strat dielektryczne, oporność elektryczna, wytrzymałość elektryczna przy 50 Hz. Badanie próbek nasyconych różnymi mieszaninami.

305* 621.315.616 D1
Iwanow J. I.: Metoda oznaczania stopnia pochłaniania wody przez warstwowe masy plastyczne. „O metodike opredielenia wodopogloszczajemosti sloistych plastmass“. Elektricestwo, Moskwa, mies., Nr 2, luty 52, s. 45; A4, 2,5 str., 6 tabl., 2 poz. bibl. — Wpływ grubości próbki i czasu trwania zanurzenia w wodzie na zdolność pochłaniania wody. Wpływ obróbki powierzchni i jakości wiążącej żywicy. Zależność elektrycznej oporności właściwej od stopnia pochłaniania wody.

306* 621.313.048.82:621.315.617.3 D1
Arnold E.: Lakiery izolacyjne i technika impregnacji w nowoczesnym przemyśle maszyn elektrycznych. „Isolierlacke und Imprägniertechnik in modernen Elektromaschinenbau“. Elektrotechnik (Berlin), Leipzig, mies., Nr 3, marz. 52, s. 106; A4, 2,5 str., 3 wyk. — Ogólne omówienie wymagań stawianych lakierom stosowanym do uzwojeń maszyn elektrycznych. Opis metod wyrobu tego rodzaju lakierów w Niemieckiej Republice Demokratycznej. Nawiazanie do przepisów DIN, traktujących między innymi o tego rodzaju lakierach. Przegląd zastosowań lakieru izolującego (lakiery do przewodów, do blach prądnicowych, do reperacji izolacji uzwojeń itp.).

Izolatory

307* 621.315.62.004.5 D1
Heinze H.: Zabrudzenia izolatorów na liniach napowietrznych wysokiego napięcia. „Zur Verschmutzung von Hochspannungs-Freileitungsisolatoren“. Elektrizitätswirtschaft, Frankfurt/M., dwutyg., Nr 13, lip. 53, s. 356; A4, 1 str., 2 poz. bibl. — Doświadczenia eksploatacyjne ze zmywaniem izolatorów liniowych. Czyszczenie bez napięcia powoduje długie wyłączenie linii. Środki bezpieczeństwa przy czyszczeniu pod napięciem. Mieszanki zmywające o dobrych właściwościach czyszczących i izolacyjnych. Zwiększenie ilości ogniw nie daje dużej poprawy izolacji przy zabrudzeniach. Celowe stosowanie izolatorów specjalnych o odpowiednio ukształtowanej powierzchni lub izolatorów o polowej półprzewodowej.

Stupy elektryczne

308* 621.315.668.1.004.4 D1
Wälchli O.: Grzyby na słupach drewnianych, ze szczególnym uwzględnieniem pleśni drzewnej (poria vaporaria). „Pilze auf Holzmasten unter besonderer Berücksichtigung des Porenhaus-

schwammes (Poria vaporaria)". Bull. SEV. Zürich, dwutyg., Nr 1, stycz. 52, s. 14; A4, 5,5 str., 7 fot., 1 rys., 3 tabl., 4 poz. bibl. — Znaczenie ujemnego wpływu grzybów na drzewo. Przegląd różnych gatunków grzybów. Wpływ wilgoci i temperatury na rozwój grzybów. Zmiany wytrzymałości mechanicznej drewna pod wpływem długotrwałego działania różnych grzybów (przykład dla drewna sosny białej). Metoda impregnacji drewna za pomocą siarczanu miedzi. Prostota i taniść metody. Porównanie ilości impregnatu potrzebnego do zwalczania poszczególnych grzybów. Nieopłacalność metody w przypadku poria vaporaria. Porównanie działania różnych środków impregnujących. Podkreślenie własności fluorku sodu i preparatów zawierających sole sodowe.

Sieci i podstacje

309* 621.316.027.3.004.5 D1
Koske B.: Zapobieganie uszkodzeniom urządzeń wysokiego napięcia — zadanie gospodarki elektrycznej. „Schadenverhütung in Hochspannungsanlagen. — Die Aufgabe der Elektrizitätswirtschaft.“ Energietechnik, Leipzig, mies., Nr 1, stycz. 52, s. 12; A4, 4,5 str., 7 rys., 7 poz. bibl. — Konieczność prowadzenia profilaktycznych prób izolacji w celu zmniejszenia awarii i strat nimi wywołanych. Objaśnienie zasadniczych metod badań na linii pod napięciem. W szczególności badanie rozkładu napięcia na izolatorach przy pomocy drążka z iskiernikiem, sprawdzanie uszkodzeń i zabrudzeń przy pomocy lusterka, wykrywanie uszkodzeń drogą badań prądu upływu w słupie. Opis przyrządu. Wykrywanie uszkodzeń izolacji linii napowietrznych i kablowych oraz generatorów i transformatorów metodą wielkiej częstotliwości.

310* 621.316.11:538.531 D1
Bogatyriew O. M.: Prosty sposób obliczania liniowych obwodów elektrycznych. „Elementarnaja metodika rasczeta liniowych elektriczeskich cepiej.“ Elektricestwo, Moskwa, mies., Nr 4, kw. 53, s. 66; A4, 4,5 str., 6 rys., 2 tabl. — Obliczanie zamkniętej skomplikowanej sieci elektrycznej przy pomocy znanych metod. Sposób uproszczenia obliczeń i ich kolejność. Liczbowy przykład obliczenia sieci zamkniętej, składającej się z 24 gałęzi i 12 węzłów.

311* 621.316.35:621.315.533:621.215.682 D1
Adrianow L. I., Orlowski G. M.: Łączenie szyn aluminiowych przez ściskanie. „Sojedinienie aluminowych szin dawleniem“. Elektr. Stancji, Moskwa, mies., Nr 2, luty 53, s. 26; A4, 4 str., 1 fot., 1 rys., 1 wykr. — Mechaniczna wytrzymałość połączeń uzyskanych przez ściskanie. Opór elektryczny w miejscach styku. Badanie pewności połączeń przy termicznym i dynamicznym działaniu prądów zwarciovych. Technologia łączenia szyn przez ściskanie. Wzór ręcznych kleszczy dla „spawania“ ciśnieniem.

Wyłączniki

312* 621.317.2:621.316.57.001.5 D1
Kettner K.: Urządzenia do prób wyłącznika liniowego prądu stałego. „Prüfeinrichtungen für Gleichstromstreckenschalter“. Elektr. Bahnen, München, mies., Nr 12, grud. 52, s. 293; A4, 7,5 str., 1 fot., 6 rys., 12 wykr. — Opis urządzeń pozwalających na zdjęcie charakterystyki urządzeń wyłącznika: gaszenie łuku, wahania napięcia. Opis stosowanych metod pomiarowych. Zagadnienie gaszenia łuku, równania i zależności podstawowe. Drgania napięcia. Nowy układ pomiarowy AEG.

Regulacja

313* 621.216.7 D1
Hornauer W.: Stan techniki regulacyjnej. „Stand der Regelungstechnik“. Elektrotechnik (Berlin), Leipzig, mies., Nr 1, stycz. 53, s. 14; A4, 5,5 str., 3 fot., 12 rys., 34 poz. bibl. — Elementy układów regulacyjnych. Regulacja w sieciach zasilających. Regulacja w układach napędowych. Regulacja w technice pomiarowej.

314* 621.316.7.078:338 D1
Zühlsdorf W.: Wprowadzenie w podstawy techniki sterowniczej przy automatyzacji elektrycznej urządzeń przemysłowych. „Einführung in die Grundlagen der Steuerungstechnik bei der Elektro-Automatisierung von Industrieanlagen“. Elektrotechnik (Berlin), Leipzig, mies., Nr 2, luty 53, s. 63; Nr 3, marz. 53, s. 134; A4, 10,5 str., 10 rys. — Metoda badania wymagań technologicznych. Sposób oznaczania elementów. Wybór napięcia sterowniczego. Dobór organu sterującego. Metody sterowania. Sterowanie stycznikowo-przekaznikowe, sterowanie przy pomocy sterowników. Sterowanie bezstycznikowe. Sterowanie elektronowe. Układy automatyczne i półautomatyczne. Układy sterowane ręcznie. Zasady ryglowania. Przykłady układów sterowanych elektrycznie. Ste-

rowanie rozruchem silników. Przelączanie sieci. Sterowanie w zależności od temperatury. Sterowanie zależne od poziomu cieczy względnie szybkości przepływu.

215* 621.316.721.078:621.313.325 D1
Lulajew W. K., Cigier R. M.: Automatyczna regulacja prądu stojana kompensatorów synchronicznych. „Automatizatsioje riegu-lirowanie toka statora synchronnych kompensatorow“. Elektr. Stancji, Moskwa, mies., Nr 12, grud. 52, s. 51; A4, 0,5 str., 1 rys. — Wady stosowania automatycznych regulatorów napięcia na kompensatorach synchronicznych. Zastąpienie automatycznej regulacji napięcia przez automatyczną regulację prądu. Schemat układu regulacyjnego.

316* 621.316.722.1:621.316.727 D1
Keller R.: Regulacja napięcia i mocy biernej w urządzeniach prądu zmiennego. „Die Spannungs und Blindleistungsregelung in Wechselstromanlagen“. ETZ, Wuppertal, dwutyg., Nr 7, kw. 52, s. 219; A4, 4 str., 6 rys., 5 wykr. — Wytwarzanie stałego niezależnego od obciążenia napięcia generatorów. Polepszenie warunków stateczności przy pracy równoległej, przez regulację napięcia. Stabilizacja napięcia przy zasilaniu długich otwartych linii wysokiego napięcia. Regulacja obciążenia biernego.

Urządzenia zabezpieczające

317* 621.316.9:622 D1
Cadil Fr.: Zabezpieczenia przekątnikowe w kopalnianych urządzeniach elektrycznych. „Ochranu y dólnich elektrických zařízení“. Elektrotechn. Obz., Praha, mies., Nr 8, sierp. 52, s. 348; A4, 8,5 str., 12 rys., 1 tabl., 6 poz. bibl. — Opis różnych przyczyn uszkodzeń elektrycznych w kopalni z przytoczeniem konieczności zastosowania odpowiednich zabezpieczeń. Schematy i objaśnienie różnego rodzaju urządzeń zabezpieczających. Zabezpieczenia nadprądowe (doziemienie, zwarcie w kablu), nadnapięciowe (przerzut wysokiego napięcia), zabezpieczenie od przerwy w obwodzie. Zabezpieczenie obwodów sterujących przed fałszywym działaniem. Dane statystyczne zakłóceń ruchowych w kopalniach.

318* 621.316.923.2 D1
Even M.: Nowy bezpiecznik topikowy o dużej mocy odłączalnej dla prądu zmiennego o wysokim napięciu do 35 000 V. „Un nouveau coupe circuit à fusible à haut pouvoir de coupure, pour courant alternatif à haute tension jusqu'à 35 000 V“. Rev. Electr. Mecan., Paris, kwart., Nr 88, stycz.-marz. 52, s. 1; A4, 8 str., 3 fot., 1 rys., 4 wykr. — Opis elementów konstrukcyjnych bezpiecznika wysokiego napięcia. Krótkie omówienie procesu odłączania. Warunki doboru bezpiecznika, napięcie i prąd znamionowy. Moc odłączalna.

Miernictwo elektryczne

319* 621.317.49:620.191.23 D1
Walley J. W.: Biały płyn magnetyczny do wykrywania pęknięć. „White magnetic fluid for crack detection“. Metropolitan-Vickers Gaz., Manchester, mies., t. 24, Nr 396, czerw.-lip. 52, s. 201; A4, 1 str., 3 fot. — Metody magnetyczne wykrywania rys i pęknięć w materiałach ferromagnetycznych. Sposób przygotowania płynu magnetycznego. Przykład wykrycia rys i pęknięć na walcu i płycie przy pomocy płynu magnetycznego.

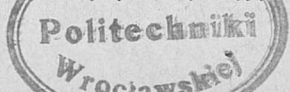
320* 621.317.63 D1
Rawlison E.: Automatyczna maszyna do wykreślenia krzywych magnesowania. „An automating plotting machine for magnetization curves“. Metropolitan Vickers Gaz., Manchester, mies., t. 24, Nr 399, paźdz. 52, s. 257; A4, 6 str., 2 fot., 3 rys., 4 wykr. — Powszechne zastosowanie materiałów ferromagnetycznych i konieczność łatwego zdejmowania charakterystyk. Urządzenie do automatycznego zapisywania pętli histerezy (schematy układu: permeometr, integrator obwodu H i obwodu B). Ogólny widok urządzenia. Porównanie charakterystyk narysowanych przez urządzenie automatyczne i wykreślonych na podstawie pomiarów galvanometrem balistycznym. Kilka przykładów wykreślonych przez urządzenie pętli. Przygotowanie próbek do badań (pierścieniowe, paskowe).

Oświetlenie elektryczne

321* 621.327.43:628.9:656.211.26 D1
Oświetlenie jarzeniowe dworca centralnego w Mediolanie. „L'éclairage fluorescent de la gare centrale de Milan“. Rev. gen. Chem.-de-Fer., Paris, mies., list. 52, s. 509; A4, 1,5 str., 2 fot., 1 rys. — Rozwiązanie techniczne oświetlenia jarzeniowego dużego dworca. Dane dotyczące lamp i urządzeń zapłonowych. Zasilanie. Schematy obwodów. Fotografie przedstawiające rozsył światła.

Niniejszy Przegląd Bibliograficzny zawiera jedynie część analiz dokumentacyjnych publikacji z zakresu elektrotechniki. Pełna dokumentacja ukazuje się w postaci kart dokumentacyjnych wydawanych przez Centralny Instytut Dokumentacji Naukowo-Technicznej (Warszawa, Al. Niepodległości 188). CIDNT przyjmuje prenumeratę kart dokumentacyjnych, która może obejmować zarówno całą dokumentację naukowo-techniczną, jak i działy lub poszczególne zagadnienia i tematy techniczne.

CIDNT wykonuje za zwrotem kosztów fotokopie i mikrofilmy publikacji objętych Przeglądem Dokumentacyjnym jak i kartami dokumentacyjnymi.



I OGÓLNOKRAJOWA NARADA NORMALIZATORÓW

Komitet Organizacyjny I Ogólnokrajowej Narady Normalizatorów podaje do wiadomości, że w dniach 12—14 czerwca 1954 r. odbędzie się w Warszawie w Domu Technika I Ogólnokrajowa Narada Normalizatorów.

Celem narady jest:

- 1) popularyzacja zagadnień normalizacyjnych,
- 2) przeanalizowanie trudności w pracach normalizacyjnych,
- 3) ustalenie wytycznych dla głównych kierunków prac normalizacyjnych i jej form organizacyjnych.

W ramach narady będą wygłoszone dwa referaty na plenum:

- 1) „Podstawy normalizacji“, mgr Jarosław Zienkiewicz (referat opracowany przy współudziale wydziału studiów PKN);

- 2) „Osiągnięcia i zadania normalizacji polskiej“, prof. Janusz Tymowski

oraz 16 referatów z zakresu normalizacji: 1) w przemyśle maszynowym, 2) w górnictwie, 3) w hutnictwie, 4) w transporcie i komunikacji, 5) w przemyśle chemicznym, 6) w przemyśle spożywczym, 7) w budownictwie i materiałach budowlanych, 8) w elektryce, 9) w przemyśle sprzętu medycznego, 10) w bezpieczeństwie i ochronie pracy, 11) w rolnictwie, 12) w leśnictwie i przemyśle drzewnym i papierniczym, 13) w przemyśle włókienniczym, 14) w przemyśle poligraficznym, 15) w geodezji i kartografii, 16) w dokumentacji, bibliografii i bibliotekarstwie.

Informacji w sprawach narady udziela biuro Komitetu organizacyjnego narady, Czackiego 3/5, tel. 674-61, wewn. 81.

SKŁAD WŁADZ ODDZIAŁU WARSZAWSKIEGO SEP

(w wyniku wyborów na walnym zebraniu Oddziału 8.III.54)

Zarząd

Przewodniczący	— Jendryczko Kazimierz
I zast. przewodn.	— Nahorski Czesław
II zast. przewodn.	— Neuman Zygmunt
Sekretarz	— Jeżewski Jerzy
Skarbnik	— Stępień Krystyna
Członek Zarządu	— Held Józef
„ „	— Joniewicz Henryk
„ „	— Pilarzowa Teodozja
„ „	— Rutkiewicz Wojciech
„ „	— Pisarski Wiesław
„ „	— Pomianowski Andrzej
„ „	— Przepiórka Kazimierz
„ „	— Koczara Henryk

Komisja Rewizyjna

Przewodniczący	— Skrzypek Tadeusz
Członek Komisji	— Torbus Wacław
„ „	— Monkiewicz Teofil
Zast. członka Komisji	— Turowski Marian

Sąd koleżeński

Przewodniczący	— Moskalewski Tadeusz
Członek Sądu	— Sieciński Ryszard
„ „	— Lipman Jan
„ „	— Tarłowski Władysław
„ „	— Szeinduchert Leszek

Przewodniczący Komisji

Komisja Kół Terenowych	— Pisarski Wiesław
Komisja Postępu Technicznego	— Rutkiewicz Wojciech
Komisja Odczytowa	— Pilarzowa Teodozja
Komisja Szkoleniowa	— Joniewicz Henryk
Komisja Kwalifikacyjna	— Held Józef

Kołom SEP przy zakładach pracy przydzielono organizatorów, których obowiązkiem jest pomoc w realizacji celów i zadań, stojących przed naszym stowarzyszeniem.

SPROSTOWANIE. W artykule dra inż. W. Pełczewskiego (PE, zesz. 5, str. 135 i 137) należy przestawić klisze rysunków 3 i 7.

PRZEGŁĄD TECHNICZNY, organ główny NOT, nr 5/54, zawiera następujące artykuły: Po raz dziesiąty święcimy 1 maja w Polsce Ludowej. — Gajewski D. Na wspólnej drodze. — Callenberg W. — Podstawy ekonomicznego wykorzystania energii w zakładach przemysłowych. — Górecki E. Jasny cement żużlowy. — W. K. Nowa metoda tłumienia drgań przy toczeniu. — Zienkiewicz J. Pierwsza ogólnokrajowa narada normalizatorów. — Switkowski J. O dalszy rozwój prac w dziedzinie słownictwa technicznego. — Fabierkiewicz W.

O tworzeniu nazw technicznych. — Chmielewski H. Plan wydawniczy PWT na rok 1954. — Nawrocki S. Plan wydawniczy PP „Wydawnictwa Komunikacyjne“ na rok 1954. — Beniger S. Ważniejsze pozycje planu wydawniczego Państwowych Wydawnictw Naukowych w dziedzinie książek technicznych na rok 1954. — Burzyński W. Z działalności wydawniczej Państwowego Wydawnictwa Rolniczego i Leśnego. — Nowiny techniczne z prasy zagranicznej. — Sprawy organizacyjne NOT i stowarzyszeń. — Krytyka i bibliografia.

PAŃSTWOWE WYDAWNICTWA TECHNICZNE

Nowości wydawnicze

BATURIN W. W.: **Podstawy wentylacji przemysłowej**. Tłum. z ros. A. Wysocki. S. 348, zł 36,30 (w oprawie)

BLÜMKE F.: **Samochody pożarnicze**. S. 114, zł 8.—

JANICKI E., KALATA C., KOBYLINSKI S.: **Systematyka wad odlewów staliwnych** (z atlasem). S. 143, zł 14,80 (w oprawie)

KASZIRIN A. I.: **Technologia budowy maszyn**. Tłum. z ros. W. Majewski i A. Moroz. S. 633, zł 74.— (w oprawie)

MICHEL E., DÖRRFELD W.: **Poradnik smarownika**. Tłum. z niem. J. Solik. S. 176, zł 20,50

NAJBERG M.: **Obsługa akumulatorów ołowianych**. Seria „Będę fachowcem”. S. 60, zł 3,20

PAWŁOWSKI S., SZYMBORSKI W.: **Ceramiczne tworzywa izolacji cieplnej**. S. 204, zł 16.—

Piece grzewcze, walcownicze i kuźnicze. Tom. I. Praca zbiorowa pod red. Z. Wusatowskiego. S. 262, zł 28,50 (w oprawie)

Przepisy bezpieczeństwa pracy w eksploatacji linii napowietrznych o napięciu ponad 35 kV. Wyd. 3 poprawione. Biblioteka Ochrony Pracy. S. 91, zł 6.—

ROTKIEWICZ W.: **Technika odbioru radiowego**. Tom II. S. 452, zł 41.50 (w oprawie)

SMOLIŃSKI A.: **Zasady wzmacniania**. Tom I. **Podstawy teoretyczne**. Wyd. 3, przedruk z klisz wydania 2 z erratą na końcu książki. S. 300, zł 15

Sprzęt ochronny w elektrotechnice. Przepisy bezpieczeństwa pracy. Wyd. 2, poprawione i uzupełnione. Biblioteka Ochrony Pracy. S. 58, zł 4,70

SZUPP B.: **Podręcznik spawania acetylenowego**. Wyd. 3, poprawione i uzupełnione. S. 294, zł 22 (w oprawie)

Do nabycia w księgarniach technicznych Domu Książki i u kolporterów zakładowych

