

JAN GAJEWSKI
Państwowa Dyspozycja Mocy

JÓZEF KUKLA
Katedra Gospodarki
Elektroenergetycznej

MODEL ZMIENNOŚCI OBCIĄŻEŃ
DLA USTALANIA ROCZNYCH PLANÓW PRODUKCJI
ENERGII ELEKTROWNI

Streszczenie. Praca stanowi część szerszego opracowania zajmującego się zagadnieniem sporządzania okresowych (miesięcznych i rocznych) planów produkcji energii i kosztów jej wytwarzania w elektrowniach systemu elektroenergetycznego. Przedstawiono cele planów okresowych i ich znaczenie dla eksploatacji i ekonomii systemu. Omówiono sposób planowania stosowany w dotychczasowej praktyce dyspozycji mocy. Podano nowy sposób sporządzania planów produkcji na podstawie modelu zmienności obciążeń systemu, przeznaczony do wykorzystania w praktyce dyspozycji mocy. Opisano czynności związane z określeniem wielkości podstawowych modelu na podstawie danych statystycznych zapotrzebowania mocy systemu rejestrowanych w dyspozycjach mocy. Przedstawiono schemat blokowy programu obrazującego kolejność obliczeń maszyny cyfrowej przy wykorzystaniu modelu do określenia dobowych wykresów zapotrzebowania mocy systemu i dobowych wielkości produkcji energii dla wszystkich dni planowanego roku.

1. Wstęp

1.1. Programowanie pracy systemu w cyklu rocznym

Programowanie pracy elektrowni i sieci stawia za cel osiągnięcie najkorzystniejszych efektów eksploatacyjnych w systemie energetycznym. Rozróżnia się kilka rodzajów tego programowania w zależności od okresów czasu, którego dotyczą. Są to programowanie w cyklu dobowym, miesięcznym, rocznym i wieloletnim. To ostatnie stanowi podstawę przy opracowywaniu przedsięwzięć inwestycyjnych i nie będzie przedmiotem niniejszej pracy. Praca natomiast zajmuje się przede wszystkim zadaniami dyspozycji

mocy (DM) w zakresie planowania pracy systemu w skali rocznej. Programowanie w cyklu dobowym jest formą podstawową oraz najbardziej znaną i rozpowszechnioną w DM. Łączy się ono bezpośrednio z operatywnym rozrządem mocy w systemie. Metody tego programowania były dotychczas przedmiotem szczególnego zainteresowania teoretyków i praktyków energetyków, co dało w efekcie duży postęp prac w tej dziedzinie.

Sz szczególnie ważną rolę i znaczenie należy przypisać programowaniu w cyklu rocznym. Ten rodzaj programowania obejmuje optymalizację procesu wytwarzania i przesyłu energii w skali całego roku poprzez ustalenie zadań produkcyjnych oraz głównych założeń organizacyjnych pracy w elektrowniach i eksploatacji sieci. W szczególności odnosi się to do właściwego opracowania harmonogramu remontu urządzeń wytwórczych i sieciowych, planów zaopatrzenia w paliwo, środki materiałowe, siłę roboczą itp.

Konkretny wynik programowania rocznego dotyczy ustalenia podziału zadań produkcyjnych między elektrownie oraz sieciowych zadań eksploatacyjnych między zakłady energetyczne w sposób zapewniający uzyskanie możliwie najniższego kosztu wytwarzania i przesyłu energii w ciągu roku.

Na podstawie wyników programowania rocznego podajmy się decyzje odnośnie ustalenia [8]:

A) wspomnianego już harmonogramu remontu energetycznych urządzeń wytwórczych i sieciowych,

B) wielkości rezerwy urządzeń wytwórczych zapewniającej pokrycie zapotrzebowania energii w skali całego roku,

C) wielkości wymiany międzynarodowej i okręgowej w aspekcie technicznym i ekonomicznym,

D) wielkości produkcji energii w elektrowniach z określeniem charakteru ich pracy w ciągu roku, wymaganych środków materiałowych i organizacyjnych itp.

E) ostatecznej korekty i terminów realizacji planów inwestycyjnych na najbliższą przyszłość.

Wyniki programowania rocznego i miesięcznego elektrowni i sieci dają poza tym podstawę do ustalenia bodźców ekonomicznych zapewniających realizację zadań planowych [7].

Zagadnienia programowania w cyklu rocznym są bardziej złożone i trudne do rozwiązania od programowania w cyklu dobowym. Wymagają one zebrania większej ilości informacji i danych wyjściowych, często mało dokładnych i niepełnych. Wiąże się to z koniecznością wprowadzenia do metod tego programowania wielu założeń upraszczających. Właściwa tym metodom duża pracochłonność obliczeń wskazuje na potrzebę stosowania techniki cyfrowej. Jakkolwiek zagadnieniu temu poświęcono dotychczas na łamach literatury fachowej stosunkowo mało miejsca, jest ono coraz uważniej i żywiej dyskutowane. Same zaś metody programowania w cyklu rocznym, wykazując stały rozwój są częściej wypróbowywane w praktyce.

Przy programowaniu w cyklu rocznym trzeba się liczyć z nieścisłością przyjętych założeń oraz z ich deaktualizacją w mia-

re upływu czasu. Konieczne jest przyjęcie możliwości dokonywania okresowej korekty wynikowych wytycznych programowania na podstawie bieżących bardziej aktualnych informacji. Jest to jednym z dodatkowych warunków narzucających potrzebę zastosowania w metodach programowania maszyn cyfrowych. Pewną rolę w realizacji takiej korekty można przypisać okresowym planom produkcyjnym w skali miesiąca i kwartału.

Programowanie pracy elektrowni i sieci należy do podstawowych zadań Państwowej i Okręgowych Dyspozycji Mocy. W zasadzie obydwa te zagadnienia są ze sobą ściśle związane. Plany pracy elektrowni i sieci są z reguły między sobą koordynowane i wzajemnie kontrolowane. Ze względu na możliwości techniczne i wykonawcze obecnie stosowanych metod programowania zarysowuje się jednak dość wyraźny podział między programowaniem pracy elektrowni i sieci. Prowadzona w tym przypadku koordynacja i wzajemna kontrola planów pracy elektrowni i sieci ogranicza się do zasadniczych problemów jak: zagwarantowanie wystarczającej pewności pracy systemu, zapewnienie odpowiedniej jakości dostarczanej odbiorcom energii oraz kontrola w poszczególnych punktach systemu granicznych możliwości wytwarzania i przesyłu mocy ze względu na przepustowość urządzeń elektrowni i sieci. Z mniejszą dokładnością w planach tych uwzględnia się szereg innych zagadnień jak np. transport węgla, straty przesyłu mocy itp. Rzadko kontroluje się problem zachowania wystarczających warunków równowagi dynamicznej i statycznej pracy systemu itd.

W miarę wprowadzania doskonalszych metod programowania ulega zatarciu rozgraniczenie między metodami programowania sieci i elektrowni.

W optymalizacji procesu wytwarzania i przesyłu energii główną rolę przypisuje się programowaniu pracy elektrowni. Uzyskiwane w tej sferze programowania efekty przewyższają znacznie efekty i oszczędności w sferze programowania sieciowego. I tak realne w wyniku zastosowania optymalizacji programowania elektrowni zmniejszenie wskaźnika jednostkowego wytwarzania w skali całego kraju (r. 1965 np. o ok. 0,25% (1 g/kWh) daje oszczędności około 15 mln zł, a zmniejszenie strat energii w sieciach przesyłowych o 1%, oszczędności około 3 mln zł.

Posiadanie poprawnych metod określenia wielkości produkcji oraz kosztu zmiennego w elektrowniach w skali rocznej umożliwia sprawdzenie i porównanie efektów optymalizacji pracy elektrowni. Koszt zmienny produkcji oraz wielkość samej produkcji elektrowni są wskaźnikami wynikowymi, zależnymi od wszystkich czynników kształtujących proces produkcji jak: remonty kapitalne urządzeń wytwórczych, zaopatrzenie w paliwo i materiały, transport, organizacja pracy itp. Można stwierdzić, że optymalizacja procesu wytwarzania energii wiąże się nierozłącznie z koniecznością poprawnego określenia produkcji energii w elektrowniach. Stąd też nie jest rzeczą przypadku, że w energetyce kładzie się obecnie duży nacisk na znalezienie możliwie najdokładniejszej i najmniej pracochłonnej metody określenia kosztu zmiennego i wielkości produkcji energii w poszczególnych elektrowniach i całości systemu. Jednym z podstawowych elementów

tych metod jest właściwe określenie rocznej prognozy zapotrzebowania mocy w systemie. Warunki, jakim powinna odpowiadać taka prognoza, można przedstawić następująco:

a) prognoza powinna zachowywać prawidłowy związek między energią i mocą w poszczególnych okresach roku,

b) kształt wykresów dobowych oraz kształt rocznej i miesięcznych krzywych uporządkowanych zapotrzebowania mocy sporządzonych na podstawie tych wykresów powinny pokrywać się z odpowiednimi danymi uzyskanymi z materiałów statystycznych lat poprzedzających bezpośrednio prognozę,

c) ilość danych liczbowych składających się na prognozę zapotrzebowania mocy powinna być jak najmniejsza.

Podane warunki nasuwają potrzebę stworzenia odpowiedniego modelu zmienności zapotrzebowania mocy (obciążeń) w ciągu roku, który nadawałby się do łatwego wykorzystania w programach obliczenia rocznej produkcji energii w elektrowniach na maszynę cyfrową.

Przedmiotem niniejszego artykułu będzie przedstawienie modelu zmienności obciążeń zastosowanego w programach na maszynę cyfrową^{x)} opracowanych przez Katedrę Gospodarki Elektroenergetycznej Politechniki Śląskiej.

1.2. Roczny plan produkcji elektrowni

Państwowa i Okręgowe Dyspozycje Mocy zajmując się określaniem ekonomicznego rozdziału obciążeń w skali rocznej i wynikającej z niego rocznej produkcji energii, dokonują go na podstawie kilku typowych, średnich dobowych wykresów zapotrzebowania mocy systemu odniesionych do różnych okresów czasu oraz na podstawie okresowych średnich wartości mocy dyspozycyjnych elektrowni [1], [2], [3].

Zarówno uśrednianie wykresów zapotrzebowania mocy jak i wykresów mocy dyspozycyjnej elektrowni stwarza możliwość popełnienia błędów przy planowaniu rocznej wielkości produkcji energii i kosztu jej wytworzenia w elektrowniach i w całości systemu. Korzystając ze średniego wykresu zapotrzebowania mocy przemilcza się fakt, że na każdą średnią wartość zapotrzebowania, składa się szereg różnych wartości, które tę średnią tworzą. Sytuację taką ilustruje rysunek 1. Na wykres średni 1a

^{x)} KARE - program ustalenia optymalnego harmonogramu remontów kapitalnych maszyn w systemie (p.p. 1.1 A).

ENKO - program obliczania okresowych (miesięcznych i rocznych) wielkości produkcji energii i kosztów jej wytwarzania w elektrowniach syst. (p.p. 1.1 D).

PROBE - program prognozy obciążeń i energii w systemie elektroenergetycznym.

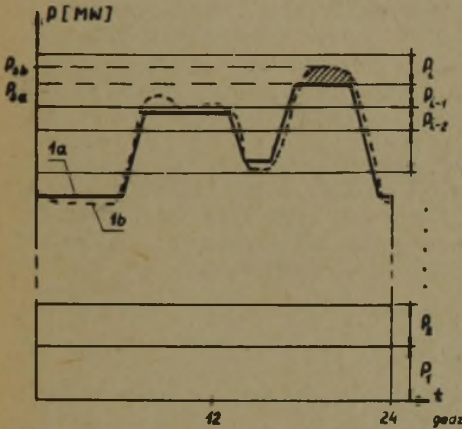
składa się między innymi wykres składowy 1b, którego wartość szczytowa $P_{sb} > P_{sa}$ oraz $P_{sa} = \sum_{i=1}^m P_i$. Zapotrzebowanie $\Delta P = P_{sb} - P_{sa}$ musi pokryć mało sprawna elektrownia "i". Jeżeli w rozpatrywanym okresie istnieje m takich wykresów, że $P_{sk} > P_{sa}$ (P_{sk} - wartość szczytowa zapotrzebowania mocy kolejnego wykresu składowego, $k = 1 \dots m$), to faktyczna produkcja energii i-tej elektrowni wyniesie:

$$A_i = \sum_{k=1}^{k=m} P_i \cdot t_k \quad (1)$$

gdzie:

P_i - średnia wartość mocy dyspozycyjnej i-tej elektrowni,

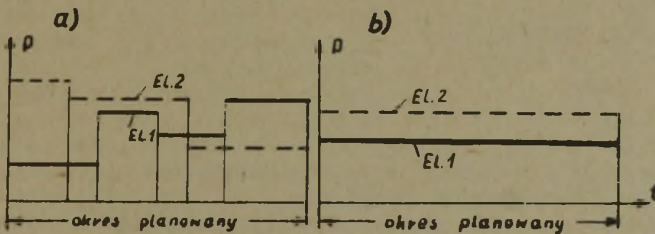
t_k - czas wykorzystania mocy P_i na kolejnym k-tym składowym wykresie zapotrzebowania mocy.



Rys. 1. Wykresy zapotrzebowania mocy systemu

a) wykres średni, b) jeden z wykresów składowych wykresu średniego, (P_1, P_2, \dots, P_i - średnie wartości mocy dyspozycyjnych elektrowni, uszeregowanych wg rosnącego jednostkowego kosztu wytwarz.)

Planowana dla tej samej elektrowni okresowa wielkość produkcji energii na podstawie średniego wykresu zapotrzebowania wynosi $A_i = 0$ - wynika z rysunku 1. Podobnie przedstawia się sprawa z pozostałymi elektrowniami szczytowymi i podszczytowymi choć różnice między wielkościami produkcji energii planowanymi, a faktycznymi nie są już na rysunku tak wyraźne.



Rys. 2. Wykresy mocy dyspozycyjnych
a) wykres faktyczny, b) wykres średni

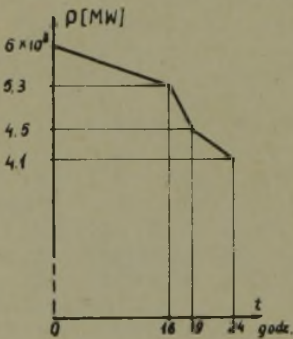
Przyjmowane do rozdziału obciążeń średnie wartości mocy dyspozycyjnych elektrowni (rys. 2b) również nie oddają faktycznego stanu pracy elektrowni w poszczególnych okresach roku. Moce te mogą ulegać dość zasadniczym zmianom w ciągu okresu w wyniku odstawienia urządzeń wytwórczych do remontu lub wprowadzania ich do ruchu. W wyniku tego moc dyspozycyjną można zilustrować jak na rysunku 2a. Zmiany mocy w poszczególnych elektrowniach zachodzą od siebie niezależnie. Zmiennym wartościom mocy na rysunku 2a towarzyszą zmiany jednostkowych kosztów wytwarzania w poszczególnych podokresach planowanego roku. W każdym podokresie różny będzie udział poszczególnych elektrowni w pokrywaniu obciążenia systemu. W efekcie uzyska się okresowe wielkości produkcji energii i kosztów jej wytwarzania w poszczególnych elektrowniach i w całości systemu różne od planowanych.

W związku z przytoczonymi rozważaniami proponuje się, aby przy ustalaniu rocznej produkcji energii elektrowni skorzystać z bardziej dokładnej drogi obliczeń tzn. odstąpienia od założenia przyjmowania średnich wykresów zapotrzebowania i średnich mocy dyspozycyjnych dla dłuższych okresów czasu.

2. Model zmienności obciążeń systemu

Podstawą proponowanego sposobu sporządzania planów produkcji elektrowni jest tzw. model zmienności obciążeń systemu. Pod modelem tym rozumie się tu odwzorowanie zmienności obciążeń systemu wszystkich dni w ciągu roku dokonane przy pomocy jak najmniejszej ilości danych liczbowych. Model sporządza się dla okresu planowanego na najbliższe rok. Ekonomicznego rozdziału obciążeń dokonuje się tu na podstawie uproszczonych, uporządkowanych dobowych wykresów obciążeń systemu (rys. 3) wyznaczonych na bazie modelu oraz przewidywanych wykresów mocy dyspozycyjnych elektrowni. Te ostatnie określa się na drodze przewidywań z uwzględnieniem postojów jednostek wytwórczych w remoncie planowym i awaryjnym, wprowadzenia nowych jednostek do ruchu itp. Możliwość określenia dobowych wykresów obciążeń systemu na podstawie modelu pozwala na dokładne obliczenie rocznej wielkości produkcji energii i kosztu jej wytwarzania w poszczególnych elektrowniach i całości systemu.

Jest rzeczą oczywistą, że określenie efektów rozdziału energii dla całego roku przy założeniu, że rozdział dokonywany będzie dla każdej doby roku, wymaga wykonania dużej pracy o-

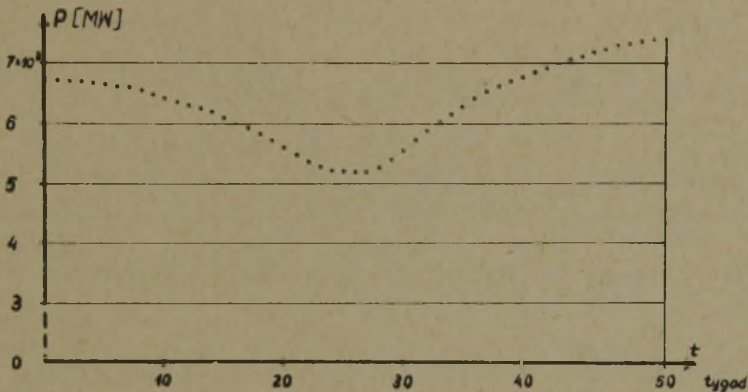


Rys. 3. Dobowy uporządkowany wykres obciążenia systemu

bliczeniowej. W związku z tym przewidziano również możliwość oparcia się na uproszczonych uporządkowanych wykresach tygodnia. Jest to możliwe do zrealizowania po małej zmianie danych modelu. Zależnie więc od tego na podstawie jakich wykresów obliczeń będziemy efekty rozdziału, będzie można mówić o różnych stopniach dokładności uzyskiwanych wyników.

3. Wielkości podstawowe modelu i przygotowanie materiału statystycznego

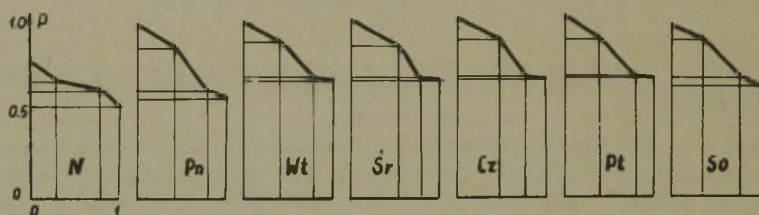
Wielkością podstawową modelu jest przewidywany przebieg wykresu maksymalnych obciążeń środowych systemu uwzględniający między innymi dynamiczny wzrost tych obciążeń w ciągu roku (rys. 4). Na przebieg wykresu składają się 52 wartości obciążeń wyrażone w MW. Oprócz wykresu środowych obciążeń maksymalnych.



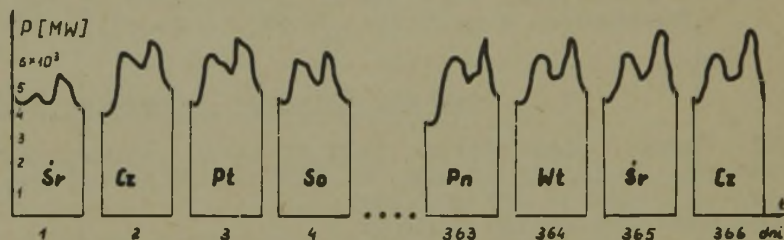
Rys. 4. Przewidywany wykres maksymalnych obciążeń środowych systemu krajowego dla 1965 roku określony na podstawie statystyki PDM z 1963 i 1964 r.

ustala się komplety dobowych uporządkowanych wykresów obciążeń systemu dla kilku (6-7) charakterystycznych tygodni w roku (np. dla tygodni odniesionych do poszczególnych pór roku) rozpoczynających okres chłodu, ciepła, ewentualne wprowadzenie czasu letniego itp. (rys. 5) Przebieg ich odwzorowuje się przy pomocy linii łamanej o kilku punktach załamania np.: 4 - jak pokazano na rysunku 5. Liczba punktów wykresu ma wpływ z jednej strony na dokładność odwzorowania kształtu wykresów (im większa liczba punktów tym większa dokładność), a z drugiej - na czas trwania obliczeń na maszynie cyfrowej (większa liczba punktów - dłuższy czas obliczeń). Rzędne punktów załamania dobowych wykresów wyraża się w jednostkach względnych odniesionych do mocy maksymalnej środy.

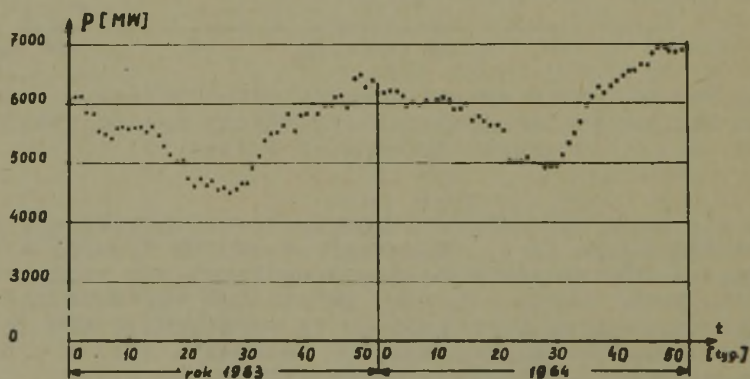
Materiałem wyjściowym do sporządzania modelu zmienności obciążeń systemu lub okręgu są przygotowane w dyspozycjach mocy statystyki dobowych wykresów obciążeń systemu (rys. 6). Materiały te dotyczą jednego lub dwu ubiegłych lat bezpośrednio poprzedzających rok planowany.



Rys. 5. Tygodniowy komplet dobowych uporządkowanych wykresów obciążeń systemu



Rys. 6. Dobowe wykresy obciążeń systemu



Rys. 7. Wykresy średnich obciążeń maksymalnych systemu krajowego sporządzone na podstawie statystyki PDM

Dobowe wykresy obciążeń systemu obejmują 365 wykresów zapotrzebowania mocy, których wartości wyrażone są w MW. Dla potrzeb modelu zmienności odczytuje się obciążenia maksymalne wykresów środowych, które zapisane w kolejności chronologicznej dają wykresy środowych obciążeń maksymalnych (rys. 7),

4. Konstrukcja modelu

Na podstawie materiałów przedstawionych na rysunkach 6 i 7 wyznacza się wielkości podstawowe modelu. Przy określaniu tych wielkości należy wykonać szereg kolejnych czynności:

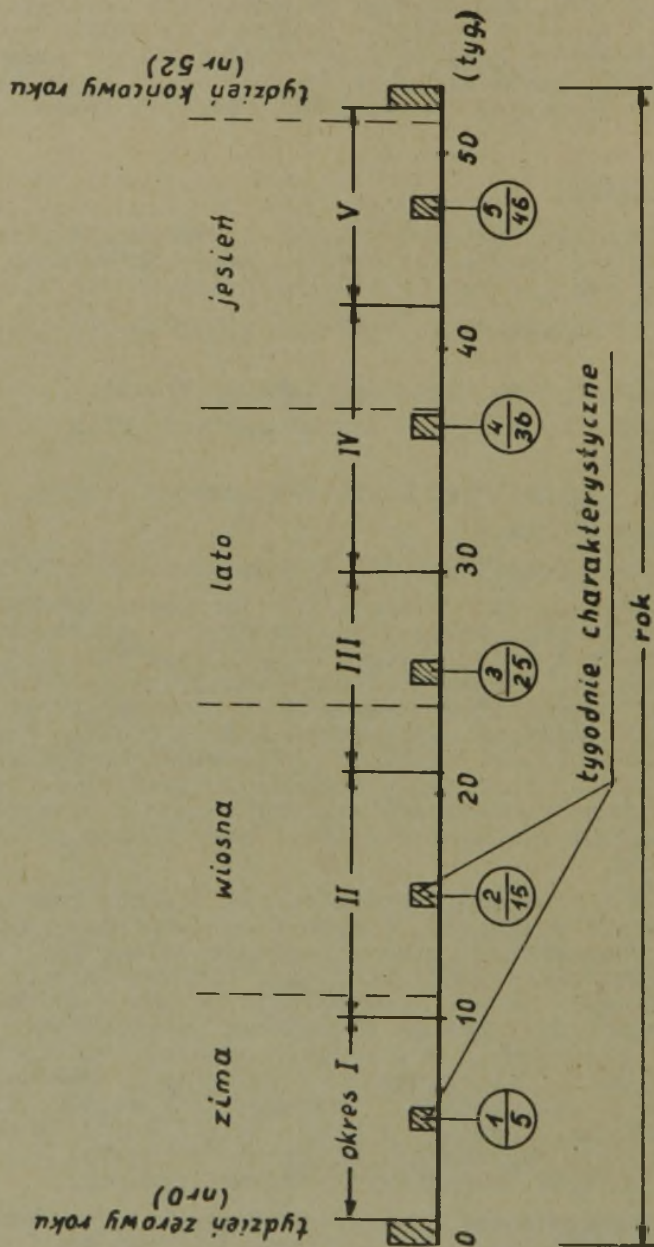
- 1) wyznaczenie uśrednionego wykresu środowych obciążeń maksymalnych,
- 2) podzielenie roku na okresy charakterystyczne,
- 3) ustalenie dla tygodnia ze środka każdego okresu kształtu dobowych wykresów,
- 4) oznaczenie tygodniowych kompletów numerami tygodni roku,
- 5) sprawdzenie modelu.

Poniżej omówiono pokrótce każdą z przedstawionych czynności.

Ad. 1. Przewidywany wykres środowych obciążeń maksymalnych systemu, dla planowanego roku, wyznacza się na podstawie analogicznych wykresów z dwóch ubiegłych lat (rys. 7). Dane tych wykresów, poddaje się "obróbce matematycznej" w maszynie cyfrowej. W wyniku "obróbki" otrzymuje się jeden wykres środowych obciążeń maksymalnych o 52 wartościach średnich oczekiwanych łącznie z wartościami odchyłek standardowych. Wynika stąd, że każdemu tygodniowi roku przyporządkowana jest jedna środowa wartość szczytowa mocy. Wartości wykresu służą do przeliczania wartości względnych, rzędnych punktów dobowych wykresów na wartości rzeczywiste.

Ad 2. Zgodnie z ustaloną uprzednio kolejnością konstrukcji modelu dokonuje się następnie, w sposób orientacyjny, podziału roku na okresy charakterystyczne z uwzględnieniem por roku i ewentualnie wprowadzenia czasu letniego. Liczba okresów nie jest w zasadzie ograniczona. Niewątpliwie ma ona duży wpływ na dokładność odwzorowania. Ważnym czynnikiem decydującym o dokładności jest także termin rozpoczęcia okresu. Ustalenie zatem jakiejś zależności stochastycznej pomiędzy dokładnością odwzorowania, a liczbą okresów i terminami ich rozpoczęcia jest więc bardzo pożądane. Chwilowo z braku dostatecznej liczby wyników badań odnośnie powyższych zależności proponuje się dzielić rok na 5-6 okresów charakterystycznych (rys. 8).

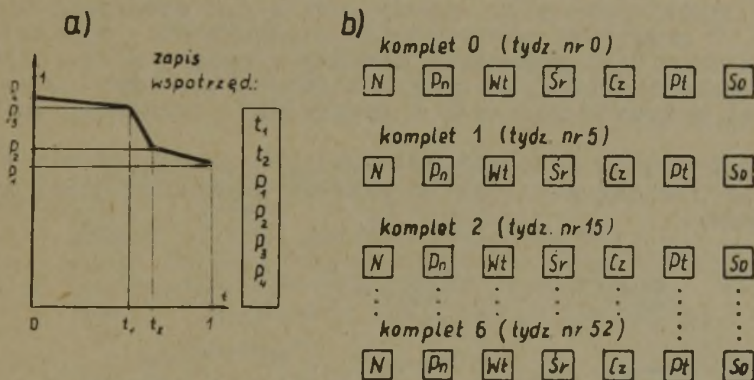
Ad 3. Dla każdego okresu - ściśle biorąc dla tygodnia ze środka okresu - wyznacza się następnie tygodniowy komplet uporządkowanych dobowych wykresów obciążeń (rys. 5) odwzorowujących zmiany obciążenia systemu w charakterystycznym tygodniu tego okresu. Poszczególne komplety wyznacza się na podstawie wykresów dobowych wszystkich tygodni, analogicznego okresu z



Rys. 8. Podział roku na okresy charakterystyczne z zaznaczeniem położenia tygodni charakterystycznych

ubiegłego roku. Wykresy te podane są w postaci chronologicznej, a ich rzędne wyrażone są w MW. Aby z wykresów dobowych wybranego okresu roku uzyskać jeden tygodniowy komplet wykresów uporządkowanych, należy w pierwszej kolejności przeliczyć wartości rzędnych wykresów na wielkości względne (w odniesieniu do wartości maksymalnej środy), uśrednić wchodzące w skład okresu tygodniowe komplety dobowych wykresów, a następnie uporządkować ich wartości od największej do najmniejszej. W celu otrzymania wykresów w formie odcinków prostych łamanych (rys. 5), należy aproksymować odcinki krzywych prostymi. Proponuje się na początek, aby czynność tę wykonywał człowiek.

Na rys. 5 przebieg wykresów dobowych tygodni charakterystycznych odwzorowano przy pomocy 4 punktów. Nie wyklucza się jednak możliwości zwiększenia ich liczby np. do 6. Ze względu na dokładność odwzorowania proponuje się przyjmować liczbę punktów od 4-6. Liczbę ustala się przed aproksymacją i obowiązuje wszystkie wykresy modelu.



Rys. 9. Schemat zapisu kompletów dobowych wykresów przed wprowadzeniem do maszyny cyfrowej

a) kształt wykresu, b) sposób zapisu danych wykresu w komplecie

Rezultat czynności związanych z wyznaczeniem tygodniowych kompletów wykresów przedstawia schematycznie rys. 9. Tygodniowe komplety zapisuje się w postaci kolumn liczbowych wartości odciętych i rzędnych punktów wykresów. Wartości te podaje się w jednostkach względnych. Rzędne punktów, jak wspomniano już wcześniej, w odniesieniu do mocy szczytowej środy, a odcięte punktów w odniesieniu do czasu trwania doby (24 godz.).

Ad 4. W ścisłym związku z wyznaczaniem tygodniowych kompletów wykresów dobowych pozostaje sprawa rozmieszczenia ich w czasie. Polega ona na oznaczeniu tygodni charakterystycznych numerami tygodni roku. Zgodnie z powyższymi rozważaniami za-

znaczono na rys. 8 położenie tygodniowych kompletów wykresów. Każdy komplet opisano przy pomocy dwóch liczb zapisanych pod poszczególnymi kompletami. Pierwsza z nich podaje numer okresu roku jaki dany komplet reprezentuje, a druga podaje numer tygodnia roku (np. dla okresu I, komplet odwzorowuje zmiany obciążenia w systemie w 5 tygodniu roku).

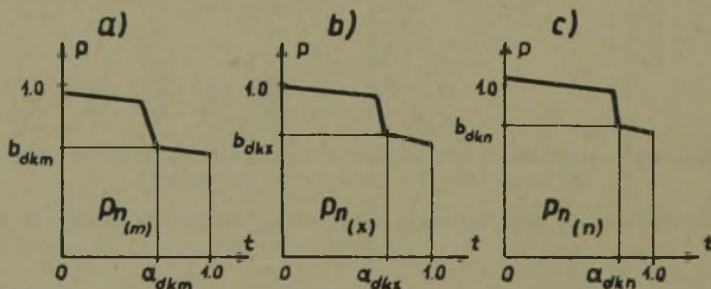
Tygodniowe komplety wykresów charakterystycznych uzupełniają się dodatkowo kompletem zerowym (rozpoczynającym rok) i kompletem nr 52 (kończącym rok).

Ad 5. Zakres uproszczeń poczynionych w trakcie konstruowania modelu wymaga zawsze zbadania jego prawidłowości. Sprawdzeniem kontrolnym prawidłowości modelu jest uzyskanie odpowiednich zgodności:

a) przebiegu okresowego (np. miesięcznego lub rocznego) zapotrzebowania energii obliczonego na podstawie modelu z przebiegiem spodziewanym,

b) uporządkowanego (np. miesięcznego lub rocznego) wykresu modelowych obciążeń z analogicznym wykresem ustalonym również na drodze przewidywań przy pomocy dotychczas stosowanych metod (np. [6]). W przypadku stwierdzenia niezgodności wymienionych danych wskazane jest dokonanie korekty modelu poprzez zmiany: przebiegu maksymalnych obciążeń środowych, kształtu charakterystycznych wykresów dobowych i ewentualnie rozmieszczenia ich w czasie.

Kształt wykresów dobowych świątecznych przyjmuje się w uproszczeniu identyczny z kształtem wykresu poprzedzającego go dnia niedzielnego.



Rys. 10. Przykład interpolacji współrzędnych dobowego wykresu na podstawie wykresów charakteryst.

a) wykres charakt. poniedziałku, należący do x -tego tygodnia roku, b) wykres interpolowany poniedziałku, należący do x -tego tygodnia roku, c) kolejny wykres charakterystyczny poniedziałku, należący do n -tego tygodnia roku

Przedstawiony na rys. 4 i 9 zbiór danych jest podstawą proponowanego modelu zmienności obciążeń. Jak nietrudno się zo-

rientować model odwzorowuje zmienność obciążeń systemu tylko w tygodniach charakterystycznych. W takim stanie nie spełnia on określonych na wstępie wymagań dotyczących w szczególności odwzorowania zmienności obciążeń wszystkich dni w roku. By uczynić zadość temu wymaganiu wprowadza się następujące założenie: rzędne i odcięte punktów załamania wykresów dobowych, nie należących do tygodni charakterystycznych lecz między nimi zawartych, zmieniają się w sposób proporcjonalny. Oznacza to, że ustalenie każdej rzędnej i odciętej brakujących wykresów dobowych może być przeprowadzone poprzez interpolację odpowiednich rzędnych i odciętych z wykresów tygodni charakterystycznych. Sposób interpolacji przedstawia się następująco (rys. 10): po ustaleniu aktualnie rozpatrywanego dnia d z tygodnia x , określamy położenia sąsiadujących z nim tygodni charakterystycznych m i n . Rzędne b_{kdx} i odcięte a_{kdx} punktów załamania wykresu wyrażone będą wzorem:

$$b_{kdx} = \left[b_{kdm} - \frac{b_{kdm} - b_{kdn}}{m - n} \cdot (m-x) \right] \cdot P_x \quad (2)$$

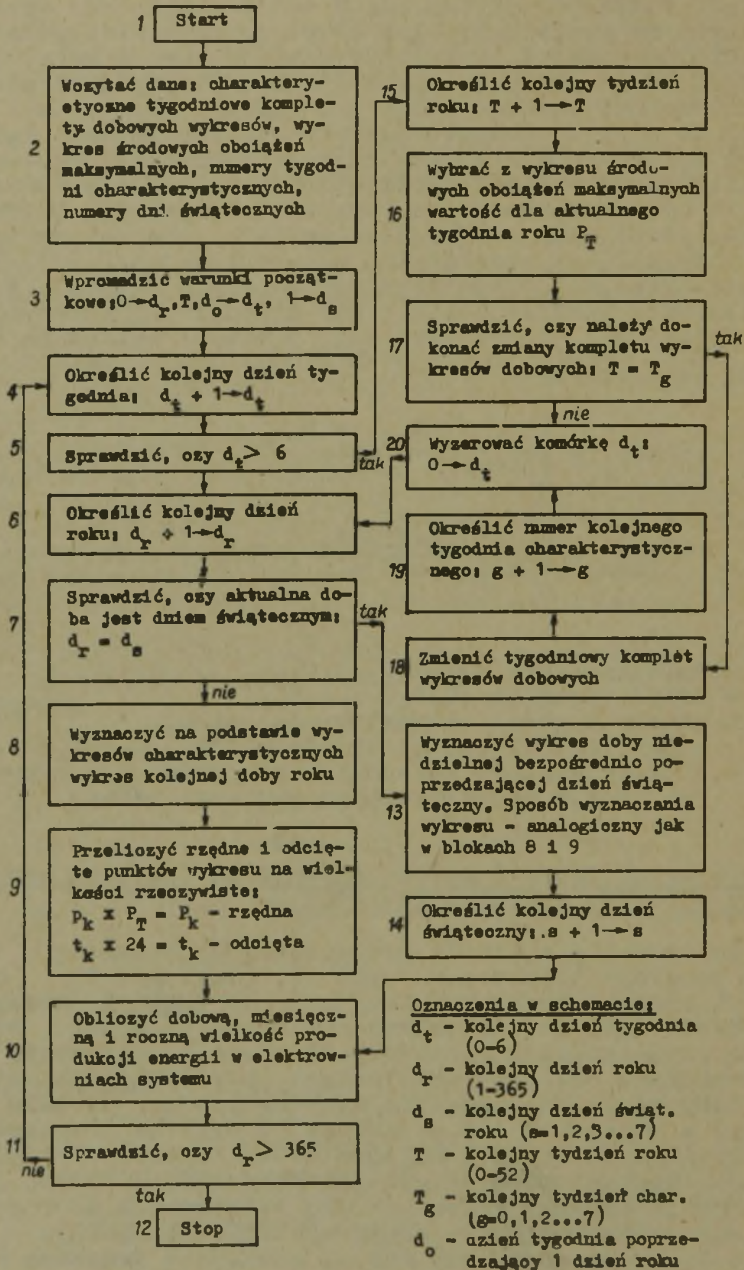
$$a_{kdx} = \left[a_{kdm} - \frac{a_{kdm} - a_{kdn}}{m - n} \cdot (m-x) \right] \cdot 24 \quad (3)$$

gdzie:

- k - kolejny punkt wykresu,
- d - dzień tygodnia (0, 1, 2 ... 6),
- m, n - numery tygodni charakterystycznych,
- x - numer rozpatrywanego tygodnia roku (0, 1, 2, 3 ... 52),
- P_x - śródowna wartość maksymalna odczytana z wykresu na rys. 4 dla rozpatrywanego tygodnia roku.

5. Sposób korzystania z modelu zmienności obciążeń przy określaniu dobowych wykresów obciążeń

Sposób korzystania z modelu przedstawia uproszczony schemat blokowy programu obliczeń na rys. 11. Bloki 2 i 3 obrazują czynności wstępne programu: wczytanie do pamięci maszyny danych podstawowych modelu zmienności obciążeń oraz wczytanie warunków początkowych. Począwszy od bloku 4 obliczenia nabierają charakteru obliczeń cyklicznych, powtarzających się dla każdej doby roku. Poszczególne wykresy dobowe określa się w programie w blokach 8 i 9 począwszy od wykresu pierwszego dnia roku. Określane w bloku 9 kolejne dobowe wykresy zapotrzebowania mocy systemu są podstawą do obliczenia dobowych wielkości produkcji energii i kosztów jej wytwarzania w poszczególnych elektrowniach jak i w całym systemie (blok 10). Wyniki obliczeń dla poszczególnych dni są następnie sumowane w okresach miesięcznych oraz rocznym i w takiej postaci drukowane.



Rys. 11. Schemat blokowy programu korzystania z modelu zmienności

Zmiany kolejnych dni tygodnia, dni roku i kolejnych tygodni przeprowadzają bloki 4, 6 i 15. Blok 17 sprawdza, czy istnieje konieczność dokonania zmiany kompletu tygodniowego na pozycjach roboczych pamięci maszyny. O zakończeniu obliczeń decyduje blok 11 (sprawdza, czy określono już dobowe wykresy dla wszystkich dni roku).

Rękopis złożono w Redakcji w grudniu 1965 r.

LITERATURA

- [1] Gładys H., Miller Cz.: Analiza prawidłowości stosowanej metody ekonomicznego rozdziału obciążeń w krajowym systemie energetycznym. PDM, Warszawa 1964 r.
- [2] Praca zespołowa: Ekonomiczny rozdział obciążeń na elektrownie w 1980 r. Instytut Energetyki, ZSE Warszawa 1964 r.
- [3] Praca zespołowa: Program na maszynę cyfrową "Ural-2" ekonomicznego rozdziału obciążeń w elektrowniach (program WERO).
- [4] Góra S.: Metoda prognozy obciążeń systemu elektroenergetycznego z zastosowaniem maszyn cyfrowych. Tom XIII. Zeszyt 2 Gdańsk 1964. Katedra Elektroenergetyki Polit. Gdańskiej.
- [5] Kopecki K.: Analiza zmienności obciążeń systemów energetycznych w Polsce. Zesz. Nauk. Polit. Gdańskiej nr 13, Elektryka 2, PWN, Poznań 1958.
- [6] Kamiński S., Franczak R.: Program na maszynę cyfrową "Ural-2" przebiegu rocznego obciążeń maksymalnych miesięcznych oraz krzywej uporządkowanej rocznej. Inst. Energetyki ZSE Warszawa 1963 r.
- [7] Ryżikow E.G., Gołkow I.W.: Metodika planирования работы энергосистем. Электрические Станции Nr 3, 1965 r.
- [8] Dillard I.K., Sels H.K.: Nouveaux horizons dans la planification des reseaux. CIGRE 1960 r.

МОДЕЛЬ ПЕРЕМЕННОСТИ НАГРУЗОК ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГОДОВЫХ
ПЛАНОВ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Р е з ю м е

Работа является частью более широкой разработки вопроса составления периодических (месячных и годовых) планов производства энергии и стоимости ее производства на электростанциях электроэнергетической системы. Представлена цель периодических планов и их значение для эксплуатации и экономики системы. Рассмотрен применяемый на практике до сего времени способ планирования диспозиции мощности. Приведен новый способ составления планов производства на основании модели переменности нагрузок системы, предназначенный для использования на практике диспозиции мощности. Описаны работы, связанные с определением основных величин моделей на основании статистических данных потребности мощности системы зарегистрированных в диспозициях мощности. Изображена блочная схема программы, указывавшей на поочередность вычислений вычислительной машины при использовании модели для определения суточных графиков потребности мощности системы и суточных величин производства энергии по всем дням планируемого года.

LOAD VARIATION MODEL FOR ESTABLISHING THE ANNUAL
PRODUCTION PLANS OF GENERATING STATION ENERGY

S u m m a r y

The work is the part of the broad elaboration about the problem of elaboration of the periodical production plans of energy and its production costs in the generating stations of the electroenergetic systems. Presentation of the periodical plans purposes and their importance for exploitation and system economy. Discussion of the planning method applied in the previous practice of load dispatch. The Description of the new method of the production plans elaboration based on the load variation model, intended for the appliance in the load dispatch practice. Description of the activities connected with the determination of the model basic quantities based on the statistical data of the system power requirements recorded in the load dispatch. Presentation of the programscheme, demonstrating the sequence of computer calculations at the utilizing of the model for determination of the twenty four hours diagrams of the system power requirement and the twenty four hours production quantities of the energy for all days of the planned year.