ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1972

Seria: ELEKTRYKA z. 35 Nr kol. 274

ANDRZEJ MATCZEWSKI

Instytut Elektroenergetyki
i Sterowania Układów

KRYTERIUM OPTYMALNEGO DOBORU ZESPOŁU POMPOWEGO W OBIEGU GŁÓWNYM CZYNNIKA ROBOCZEGO ELEKTROWNI PAROWEJ

Streszczenie. W artykule przedstawiono metodę doboru zespołu pompowego, zwracając szczególną uwagę na omówienie kryterium doboru.

Kryterium to wyrażone jest za pomocą ogólnej funkcji kosztów wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem zmiany rocznego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej w kolejnych latach eksploatacji bloku. Optymalny dobór zespołu pompowego prowadzony jest w obrębie układu cieplnego bloku ograniczenie niezależnego, zakłada się mianowicie stałą wartość ciepła doprowadzanego do układu, a wpływ poszczególnych rodzajów zespołu pompowego ocenia się na podstawie zmian wartości mocy elektrycznej turbozespołu.

Prócz parametrów termodynamicznych wprowadzono do kryterium podstawowe parametry konstrukcyjne zespołu pompowego, przy obciążeniu znamionowym oraz częściowym bloku.

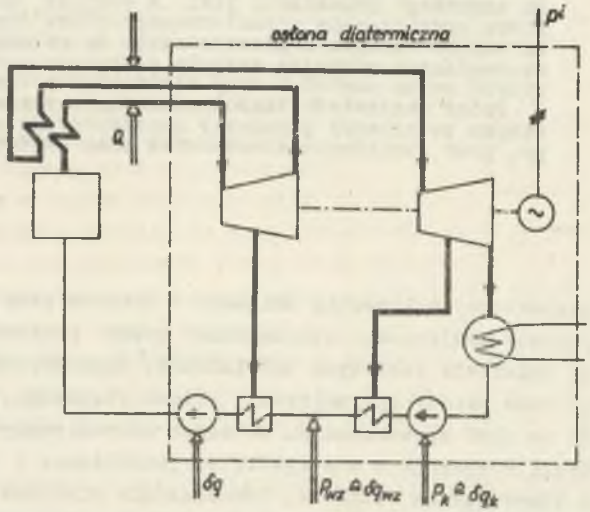
1. Wstęp

W praktyce projektowej obliczenia związane z doborem pomp wykonuje się w oparciu o wytyczne projektowe, sporządzane przez poszczególne placówki projektowe na podstawie zebranych doświadczeń. Sporadycznie wykorzystywane są do tego celu metody optymalizacji układu cieplnego, gdyż większość z nich bazuje na zbyt uproszczonych metodach matematycznych układu cieplnego. Uzyskiwane w oparciu o nie wyniki są przybliżone i służą wyłącznie do wstępnych szacunkowych obliczeń. Równocześnie niektóre metody optymalizacji układu cieplnego, choć ujmują w sposób poprawny większość decyzyjnych czynników technicznych i ekonomicznych w obrębie optymalizowanego układu, służą wyłącznie do określenia liczby podgrzewaczy regeneracyjnych i nie stanowią przydatnego narzędzia w rozwiązywaniu problemu ujętego tematem. Ponadto w bardziej znanych metodach [1] [2], przy wyborze miejsca usytuowania pompy wody zasilającej tylko w nieznacznym stopniu uwzględnia się wpływ rozwiązania konstrukcyjnego pompy (w podziale na pompę wstępną i główną), kształtu charakterystyk sprawności i przepływu, systemu regulacji wydajności itd. Zbyt mało uwagi zwraca się również na problem współdziałania pompy wody zasilającej - z pompą kondensatu.

W dalszym ciągu przedstawione zostanie kryterium, w oparciu o które opracowano metodę optymalnego doboru zespołu pompowego [4], stanowiącą próbę rozwiązania większości z wymienionych, podstawowych niedostatków znanych powszechniej metod.

2. Pojęcia podstawowe

W przedstawionej metodzie pod doborem zespołu pompowego w obiegu czynnika głównego elektrowni parowej rozumie się określenie optymalnego miejsca usytuowania zespołu pompowego w układzie podgrzewania regeneracyjnego oraz wybór rodzaju zespołu pompowego. Pod zespołem pompowym określa się pompę wody zasilającej i pompę kondensatu wraz z napędami. Wybór optymalnego rodzaju zespołu pompowego polega na wskazaniu rozwiązania konstrukcyjnego pompy, najkorzystniejszych charakterystyk sprawności i przepływu – w zależności od charakterystyki oporu ciągu zasilania oraz jaki powinien być zastosowany sposób regulacji wydajności pomp.



Rys. 1. Schemat układu cieplnego ograniczenie niezależnego
Q – ciepło dostarczone do układu w parze; P^i – moc elektryczna produkowana w układzie (i-tym); P_{wz}, P_k – moc elektryczna pobierana przez pompy; q – wartości ciepeł odwzorowujących

Optymalny dobór zespołu pompowego przeprowadza się w obrębie układu ograniczenia niezależnego (rys. 1), przy czym rozwiązanie optymalne poszukuje się drogą porównywania wartości zmiennych w stosunku do umownie przyjętego wzorca. Zawężenie obliczeń optymalizacyjnych do układu ograniczenie niezależnego uznano za konieczność, co uzasadniono w [4].

Poszczególne warianty układu cieplnego porównywane są z pewnym układem cieplnym zwanym dalej układem odniesienia. Określa się go dla danych podstawowych parametrów obiegu cieplnego rzeczywistego, przyjętych przez projektanta lub narzuconych przez wytwórcę turbozespołu. Cechą charakterystyczną układu jest założenie stałości ilości ciepła dostarczonego do czynnika roboczego. Zakłada się ponadto, iż nakłady na budowę układu cieplnego odniesienia są równe zeru. Moc wydawana przez układ odniesienia jest nie mniejsza od mocy wydawanej przez dowolny wariant układu cieplnego rzeczywistego.

3. Kryterium doboru zespołu pompowego

W praktyce liczba możliwych do zrealizowania wariantów układu cieplnego, w zależności od usytuowania i rodzaju zespołów, jest duża. Liczbę wariantów - przed dokonaniem ostatecznego doboru - można ograniczyć. W tym celu wprowadza się hierarchiczność kryterium doboru; w pierwszej kolejności ocenia się warianty wg kryterium wstępnego, uszeregowując je pod względem uzyskiwanych efektów termodynamicznych, a następnie poddaje się ocenie wg kryterium podstawowego.

Kryterium wstępnym jest wartość różnicy między sumą wartości mocy elektrycznej pobieranej przez napędy pomp wody zasilającej i kondensatu a zmianą mocy turbozespołu w i-tym wariancie układu, równoważną przyrostowi egzergii wody zasilającej na pompach do mocy wydawanej przez turbozespół w układzie odniesienia. Opisana wielkość, zwana względną egzergią napędową zespołu pompowego określa rzeczywisty wydatek egzergii na pompowanie wody zasilającej. Wielkość powyższą można zapisać:

$$b^{i}_{zp} = \frac{P^{i}_{zp} - \Delta P^{i}_{zp}}{\Delta P_{od}} \qquad (1)$$

gdzie

b^{i}_{zp} - względna rzeczywista egzergia napędowa zespołu pompowego,

ΔP^{i}_{zp} - łączna moc elektryczna pobierana przez napędy pomp,

P^{i}_{zp} - równoważna przyrostowi egzergii wody zasilającej na pompach zmiana mocy turbozespołu.

P_{od} - moc wydawana w układzie odniesienia.

Kryterium podstawowe doboru zespołu pompowego sformułowano następująco:

Optymalny z ekonomicznego punktu widzenia dobór zespołu pompowego w układzie podgrzewania regeneracyjnego ma miejsce wtedy, gdy przyrost wartości rocznych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w stosunku do

układu odniesienia, liczony dla każdego rozpatrywanego i-tego wariantu układu cieplnego z uwzględnieniem zmiany czasu pracy elektrowni w przyszłych latach eksploatacji, zdyskontowany do roku zerowego, będzie miał wartość najmniejszą.

Tak więc kryterium w przypadku elektrowni na węgiel kamienny można zapisać:

$$\Delta K_w^i = K_w^i + K_w^z - K_w^{od}, \tag{2}$$

gdzie

ΔK_w – różnica wartości rocznych kosztów wytwarzania energii elektrycznej,

K_w^{od}, K_w^i, K_w^z – roczne koszty wytwarzania energii elektrycznej

indeksy:

"od" – układ odniesienia

"i" – i-ty wariant układu cieplnego

"z" – elektrownia zastępcza w systemie elektroenergetycznym.

Przyjmując skończone wartości zmian mocy i sprawności oraz odpowiadające poszczególnym wariantom układu cieplnego roczne koszty stałe, zmiany kosztów wytwarzania można wyznaczyć następująco:

$$\Delta K_w^i = (I_{uo}^i + \Delta P^i \cdot i_{ez}) \cdot r + \Delta P^i T_n \frac{e_p}{1{,}08\,\eta_b^i} + \Delta P^i T_n \frac{e_z}{1{,}08\,\eta_b^z}$$

$$- P_{od} T_n \frac{e_p}{1{,}08\,\eta_b^{od}} = (I_{uo}^i + \Delta P^i\, i_{ez}) \cdot r + \frac{1}{1{,}08} \Delta P^i T_n \left(\frac{e_z}{\eta_b^z} - \frac{e_p}{\eta_b^i}\right)$$

$$+ \frac{e_p}{1{,}08} P_{od}\, T_n \left(\frac{1}{\eta_b^i} - \frac{1}{\eta_b^{od}}\right) \tag{3}$$

gdzie

I_{uo}^i – nakłady inwestycyjne na i-ty układ cieplny bloku.

r – współczynnik rozszerzonej reprodukcji,

ΔP^i – zmiany mocy elektrowni z i-tym układem cieplnym w stosunku do układu odniesienia,

T_n – roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej

η_n^z – sprawność egzergetyczna elektrowni zastępczej

$$\eta_b^z = \frac{3600}{1{,}08 \cdot W_{dpu} \cdot b_z}; \qquad b_z = 0{,}409 + \frac{24}{T_n}$$

i_{ez} – przyrost względny nakładów na elektrownię zastępczą

e_z – efektywność ekonomiczna paliwa elektrowni zastępczej. Stąd:

$$\Delta K_w^{opt}(o = MIN \sum \Delta K_w^i(\tau) \tag{4}$$

$$I_{uo}^i \rightarrow 0$$

$$\Delta P^i \rightarrow 0$$

Człon pierwszy wyrażenia (3) określa przyrost wartości rocznych kosztów stałych, które ponosi się wprowadzając do systemu blok o mocy mniejszej niż P_{od}. Drugi składnik podaje zmianę wartości rocznych kosztów zmiennych w systemie elektroenergetycznym przez wprowadzenie bloku z i-tym układem cieplnym, wynikającym z różnicy sprawności elektrowni i-tej i zastępczej oraz różnicy efektywności ekonomicznej spalanego paliwa. Trzeci – roczne koszty zmienne ponoszone przez system, wynikające z różnicy sprawności bloku z i-tym układem cieplnym a blokiem z układem odniesienia.

Zmiany wartości mocy turbozespołu ΔP^i skutkiem zmian usytuowania i rodzaju wprowadzanego do układu cieplnego zespołu pompowego oblicza się za pomocą metody współczynników zmian mocy turbozespołu [4]. W miejsce wyznaczenia wielkości ΔP^i wskazaną metodą, możliwe jest określenie jej wartości wychodząc ze sprawności egzergetycznej elektrowni. Wówczas

$$\Delta P^i = \sum \delta B_{uo} \tag{5}$$

gdzie

δB_{uo} – straty egzergii w układzie cieplnym.

Wskazane sposoby obliczenia ΔP^i należy z teoretycznego punktu widzenia uznać za równorzędne. Nie jest bowiem możliwe uzyskanie za pomocą egzergii nowych wyników, różnych od rezultatów otrzymanych metodami klasycznymi, jeżeli wyniki różnią się, oznacza to, że popełniono błąd. W proponowanej metodzie zaleca się obliczać wartości ΔP^i za pomocą metody równoważnych zmian mocy [3] [4]. Uważa się bowiem, że podane związki formalne pozwalają poszukiwać rozwiązania optymalne w sposób prosty, szybszy i dokładniejszy niż za pomocą zależności opartych o egzergię.

Związki do analizy problemu drogą obliczenia zmiany wartości strat egzergii w układzie cieplnym służyć mogą jednak do określenia miejsc układu cieplnego, w których powstają straty egzergii w zależności od rodzaju usytuowania zespołu pompowego w układzie oraz ich oceny ilościowej.

Zadanie doboru zespołu pompowego sprowadza się więc w praktyce do określenia:

- wartości ciepła odwzorowujących różnice w usytuowaniu elementów i wartościach parametrów między układem cieplnym rzeczywistym a układem odniesienia,
- współczynników ujmujących zależności między wartościami ciepła odwzorowujących a wartościami efektów termodynamicznych (lub też zmian ich wartości w stosunku do układu odniesienia).

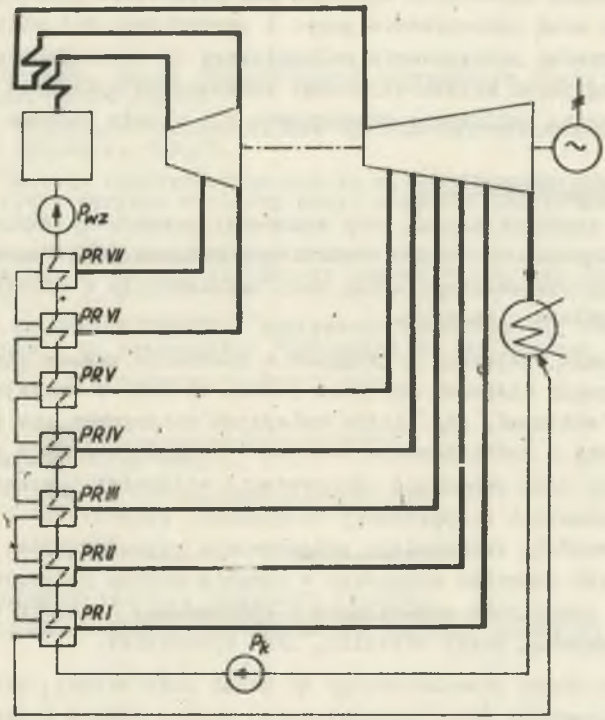
Wartości ciepła odwzorowujących różnice w usytuowaniu elementów i wartościach parametrów w stosunku do układu odniesienia oblicza się - wyłączając pompę wody zasilającej - wg zależności opracowanych na podstawie założeń określonych przez G. Chiantore [1]. W odniesieniu do pomp wody zasilającej opracowano wzory [4], bazując na założeniach metody stosowanej w Departamencie Cieplnym Electricite de France [5], wprowadzając dodatkowo człony uwzględniające wpływ wartości różnicy objętości wody zasilającej na ssaniu pompy, a wynikającej z różnicy temperatury wody na wylocie z układu podgrzewania regeneracyjnego i w danym punkcie usytuowania pompy w układzie. Opracowano [4] również wzory dla analizy przypadku zainstalowania w układzie pompy głównej i wstępnej.

Uwzględnienie w kryterium podstawowym zmiany czasu pracy bloku w funkcji lat eksploatacji, pociąga za sobą konieczność analizy problemu doboru pomp przy obciążeniu częściowym bloku. Przy obciążeniu częściowym bloku wartość mocy pobieranej przez napędy pomp zależy prócz wpływu miejsca usytuowania - od kształtu charakterystyki przepływu pomp, silników i przekładni, kształtu oporu ciągu zasilania i przyjętego sposobu regulacji wydajności pomp. W pracy [4] wyprowadzono odpowiednie wzory, przy czym analizę wpływu kształtu charakterystyki pomp wirowych oparto o prace C.Pleiderera.

Obliczenie rocznych kosztów stałych układu cieplnego dokonuje się zgodnie z zasadami rachunku ekonomicznego, określonymi przez K. Kopeckiego. Dla określenia wysokości nakładów na budowę układu podgrzewania regeneracyjnego w zależności od parametrów układu opracowano wzór ujmujący podstawowe wielkości, jak: ciśnienie, powierzchnie wymiany ciepła, koszty ogólne itd.

W pracy [4] dobrano w oparciu o przedstawione kryterium zespół pompowy dla bloku parowego o mocy rzędu 175 MW. Obliczenie przeprowadzono dla dwóch wariantów grafika obciążenia turbozespołu w funkcji lat eksploatacji, tak zakładając zmiany rocznego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej, iż przyjąć można, że elektrownia jest budowana w pierwszym przypadku z przeznaczeniem w chwili zainstalowania do pracy podstawowej, w dru-

gim - pracy podszczytowej. Założono, że w miarę zmniejszenia się rocznego czasu, wykorzystanie mocy zainstalowanej, moc bloku w dolinach obciążenia obniżana będzie do wartości minimum technicznego. Przyjęto wartość tę równą 50% znamionowej mocy bloku. Układ cieplny odniesienia opracowano opierając się o obieg i parametry obiegu cieplnego bloku PWK-200. Schemat układu cieplnego przedstawiono na rys. 2.



Rys. 2. Schemat układu cieplnego odniesienia

4. Wnioski

4.1. Wnioski ogólne

- Możliwe i celowe jest dobieranie elementów układu cieplnego elektrowni parowej drogą optymalizacji cząstkowej układu stosując za kryterium doboru wartość funkcji kosztów wytwarzania energii elektrycznej elektrowni, zgodnie z zasadami rachunku ekonomicznego.
- Podstawowym warunkiem uzyskania pożądanych wyników przy optymalizacji cząstkowej układu cieplnego jest poprawne określenie układu ograniczeń

nia niezależnego, w obrębie którego dokonywany jest dobór elementu schematu układu cieplnego. Dla doboru urządzeń w obrębie układu podgrzewawania regeneracyjnego korzystne jest wykorzystywanie warunku stałości ilości ciepła dostarczanego do obiegu głównego czynnika roboczego. Do kryterium doboru wprowadza się wówczas wartość zmian mocy elektrycznej, a nie jednostkowego zużycia paliwa.

- Wykonany przykład doboru zespołu pompowego potwierdził poczynione założenia dotyczące możliwości zebrania lub obliczenia niezbędnych danych wyjściowych oraz zmniejszenie pracc i czasochłonności obliczeń w porównaniu do sposobu postępowania polegającego na sporządzaniu pełnych bilansów energijnych układu cieplnego (dotyczy to wyłącznie obliczeń termodynamicznych; obliczenia ekonomiczne nie uległy żadnemu uproszczeniu).

4.2. Wnioski szczegółowe

- Obliczenia wartości zmiany mocy wydawanej przez i-ty wariant układu cieplnego w stosunku do układu odniesienia celowym jest wykonywać w oparciu o metodę równoważnych zmian mocy turbozespołu i bilanse energijne cząstkowe układu cieplnego.
- Odwzorowywanie wielkości i urządzeń w schemacie układu cieplnego odniesienia przynosi widoczne korzyści jeśli chodzi o zmniejszenie pracochłonności obliczeń, gdy liczba kolejnych odwzorowań nie przekracza 5-6. Opierając się o doświadczenia zebrane w trakcie obliczeń uważa się, iż najdogodniej jest prowadzić odwzorowanie wielkości i urządzeń w układzie odniesienia w następującej kolejności: turbozespół o danych wartościach sprawności, rzeczywiste podgrzewacze regeneracyjne, zmiany wartości parametrów czynnika roboczego w obrębie układu podgrzewania regeneracyjnego, pompy wody zasilającej i kondensatu, zbiornik wody zasilającej i kondensatu, pompy skroplin, inne wymienniki.
- W przypadku bloku przeznaczonego do pracy podstawowej, którego roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej będzie ulegał w pierwszych 15 latach eksploatacji niewielkiemu obniżeniu, najkorzystniejsze wyniki uzyskuje się instalując zespół pompowy złożony z pompy kondensatu oraz pompy głównej wody zasilającej. Przy czym celowe jest instalowanie pompy wody zasilającej o wysokiej wartości ciśnienia na ssaniu, usytuowanej jednak możliwie najniżej w układzie podgrzewaczy regeneracyjnych.
- Blok przeznaczony do pracy podszczytowej, lub też blok podstawowy, przechodzący do pracy podszczytowej w stosunkowo krótkim czasie powinien być wyposażony w zespół pompowy złożony z pomp kondensatu oraz pomp wody zasilającej wstępnej i głównej.
- W proponowanej metodzie duży wpływ na wartość kryterium podstawowego ma sprawność elektrowni zastępczej oraz efektywność ekonomiczna paliwa zastępczego. Im niższa jest sprawność elektrowni zastępczej lub droższe

paliwo, stosowanie sprzęgła hydrokinetycznego jest tym bardziej celowe, niezależnie od stopy procentowej i przebiegu funkcji czasu wykorzystania mocy zainstalowanej bloku. Efekty ekonomiczne z tego tytułu rosną w przypadku bloku przeznaczonego do pracy podstawowej. Stosowanie sprzęgła hydrokinetycznego zwiększa korzyści w przypadku, gdy opór ciągu zasilania jest duży.

LITERATURA

1. Chiantore, Borgese, Baldo "Optimizing a Regenerativ Steam Turbin Cycle TRAMS ASME SAJ of PE 1961/4
2. OPLATKA G.: "Optimale Stufenzahl des Speisswaservorwarmung in Dampfkraftwerke" BBC-Mitt. 1962/7.
3. PAWLIK M.: "Metoda ekonomicznego doboru układów napędowych pomp zasilających w elektrowniach wielkiej mocy" rozprawa doktorska Politechnika Łódzka - Łódź 1963 r.
4. MATCZEWSKI A.:"Metoda optymalnego doboru zespołu pompowego w obiegu głównym czynnika roboczego elektrowni parowej" rozprawa doktorska Gliwice 1971 r.
5. Electricite de France Region d'Equipement Thermique III "Étude préliminaire du poste de réchauffage "Incidence de deplacement de la pompe alimentaire".

Przyjęto do druku w lutym 1972 r.

КРИТЕРИЙ ОПТИМАЛЬНОГО ПОДБОРА НАСОСНОГО АГРЕГАТА
ДЛЯ ОСНОВНОГО ЦИКЛА РАБОЧЕГО ЭНЕРГОНОСИТЕЛЯ ПАРОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Р е з ю м е

В статье представлен метод подбора насосного агрегата, причем автор обращает особое внимание на обсуждение критерия этого подбора.

Этот критерий представлен на базе суммарной функции расходов по выработке электроэнергии, с учетом изменения времени годового использования установленной мощности в очередных годах эксплуатации блока.

Оптимальный подбор насосного агрегата проведен в пределах тепловой схемы органически независимого блока. А именно в предположении постоянного значения подводимого в схеме тепла, причем оценка влияния единичных видов насосных агрегатов производится с учетом изменения величин электрической мощности турбоагрегата.

Кроме термодинамических параметров в критерии учтены основные конструктивные параметры насосного агрегата, как при номинальной так и при частичной нагрузке блока.

A CRITERION FOR OPTIMAL SELECTION OF PUMP UNIT IN THE MAIN WORKING MEDIUM SYSTEM IN STEAM POWER PLANTS

S u m m a r y

A method for selection of pump unit is presented and the selection criterion is discussed in detail.
The criterion is expressed as a function of overall energy cost, with the annual useful hours of installed power veriable with the successive years of generating unit service being considered. An optimal selection od pump unit is carried out within the limits of the thermal system of a finitely independent generaling unit, namely heat input to the unit is assumed constant, white the influence of the particular kinds of pump set is estimated on the ground of change in power produced by the turboset under consideration.

Besides thermodynamical parameters, the principal constructional parameters of pump set are introduced into the criterion, for both rated and partial loading of the power generating unit.