ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 2002
Seria: AUTOMATYKA z. 135 Nr kol. 1555

Mariusz KALETA, Eugeniusz TOCZYŁOWSKI
Politechnika Warszawska

METODY PLANOWANIA PRACY JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH NA SCENTRALIZOWANYM RYNKU ENERGII

Streszczenie. Ogólne postawienie problemu planowania pracy jednostek wytwórczych na scentralizowanym rynku energii elektrycznej prowadzi do złożonych obliczeniowo modeli optymalizacji dyskretnej. W referacie przedstawiona jest dekompozycja zagadnienia na dwa podzadania znane w literaturze jako *unit commitment* i *energy dispatch*, które są następnie rozwiązywane w strukturze hierarchicznej. Rozważane jest planowanie kosztowe oraz planowanie w warunkach rynkowych.

METHODS FOR THE POWER GENERATION UNIT SCHEDULING

Summary. In the paper the power generation unit scheduling problem is addressed. Due to the problem complexity, it is decomposed into two subtasks known in the literature as *unit commitment* and *energy dispatch*. The subtasks are organized into hierarchical algorithm. Two approaches are considered, planning with minimization of the generation cost and planning under the market rules.

1. Wprowadzenie

W pracy główną uwagę poświęcono procesom planowania pracy systemu elektroenergetycznego w krótkim horyzoncie czasu oraz procesom sterowania. Generalnie problem planowania pracy systemu elektroenergetycznego polega na wyznaczaniu harmonogramów generacji i przesyłu energii, które spełniają określone wymagania ekonomiczne i techniczne. Ważnym elementem planowania pracy systemu są zagadnienia dysponowania mocą jednostek wytwórczych.

W modelach planowania pracy systemu elektroenergetycznego przez wiele lat wykorzystywano podejście kosztowe, polegające na planowaniu pracy systemu w taki sposób, aby spełnić wymagania dotyczące pokrycia zapotrzebowania oraz warunki bezpiecznej

i niezawodnej pracy systemu przy minimalnych kosztach pracy jednostek wytwórczych. Aktualnie modele planowania kosztowego mogą być przydatne w zakresie lokalnych rynków energii, zaś w skali globalnej obserwuje się wprowadzanie rynkowych zasad obrotu energią elektryczną. Proces ten wymusza opracowanie nowych modeli planowania, w których istotną rolę pełnią aspekty rynkowe. W modelu rynkowym planowanie pracy systemu jest związane z częściowym rozproszeniem szeregu decyzji ekonomicznych i technicznych, a co ważniejsze, wymaga uwzględnienia innych, rynkowych kryteriów ekonomicznej efektywności pracy systemu. Aspekty techniczne pozostają nie zmienione, przy czym sposoby ich uwzględniania wymagają zastosowania odmiennego podejścia – w modelach rynkowych nabierają one wymiaru ekonomicznego.

2. Modele planowania kosztowego

Podejście kosztowe w modelowaniu pracy systemu elektroenergetycznego polega na planowaniu pracy systemu w taki sposób, aby spełnić wymagania dotyczące pokrycia zapotrzebowania oraz bezpiecznej i niezawodnej pracy systemu przy minimalnych kosztach pracy jednostek wytwórczych. Koszty pracy jednostek są znane operatorowi systemu realizującemu zadania związane z planowaniem. W ramach tych kosztów uwzględnia się między innymi koszty paliwa wymaganego do wytworzenia energii elektrycznej oraz koszty związane ze zmianą stanu jednostek wytwórczych, w tym głównie koszty uruchomień.

Wprowadźmy następujące oznaczenia: H – horyzont planowania, J – zbiór jednostek wytwórczych, v_{jh} – zmienna binarna reprezentująca stan jednostki (1-praca, 0-odstawienie), p_{jh} – moc generowana przez jednostkę j w godzinie h, K_{jh} – koszt generacji jednostki j w etapie h, D_h zapotrzebowanie w godzinie h, s_j koszt jednostki j związany ze zmianą jej stanu (uruchomienie, odstawienie), $\overline{V}_j$ zbiór harmonogramów pracy jednostki j dopuszczalnych ze względu na jej ograniczenia techniczne. Problem kosztowego planowania pracy jednostek wytwórczych możemy zapisać jak następujące zadanie optymalizacji:

$$\min_{v_{jh}, p_{jh}} \sum_{h \in H} \sum_{j \in J} [K_{jh}(p_{jh}) + s_{jh}(v_{j,h-1}, v_{jh})] \tag{1}$$

przy ograniczeniach:

$$\sum_{j \in J} p_{jh} = D_h \qquad \forall h \in H \tag{2}$$

$$p_{jh}^{\min} v_{jh} \le p_{jh} \le p_{jh}^{\max} v_{jh} \qquad \forall j \in J, \forall h \in H \tag{3}$$

$$v_j \in \overline{V}_j \qquad \forall j \in J \tag{4}$$

W funkcji celu (1) minimalizowane są sumaryczne koszty generacji oraz koszty związane ze zmianą stanów jednostek. Ograniczenie (2) zapewnia bilans generowanej energii z prognozowanym zapotrzebowaniem, ograniczenie (3) generacje tylko z dostępnego zakresu mocy $(p_{jh}^{\min}; p_{jh}^{\max})$, a ograniczenie (4) gwarantuje, iż uzyskane optymalne plany pracy spełniają uwarunkowania techniczne jednostek wytwórczych.

Ze względu na złożoność modelu całościowego oraz konieczność optymalizacji przy zmieniających się parametrach modelu, w szczególności prognozie zapotrzebowania, zazwyczaj zagadnienie rozwiązuje się poprzez dekompozycje problemu. Takie rozumowanie prowadzi do algorytmu hierarchicznego z wyróżnionym zadaniem nadrzędnym rozwiązywanym dla dłuższego horyzontu planowania – problemem doboru jednostek wytwórczych (ang. *unit commitment* UC) oraz zadaniem podrzędnym rozwiązywanym znacznie częściej – problemem optymalnego rozdziału obciążeń (ang. *energy dispatch* ED). Planowanie jest realizowane centralnie w strukturze warstwowej. W warstwie nadrzędnej, w wyniku rozwiązania problemu UC, wyznaczane są harmonogramy pracy, które następnie są podstawą do rozwiązania problemu ED w warstwie podrzędnej. Rozwiązania problemu ED mają charakter operatywnego harmonogramu stanowiącego podstawę do sterowania pracą jednostek wytwórczych. W przypadku poważnych zakłóceń, uniemożliwiających znalezienie dopuszczalnego rozwiązania problemu ED, jest ponownie rozwiązywany problem UC. W wyniku tego następuje korekta planu pracy jednostek, w tym zestawu jednostek dyspozycyjnych.

2.1. Problem UC

Problem doboru jednostek do pracy polega na wyznaczeniu zestawu jednostek wytwórczych, w szczególności ich stanu, które będą uczestniczyć w pokryciu zapotrzebowania na moc w kolejnych godzinach horyzontu planowania. W problemie tym nie jest istotny wymóg dokładnego zbilansowania (dzięki czemu można zrezygnować ze zmiennych p_{jh}), jednak zbiór wybranych jednostek musi pozwalać na zaspokojenie zapotrzebowania. Muszą także być spełnione ograniczenia techniczne jednostek, przy jednoczesnej minimalizacji sumy kosztów ich pracy w całym horyzoncie planowania. Zazwyczaj rozwiązując problem UC przyjmuje się pewne uproszczenia (np. w zakresie modelowania kosztów produkcji) pozwalające na zapis modelu w postaci zadania

programowania liniowego mieszanego. Przykładowy, model zadania programowania liniowego problemu UC może mieć postać:

$$\min \sum_{h \in H} \sum_{j \in J} [\overline{K}_{jh} + S_j r_{jh}] \tag{5}$$

przy ograniczeniach:

$$\sum_{j \in J} p_{jh}^{\max} v_{jh} \geq D_h^+ \qquad \forall h \in H \tag{6}$$

$$\sum_{j \in J} p_{jh}^{\min} v_{jh} \leq D_h^- \qquad \forall h \in H \tag{7}$$

gdzie $\overline{K}_{jh}$ jest oszacowanie kosztów pracy (np. dla pracy z mocą nominalną jednostki), D_h^+ i D_h^- są odpowiednio przewidywanym zapotrzebowaniem maksymalnym i minimalnym w godzinie h, S_j przybliżeniem kosztu uruchomienia jednostki, a r_{jh} zmienna binarną wskazującą (wartość 1) na etap h, w którym dla jednostki j kończy się proces rozruchu.

W powyższym modelu równania (6)-(7) dotyczą zapewnienia wymaganego poziomu rezerwy. Ponadto w modelu powinny wystąpić ograniczenia wymuszające sytuacje, w których zmiany stanów jednostek w harmonogramie są dopuszczalne z punktu widzenia ich ograniczeń technicznych: uruchomień, odstawień, itp. Istnieje kilka możliwych sposobów modelowania ograniczeń dynamiki pracy uwzględniających podstawowe zależności wynikające z charakterystyk rozruchowych jednostek [8]. Przyjmując pojedynczą charakterystykę rozruchu ograniczenia dynamiki pracy jednostek wytwórczych mogą mieć następującą postać:

$$v_{jh} - v_{j,h-1} = r_{jh} - o_{jh} \qquad j \in J, h \in H \tag{8}$$

$$r_{jh} + o_{jh} \geq 1 \qquad j \in J, h \in H \tag{9}$$

$$v_{jh} + r_{j,h+l} \geq 1 \qquad j \in J, h \in H \tag{10}$$

$$o_{jh} + r_{j,h+l} \geq 1 \qquad j \in J, h \in H \tag{11}$$

$$v_{jh}, r_{jh}, o_{jh} \in \{0,1\} \qquad j \in J, h \in H \tag{12}$$

gdzie o_{jh} są dodatkowymi zmiennymi binarnymi wskazującymi na etapy, w których jednostka jest wyłączana.

2.2. Problem ED

Problem ekonomicznego rozdziału obciążeń polega na znalezieniu optymalnych w danej chwili wielkości generacji jednostek wytwórczych. Zbiór uwzględnianych jednostek

wynika z rozwiązania problemu UC. W problemie ED wymaga się, aby sumaryczna wielkość generacji była równa zapotrzebowaniu na moc, przy minimalnych kosztach pracy jednostek. Problem ED w przykładowym, ogólnym sformułowaniu można przedstawić jako następujące zadanie optymalizacji.

$$\min_{p_j} \sum_{j \in J^{UC}} K_j(p_j) \tag{13}$$

przy ograniczeniach:

$$\sum_{j \in J^{UC}} p_j = D \tag{14}$$

$$p_j^{\min}(v_j) \geq p_j \geq p_j^{\max}(v_j) \qquad j \in J^{UC} \tag{15}$$

W powyższym modelu równanie (14) jest ograniczeniem na pokrycie chwilowego zapotrzebowania na moc D, czyli zbilansowanie systemu. Problem jest rozwiązywany dla zbioru jednostek dyspozycyjnych J^{UC}, który został wyznaczony w wyniku rozwiązania problemu UC. Nierówność (15) określa dopuszczalny zakres generacji jednostki wytwórczej wynikający z profilu jej pracy.

3. Modele planowania w warunkach rynkowych

Istotą planowania pracy systemu w warunkach rynkowych jest częściowe rozproszenie kompetencji związanych z procesami podejmowania decyzji ekonomicznych i technicznych dotyczących funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. O ile w modelu kosztowym planowanie pracy systemu było realizowane przez operatora systemu, to w modelu rynkowym decyzje powinny być podejmowane przez użytkowników systemu elektroenergetycznego w możliwie szerokim zakresie. Operator systemu pełni w tym przypadku przede wszystkim funkcje koordynacyjno-interwencyjne związane z zapewnieniem bezpiecznego i niezawodnego funkcjonowania systemu jako całości. Aspekty techniczne pozostają nie zmienione, przy czym sposób ich uwzględniania wymaga zastosowania odmiennego podejścia – w modelach rynkowych nabierają one wymiaru ekonomicznego.

W modelu rynkowym zarówno koszty wytwarzania energii, jak i korzyści z jej wykorzystania są określane przez uczestników w ofertach. Techniczne oraz handlowe parametry pracy jednostek wytwórczych są zgłaszane bezpośrednio przez wytwórców w trakcie procesu ofertowego. Każdy wytwórca przygotowuje ofertę, w ramach której

są określane ceny za udział jednostki w pokryciu zapotrzebowania na moc oraz jej parametry techniczne. Oferty takie mają najczęściej postać krzywych schodkowych.

Z punktu widzenia systemu planowania istotną cechą jest cykliczne powstawanie kolejnych wersji planu pracy systemu elektroenergetycznego w kolejnych okresach, np. dniu X. Wiąże się to z uwzględnieniem działań podejmowanych przez uczestników rynku, które zwykle rozpoczynają się z pewnym wyprzedzeniem. Początkowo są to z reguły wyłącznie działania handlowe. Polegają one na zawieraniu transakcji z pominięciem wszystkich ograniczeń technicznych. W miarę zbliżania się do dnia X działaniom handlowym zaczynają towarzyszyć działania związane z technicznymi aspektami pracy systemu, przy czym mają one tym większe znaczenie, im mniej czasu pozostało do realizacji dostaw energii. Końcową fazą jest realizacja dostaw w dniu X. Wtedy aspekty ekonomiczne i techniczne są uwzględniane jednocześnie w czasie rzeczywistym.

Niech c_{jh} będzie ofertową ceną jednostki j w godzinie h, a $C(v_{1h},\ldots,v_{|J|h}, c_{jh},\ldots,c_{|J|h})$ jednostkową ceną, według której jest ona rozliczana. Wówczas model problemu możemy zapisać w następujący sposób:

$$\min_{v_{jh},p_{jh}} \sum_{j\in J}\sum_{h\in H} s_{jh}(v_{j,h-1},v_{jh}) + \sum_{h\in H} p_{jh} * C(v_{jh},c_{jh}) \tag{16}$$

przy ograniczeniach (2)-(4), gdzie $C(v_{jh},c_{jh})$ jest ceną za generację wyznaczoną zgodnie z przyjętymi regułami rynkowymi. Do rozwiązania tego modelu można stosować podejście hierarchiczne przedstawione w punkcie 2, przy czym podzadania UCM i EDM (M-market) mają nieco inną od podzadań UC i ED postać.

3.1. Problem UCM

Problem doboru jednostek do pracy w scentralizowanym modelu planowania w warunkach rynkowych polega na wyborze ofert tych jednostek wytwórczych, które będą uczestniczyć w pokryciu zapotrzebowania na moc w kolejnych okresach horyzontu planowania. Ustalony w ten sposób plan pracy jednostek musi spełniać ograniczenia bilansowe dotyczące pokrycia zapotrzebowania na moc oraz ograniczenia techniczne jednostek, przy jednoczesnej minimalizacji kosztów pokrycia zapotrzebowania na moc wynikających ze złożonych ofert cenowych. Problem UCM może mieć różną postać w zależności od szczegółowych zasad działania rynku, w tym zasad ustalania cen, budowy ofert oraz zasad rozliczeń. Zazwyczaj stosuje się system cen według ceny krańcowej (marginalnej) lub system rozliczeń według cen ofertowych.

Rozliczenia według cen marginalnych

W modelu jest minimalizowana suma kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej w horyzoncie planowania:

$$\min \sum_{h \in H} CK_h D_h + \sum_{h \in H} \sum_{j \in J} S_j r_{jh} \tag{17}$$

przy czym CK_h jest dodatkową zmienną reprezentującą krańcową ceną ofertową, a S_j kosztem uruchomienia jednostki wytwórczej j. W etapie h cena CK_h jest maksymalną spośród cen ofertowych c_{jh} dla zbioru jednostek aktywnych, czyli spełnione muszą być warunki:

$$c_{jh} v_{jh} \le CK_h \qquad j \in J, h \in H \tag{18}$$

Funkcja celu ma charakter minimaksowy, co oznacza, że koszty zakupu energii CK_h są ustalane na poziomie maksymalnej spośród cen ofertowych c_{jh}.

Rozliczenia według cen ofertowych

Drugi z rozpatrywanych wariantów funkcji kosztów może mieć następującą postać:

$$\min \sum_{h \in H} \sum_{j \in J} c_{jh} P_{jh} + \sum_{h \in H} \sum_{j \in J} S_j r_{jh} \tag{19}$$

Funkcja celu ma charakter sumacyjny, co oznacza, że ceny zakupu energii są równe cenom ofertowym c_{jh}. Modele matematyczne z tego rodzaju postacią funkcji kosztów są zwykle łatwiejsze do rozwiązywania od modeli z funkcją minimaksową. W modelach UCM uwzględniane są ograniczenia typu (6)-(12).

3.2. Problem EDM

Problem ekonomicznego rozdziału obciążeń w scentralizowanym modelu rynkowym, podobnie jak w przypadku kosztowym (ED), polega na znalezieniu wielkości generacji dla dyspozycyjnych jednostek wytwórczych. Zbiór jednostek dyspozycyjnych wynika z rozwiązania problemu UCM. W problemie EDM wymaga się, aby sumaryczna wielkość generacji była równa chwilowemu zapotrzebowaniu na moc, przy jednoczesnej minimalizacji kosztów pracy jednostek wynikających z ich ofert cenowych. Przykładowy wariant problemu EDM można przedstawić jako następujące zadanie optymalizacji:

$$\min_{P_j} CK * D \tag{20}$$

przy ograniczeniach (14) i (15) oraz (dla modelu cen krańcowych)

$$c_j v_j \le CK \tag{21}$$

gdzie CK jest obowiązującą w danym kwancie czasu ceną marginalną.

W modelu EDM funkcja celu jest równa całkowitemu, chwilowemu kosztowi pokrycia zapotrzebowania. Ograniczenie (21) określa zasady wyznaczania ceny krańcowej.

4. Metody rozwiązywania zadań planowania pracy jednostek wytwórczych

Do rozwiązywania modeli planowania pracy jednostek wytwórczych zazwyczaj nie mogą być wykorzystane standardowe pakiety optymalizacyjne oraz metody i techniki optymalizacji dyskretnej ze względu na złożoność problemu oraz często nietypową postać zadania. Problemy doboru jednostek wytwórczych są najczęściej zapisywane w postaci zadań optymalizacji dyskretno-ciągłej charakteryzujących się nieliniowymi funkcjami zmiennych decyzyjnych, dużą liczbą zmiennych oraz trudnymi do spełnienia ograniczeniami. W literaturze rozważano wiele różnych metod rozwiązywania problemów UC/UCM i ED/EDM, z których najważniejsze zostały wymienione poniżej.

Lista priorytetów

Lista priorytetów jest prostą metodą heurystyczną stosowaną samodzielnie lub częściej jako fragment bardziej złożonego algorytmu. Jednostki wytwórcze zostają uszeregowane zazwyczaj według kosztów produkcji. Wybierane są do pracy kolejne jednostki poczynając od najtańszych, aż zostanie zaspokojone zapotrzebowanie na energię. W przypadku spadku zapotrzebowania odstawiane są kolejne najdroższe jednostki wytwórcze. Istotą metody jest dobre wyznaczenie kosztów wytwarzania, w praktyce przyjmuje się np. średnie koszty dla przyjętego obciążenia jednostki.

Programowanie dynamiczne

W programowaniu dynamicznym wektor stanu $U(t)=[u_1(t),...,u_{|J|}(t)]$, $u_j(t)\in\{0,1\}$ reprezentuje binarny stan jednostek wytwórczych (on/off), wektor zmian stanu $Y(t)=[y_1(t),...,y_{|J|}(t)]$, $y(t)\in\{-1,0,1\}$ reprezentuje odpowiednio wyłączenie, brak zmiany stanu oraz uruchomienie jednostki [5]. Istotnym ograniczeniem stosowania programowania dynamicznego jest bardzo duży rozmiar wektorów stanu, pomimo uwzględniania zazwyczaj jedynie wybranego podzbioru jednostek. W praktyce można rozwiązywać zadania dla kilku, kilkunastu jednostek wytwórczych.

Relaksacja Lagrange'a

Wykorzystaniu relaksacji Lagrange'a w zadaniach UC/UCM poświęconych jest wiele prac, począwszy od pierwszego przypadku próby użycia techniki w [7]. Do funkcji celu wprowadzane są ograniczenia wiążące jednostki wytwórcze (6) i (7):

$$L(v_{jh}, \lambda_h^1, \lambda_h^2) = \sum_{h \in H} \sum_{j \in J} [\overline{K}_{jh} + S_j r_{jh}] + \lambda_h^1 (D_h^+ - \sum_j p_{jh}^{\max} v_{jh}) - \lambda_h^2 (D_h^- - \sum_j p_{jh}^{\min} v_{jh})$$

przy ograniczeniach (8)-(12).

W wyniku tej operacji problem ulega dekompozycji na zbiór J zadań dla każdej jednostki wytwórczej [6]. Można udowodnić, że dla $J \to \infty$ odstęp dualności dąży do 0 [1]. Metoda jest więc skuteczna szczególnie dla dużych rozmiarów zadań.

Inne metody

Dla średnich rozmiarów zadań może być stosowana metoda prymalna z wykorzystaniem metod podziału i oszacowań oraz płaszczyzn tnących [2]. Jednak w wielu przypadkach złożoność i specyfika problemów zmusza do opracowywania algorytmów specjalizowanych, wykorzystujących właściwości problemu [4]. Stosowane są również metody niedeterministyczne, takie jak symulowane wyżarzanie i algorytmy genetyczne [3].

5. Podsumowanie

W referacie zostały zaprezentowane modele planowania pracy jednostek wytwórczych dla zadań scentralizowanego planowania kosztowego oraz planowania w warunkach rynkowych. Zagadnienie z uwagi na złożoność jest dekomponowane na zadanie doboru jednostek (UC/UCM) oraz zadanie rozdziału obciążeń (ED/EDM). Sformułowane podzadania są rozwiązywane w hierarchicznej strukturze warstwowej. Podproblemy mogą być jednak wciąż złożone obliczeniowo, dlatego znane są próby wykorzystania różnych technik optymalizacji. Stosowane jest zarówno podejście prymalne, jak i dualne. W praktyce dla wielu przypadków konieczne jest jednak opracowywanie specjalizowanych algorytmów.

LITERATURA

1. Bertsekas, D.P., Lauer G.S., Sandell N.R., Posbergh T.A.: Optimal Short-Term Scheduling of Large-Scale Power Systems. IEEE Transactions on Automatic Control, AC-28(1983), 1-11.
2. Dentcheva D., Gollmer R., Möller A., Römisch W., Schultz R.: Solving the Unit Commitment Problem in Power Generation by Primal and Dual Methods. Progress in Industrial Mathematics at ECMI 96, Stuttgart 1997, 332-339.
3. Kaleta M., Toczyłowski E., Walczak A.: Niedeterministyczna metoda planowania pracy jednostek wytwórczych na ofertowym rynku energii elektrycznej, materiały konferencyjne Aktualne Problemy w Elektroenergetyce, Jurata 2001.
4. Kaleta M., Toczyłowski E., Walczak A.: Planowanie pracy jednostek wytwórczych na rynku energii elektrycznej, materiały konferencyjne Ogólnopolskich Warsztatów Doktoranckich OWD, Istebna 2000.
5. Mielczarski W.: Rynki energii elektrycznej. Agencja Rynku Energii S.A., 2000.
6. Möller A., Römisch W.: A Dual Method for the Unit Commitment Problem. Proceedings 9th ECMI Conference, Lyngby/Copenhagen 1996.
7. Muckstadt, J. A., Koenig S. A.: An Application of Lagrangian Relaxation in Power Generation. Working Paper, WP-96-109, IIASA, Laxenburg 1996.
8. Modele planowania pracy systemu elektroenergetycznego w warunkach rynkowych, Raport IAiIS nr 99-14.

Recenzent: Prof. zw. dr inż. Tadeusz Puchałka

Abstract

The power generation unit scheduling problem can be consider in two variants: either system operator may tend to minimize total cost of generated energy, or market rules can be applied. Nowadays we can observe strong deregulations processes which transform the centralized planing into competitive energy market. Models for power generation unit scheduling on the energy market are complex and hard to solve. Decomposition presented in the paper lead to two subtasks: unit commitment and energy dispatch. Unit commitment task is solved for longer horizon and it only defines set of working unit. Energy dispatch task optimizes generation level for the set of operated generation units.

One of the most efficient method for the unit commitment is Lagrangean relaxation approach to the problem. In many cases there must be developed dedicated algorihtms which takes advantages of the particular properties of the problem.