

Eugeniusz TOCZYŁOWSKI, Izabela MILEŃKO
Politechnika Warszawska

OPTIMALIZACJA GENERACJI ELEKTROWNI CIEPLNEJ W WARUNKACH RYZYKA RYNKOWEGO¹

Streszczenie. Rozważa się optymalizację harmonogramu produkcji i sprzedaży energii elektrycznej generowanej przez elektrownię ciepłą, działającą w warunkach rynkowych i dokonującą sprzedaży energii w różnych segmentach rynku energii elektrycznej. Przedstawiono model i algorytm optymalizacji indywidualnego harmonogramowania pracy jednostek wykorzystujący optymalizację wielokryterialną, uwzględniającą maksymalizację efektów ekonomicznych (zysku netto) oraz redukcję miar ryzyka związanego z grą rynkową.

OPTIMISATION OF POWER GENERATION FROM THERMAL UTILITY IN THE PRESENCE OF MARKET RISK

Summary. Optimization of power generation of an individual thermal generation utility, an active market participant on the energy market, is considered. In the course of the decision process an appropriate mixed-integer multi-objective stochastic optimization problem must be solved many times. In this optimization problem the profit-maximizing and risk-reduction objectives are taken into account.

1. Wprowadzenie

W pracy jest rozważane zagadnienie optymalizacji zysków z produkcji energii elektrycznej generowanej przez elektrownię ciepłą, która działa w warunkach rynkowych. Przedstawiono model optymalizacyjny systemu wspomagania decyzji dla elektrowni ciepłej, działającej jako aktywny podmiot zdecentralizowanego rynku energii i biorącej udział w grze rynkowej po stronie sprzedaży w różnych segmentach rynku energii elektrycznej.

Aktywne uczestnictwo wytwórcy na zdecentralizowanym rynku energii wymaga uwzględnienia dodatkowego ryzyka związanego z indywidualnym planowaniem pracy jed-

¹Praca finansowana w ramach projektu KBN 8T11A00913 i pracy własnej 503G/016

nostek wytwórczych. Wprowadzenie zdecentralizowanej formy rynku energii w Polsce powoduje, że zadania wytwórców dotyczące planowania i działalności handlowej mają zupełnie odmienną postać niż w przypadku systemu scentralizowanego. W warunkach systemu scentralizowanego zadanie doboru jednostek wytwórczych do pracy oraz dobór obciążeń (ang. unit commitment) jest realizowane przez nadrzędnego operatora systemu. W warunkach rynku zdecentralizowanego na wytwórcy spoczywa obowiązek i odpowiedzialność w zakresie spełniania ograniczeń technicznych oraz indywidualne planowanie pracy jednostek wytwórczych (ang. unit self-commitment).

Indywidualne planowanie pracy jednostek wytwórczych jest to zadanie samodzielnego planowania pracy jednostki wytwórczej przez wytwórcę energii elektrycznej (lub firmę pośredniczącą) w sytuacji, gdy wszystkie decyzje dotyczące planowania generacji i zawierania transakcji handlowych w poszczególnych segmentach rynku są w rękach wytwórcy. Wszelkie ograniczenia techniczne jednostek, np. parametry procesu uruchamiania, czy dopuszczalne zakresy generacji, muszą być brane pod uwagę przy optymalizacji jego pozycji handlowych, przy czym odpowiedzialność finansowa za konsekwencje wynikające z potrzeby spełnienia wszelkich ograniczeń technicznych na rynku bilansującym spoczywa wyłącznie na wytwórcy.

Podjęcie adekwatnych decyzji przez wytwórcę w warunkach ryzyka handlowego wymaga stosowania przez niego zaawansowanego systemu wspomagania decyzji, który, na podstawie modeli prognoz cen rynkowych energii, umożliwia realizację wieloetapowego, obejmującego wiele faz procesu decyzyjnego [2].

W rozdziale 2 pracy przedstawiono model optymalizacyjny indywidualnego harmonogramowania pracy jednostek wykorzystujący optymalizację wielokryterialną, uwzględniającą maksymalizację efektów ekonomicznych (zysku netto) oraz redukcję miar ryzyka związanego z grą rynkową, na podstawie posiadanych informacji o sytuacji na rynku energii w zakresie prognozowanych cen. Opracowane modele harmonogramowania są postacią dyskretno-ciągłych zadań optymalizacji uwzględniających ograniczenia techniczne jednostek wytwórczych, w tym zakresy dopuszczalnych generacji, nieliniowe funkcje kosztów generacji oraz niezerowe koszty i czasy rozruchu. W punkcie 3 pracy przeprowadzono analizę możliwości rozwiązywania modelu harmonogramowania za pomocą algorytmu wykorzystującego pakiet CPLEX.

2. Optymalizacja harmonogramów pracy elektrowni ciepłej

Jednym z głównych elementów decyzyjnych systemu wspomagania decyzji jest moduł optymalizacji harmonogramów pracy jednostek. Moduł ten wspomaga planowanie generacji jednostki wytwórczej lub grupy jednostek w horyzoncie wielodniowym, z uwzględnieniem ograniczeń technicznych. Jego wielokrotne wykorzystywanie w procesie decyzyjnym umożliwia bieżącą optymalizację zajmowanych pozycji kontraktowych oraz zmiany optymalizowanych harmonogramów pracy jednostek, w miarę zachodzących zmian w ocenie sytuacji rynkowej w poszczególnych segmentach rynku. W wyniku wykorzystania modułu optymalizacji powstaje pożądaný plan generacji wielodniowej, uaktualniany wraz z zawieranymi transakcjami handlowymi.

Moduł wykorzystuje metodologię optymalizacji wielokryterialnej [4] uwzględniając maksymalizację efektów ekonomicznych (zysku netto) oraz redukcję miar ryzyka związanego z grą rynkową. W analizowanych modelach optymalizacyjnych przyjęto wielowariantowy model prognoz cenowych w postaci drzewa scenariuszowego. Użytkownik systemu wspomagania decyzji w sposób interaktywny wyszukuje rozwiązania efektywne (Pareto-optymalne) zgodnie z własnymi preferencjami. W tym celu specyfikuje on własne preferencje, które są agregowane za pomocą odpowiedniej skalaryzującej funkcji preferencji. Z każdym planem efektywnym związany jest oczekiwany zysk i miary ryzyka jego osiągnięcia. Zastosowana metoda umożliwia uwzględnienie preferencji i skłonności do ryzyka podejmującego decyzje użytkownika, np. decydent unikający ryzyka może zaakceptować rozwiązanie charakteryzujące się niższym poziomem pewniejszych zysków. Na koniec procesu decyzyjnego jest wyznaczane rozwiązanie efektywne najlepiej dopasowane do określonych wcześniej preferencji.

Opracowany model analizy wielokryterialnej wymaga wielokrotnego rozwiązywania skalarnego zadania optymalizacji przekształcanego do postaci zadania programowania dyskretno-ciągłego, uwzględniającego ograniczenia techniczne jednostek (w tym zakresy dopuszczalnych generacji, nieliniowe funkcje kosztów generacji, niezerowe koszty i czasy rozruchu) oraz inne ograniczenia elektrowni.

Model preferencji

Podczas harmonogramowania generacji w modelu preferencji zadania optymalizacji wielokryterialnej są uwzględniane następujące kryteria:

- z - wartość oczekiwana zysku netto,
- z^- - wartość oczekiwana strat realnych,
- \underline{z} - najgorsza wartość zysku netto (przy maksymalizacji \underline{z}),
- \underline{z}^α - wartość średnia zysku netto w ramach α -kwantyli (przy maksymalizacji \underline{z}^α).

Przyjmujemy liniowy model preferencji

$$\max F = z + \varepsilon \underline{z} - \varepsilon^- z^- + \varepsilon^\alpha \underline{z}^\alpha \quad (1)$$

przy czym ε , ε^- , ε^α są dodatnimi parametrami (wagami) modelu preferencji dobieranymi przez użytkownika nadrzędnego systemu wspomagania decyzji.

Zakładamy, że znane są prawdopodobieństwa możliwych scenariuszy $s \in S$ oraz że funkcja kosztów generacji j -tej jednostki wytwórczej jest funkcją wypukłą, która może być aproksymowana za pomocą funkcji kawałkami liniowej. Dzięki temu zadanie optymalizacji generacji może być sformułowane w postaci wieloetapowego zadania programowania liniowego mieszanego, określonego na horyzoncie złożonym z dyskretnych kwantów czasu $h = 1, \dots, H$. Przyjmując, że w elektrowni występują ograniczenia techniczne dotyczące rozruchu i regulacyjności pojedynczych jednostek wytwórczych $j \in J$, ograniczenia zadania są postaci:

A) ograniczenia określające wartości kryteriów jakości (miar zysków i ryzyka strat)

$$z_s = \sum_h \sum_j (c_h^j \cdot P_{jh} - K_{jh} - s_j \cdot r_{jh}) - K_0 \quad \forall s \quad (2)$$

$$z_s = z_s^+ - z_s^- \quad \forall s \quad (3)$$

$$z = \sum_{s \in S} p_s z_s \quad (4)$$

$$\underline{z} \leq z_s \quad \forall s \quad (5)$$

$$z^- = \sum_{s \in S} p_s z_s^- \quad (6)$$

$$z_s^{\alpha+} - z_s^{\alpha-} = z_s - y \quad \forall s \quad (7)$$

$$\underline{z}^\alpha = z - \sum_{s \in S} p_s \left(z_s^{\alpha+} + \frac{1-\alpha}{\alpha} z_s^{\alpha-} \right) \quad (8)$$

$$0 \leq z_s^+, z_s^-, z_s^{\alpha+}, z_s^{\alpha-} \quad \forall s \quad (9)$$

B) ograniczenia techniczne i kosztowe jednostek wytwórczych

$$P_{jh} \leq P_j^{\max} \cdot v_{jh} \quad \forall j, h \quad (10)$$

$$P_{jh} \geq P_j^{\min} \cdot v_{jh} \quad \forall j, h \quad (11)$$

$$K_{jh} \geq A_j^i \cdot P_{jh} + B_j^i \cdot v_{jh} \quad \forall i, j, h \quad (12)$$

$$v_{jh} - v_{j,h-1} \leq r_{jh} \quad \forall j, h \quad (13)$$

$$r_{jh} \leq v_{jh} \quad \forall j, h \quad (14)$$

$$v_{j,h-1} + \sum_{t=0}^{T_j} r_{j,h+t} \leq 1 \quad \forall j, h \quad (15)$$

$$\sum_{h=0}^{T_j^0} r_{jh} = 0 \quad \forall j \quad (16)$$

W zadaniu występują następujące zmienne: z_s - zysk netto przy scenariuszu $s \in S$; z_s^+ - zysk realny przy scenariuszu $s \in S$; z_s^- - strata realna przy scenariuszu $s \in S$; y - α -kwantyla zysku netto (przy maksymalizacji z^α); $z_s^{\alpha+}$ - zysk realny w stosunku do y przy scenariuszu $s \in S$; $z_s^{\alpha-}$ - strata realna w stosunku do y przy scenariuszu $s \in S$; P_{jh} - moc generacji jednostki j w godzinie h ; K_{jh} - koszt generacji przez jednostkę j w godzinie h ; v_{jh} - binarna zmienna stanu jednostki j w godzinie h , przy czym $v_{jh} = 1$, gdy jednostka pracuje z mocą dyspozycyjną i $v_{jh} = 0$ w przeciwnym przypadku; r_{jh} - pomocnicza zmienna stanu jednostki j w godzinie h określająca zakończenie rozruchu, tzn. $r_{jh} = 1$, gdy jednostka osiąga moc nominalną (czyli $v_{jh} = 1$ i $v_{j,h-1} = 0$) oraz $r_{jh} = 0$ w pozostałych przypadkach.

Parametrami zadania są: p_s - prawdopodobieństwo wystąpienia scenariusza s ; c_h^e - ceny energii w godzinie h , zgodnie ze scenariuszem s ; s_j - koszt rozruchu jednostki j ; K_0 - koszty stałe wytwórcy; P_j^{\max} - górny zakres mocy jednostki j ; P_j^{\min} - dolny zakres mocy jednostki j ; A_j^i - współczynnik nachylenia i -tej liniowej części krzywej kosztów jednostki j ; B_j^i - współczynnik przesunięcia i -tej liniowej części krzywej kosztów jednostki j ; T_j - czas rozruchu jednostki j ; T_j^0 - czas, po którym jednostka j może pracować na początku okresu planowania.

Ograniczenia (10,11) określają zakresy dopuszczalnej generacji jednostek, natomiast ograniczenia (13,14,15) wymuszają warunki dopuszczalnego rozruchu jednostek. Ograniczenie (12) umożliwia wybór najdroższego "kawałka" i funkcji kosztów generacji aproksymowanej za pomocą funkcji kawałkami liniowej i wypukłej. Wykorzystując wyniki pracy

[3] można wykazać, że rozwiązanie optymalne powyższego zadania wylicza poprawnie α -kwantylę zysku netto i wartość średnią zysku w ramach α -kwantyli.

W modelu występuje ogółem $5S + 4JH + J(T+2) + 5$ zmiennych, w tym JH zmiennych binarnych (zmienne v_{jh}), oraz $4S + 8JH + 2 \cdot J + 3$ ograniczeń (liczba ograniczeń nie zależy od długości czasu rozruchu).

W ogólniejszym wariacie modelu harmonogramowania można dodać ograniczenia na generację jednostek wytwórczych elektrowni, np. ograniczenia na sumaryczną wielkość generacji elektrowni oraz liczbę jednocześnie pracujących jednostek wytwórczych

$$P_h \leq \sum_j P_{jh} \leq \bar{P}_h \quad \forall h \quad (17)$$

$$l_h \leq \sum_j v_{jh} \leq \bar{l}_h \quad \forall h \quad (18)$$

3. Wyniki eksperymentów

Przeprowadzono eksperymenty obliczeniowe dla algorytmu optymalnego dla szeregu zestawów danych o realistycznych wymiarach, różniących się parametrami technicznymi i cenowymi jednostek, jak również długością horyzontu planowania i liczbą jednostek wytwórczych. Opracowany model optymalizacyjny okazał się wystarczająco efektywny przy wykorzystywaniu uniwersalnego pakietu CPLEX, bowiem przeprowadzone eksperymenty obliczeniowe potwierdzają możliwość znajdowania rozwiązań optymalnych w stosunkowo krótkim czasie. Przykładowo, dla modelu elektrowni mającej 12 bloków cieplnych, zadanie optymalizacji generacji na horyzoncie 120 godzin zawierające ponad 7 tys. zmiennych (w tym 1,5 tys. zmiennych binarnych) oraz 15 tys. ograniczeń jest rozwiązywane w czasie rzędu 5-10 sekund na komputerze PC z procesorem Pentium III. W tabeli 1 przedstawiono wyniki eksperymentów dla modelu elektrowni mającej 12 bloków cieplnych. Testy przeprowadzono dla zróżnicowanych danych (jednostki elastyczne — do 50%, oraz nie-elastyczne — do 20%), dla różnych czasów rozruchu (od 4 do 12 godzin), przy czym nie stwierdzono wpływu wartości danych na efektywność rozwiązywania. Optymalne rozwiązanie zadania dla krótkoterminowego okresu planowania (do tygodnia) nawet dla 100 scenariuszy cenowych jest wyznaczane w czasie nie przekraczającym minuty. Szczegółowe wyniki zamieszczono w tabeli 1.

Tablica 1

Parametry opisujące rozwiązywanie zadania optymalizacji pracy jednostek

<i>H</i>	<i>S</i>	Zmienne	Ograniczenia	Zmienne bin.	Czas [s]
12	4	651	1178	144	2
	8	663	1190	144	2
	100	939	1466	144	3
24	4	1227	2330	288	2
	8	1239	2342	288	2
	100	1515	2618	288	4
48	4	2379	4634	576	2
	8	2391	4646	576	3
	100	2667	4922	576	11
72	4	3531	6938	864	4
	8	3543	6950	864	4
	100	3819	7226	864	18
96	4	4683	9242	1152	5
	8	4695	9254	1152	6
	100	4971	9530	1152	23
120	4	5835	11546	1440	6
	8	5847	11558	1440	7
	100	6123	11834	1440	26
144	4	6987	13850	1728	8
	8	6999	13862	1728	9
	100	7275	14138	1728	48
168	4	8139	16154	2016	10
	8	8151	16166	2016	12
	100	8427	16442	2016	66

4. Uwagi końcowe

Na zdecentralizowanym rynku energii przeniesienie na wytwórców odpowiedzialności w zakresie optymalizacji własnej generacji oraz uwzględniania ograniczeń technicznych jednostek wytwórczych w procesie ofertowym wymaga wykorzystywania zaawansowanych narzędzi wspomagających decyzje planowania generacji i składania ofert. W referacie przedstawiono moduł optymalizacyjny odpowiedniego systemu wspomagania decyzji pokazując, że istnieje możliwość efektywnego wykorzystania w nim modelu stochastycznej optymalizacji wielokryterialnej dyskretno-ciągłej.

LITERATURA

1. Fosso O. B., Gjelsvik A., Haugstad A., Mo B., Wangensteen: Generation scheduling in a deregulated system. The Norwegian case. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, str. 75-80, 1999.
2. Mileńko I., Toczyłowski E.: Wspomaganie indywidualnego planowania generacji na rynku energii elektrycznej. Materiały VII Konferencji N-T Rynek Energii Elektrycznej, Kazimierz Dolny, 27-29 kwietnia 2000, str. 63-70.
3. Ogryczak W.: Risk measurements: mean absolute deviation versus Gini's mean difference, Decision Theory and Optimization in Theory and Practice, Shaker Verlag, Aachen 2000, pp. 33-51.
4. Wierzbicki A. P.: A mathematical basis for satisficing decision making, Mathematical Modelling, 3, 391-405, 1982.

Recenzent: Prof. dr hab. inż. M. Zaborowski

Abstract

The paper analyses design issues of a decision support system (DSS) for an individual thermal generation utility, an active market participant on the energy market. The aim of the DSS is to support the decision process, which incorporates iterative scheduling of the generation, as well as designing incremental and decremental bids for Power Exchange and/or the balancing market. In the course of the decision process an appropriate mixed-integer multi-objective stochastic optimization problem must be solved many times. In this optimization problem the profit-maximizing and risk-reduction objectives are considered. It is shown that an appropriate scalarized optimization model can be in the form of a linear mixed integer programming problem, which is computationally solvable for realistic instances by the general purpose MILP solvers.