ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 2006
Seria: AUTOMATYKA z. 145 Nr kol. 1728

Izabela ŻÓŁTOWSKA, Eugeniusz TOCZYŁOWSKI
Politechnika Warszawska

PLANOWANIE PRACY GRUPY JEDNOSTEK CIEPLNYCH W OPARCIU O ZAGREGOWANĄ FUNKCJĘ KOSZTÓW [1]

Streszczenie. W pracy są formułowane modele optymalizacyjne wspomagające planowanie pracy grupy jednostek cieplnych przez zarządcę grupy (agregatora), z uwzględnieniem ryzyka powodowanego przez niepewność cen rynkowych oraz przez możliwość wystąpienia awarii. Pokazano, że modele planowania pracy jednostek można formułować dla zagregowanych punktów pracy i zagregowanych kosztów wytwarzania. Istnieje zatem możliwość efektywnego planowania działalności handlowej w grupie zagregowanej.

SELF-COMMITMENT OF GROUPED THERMAL UNITS BASED ON AGGREGATED COST CURVE

Summary. The paper formulates optimisation models for an Aggregator, a manager of a group of thermal units. The models support scheduling of generation in the presence of risk imposed by uncertain market prices and outages. It is shown that the profit-maximizing and risk-reduction scheduling problem may by stated for aggregated production variables based on model of the aggregate generation costs.

1. Wprowadzenie

W zdecentralizowanych systemach rynkowych niezależne jednostki wytwórcze działają jako autonomiczne podmioty, dążące do maksymalizacji indywidualnych zysków. W tym celu zawierają umowy handlowe w różnych segmentach rynku. Podstawowym warunkiem, jaki musi spełnić indywidualna jednostka w warunkach rynku zdecentralizowanego, jest zapewnienie fizycznej realizacji zawartych kontraktów. Z funkcjonalnego punktu widzenia, dla prawidłowego dalszego rozwoju rynku energii, jest konieczne stworzenie możliwości agregacji elementarnych jednostek wytwórczych [4]. Potrzeba grupowania podmiotów elementarnych może wynikać z wielu powodów, np. z warunku wspólnej własności zasobów, moż-

[1] Praca częściowo finansowana w ramach projektu KBN 3T11A00729

liwości efektywnego bilansowania, wypracowania wspólnej strategii umożliwiającej redukcję ryzyka i lepsze dostosowanie do sytuacji rynkowych.

Jednostki elementarne tworzą agregat (jednostkę zagregowaną), która może być postrzegana jako szczególny przypadek grupy bilansującej. Grupa ta znajduje się w jednym (zagregowanym) miejscu i spełnia odpowiednie wymagania formułowane przez operatora systemu. Agregator zarządza grupą, tzn. planuje pracę jednostek tworzących grupę i reprezentuje je w zewnętrznych procesach ofertowych. W tym celu buduje oferty zagregowane i składa je w określone miejsca rynku, np. na giełdy towarowe czy rynki czasu rzeczywistego. Oferta zagregowana ma taką samą postać jak dla jednostek elementarnych, alokacja zawartych transakcji na punkty pracy poszczególnych elementarnych jednostek jest realizowana wewnętrznie przez operatora.

W ten sposób grupa jednostek może czerpać korzyści wynikające ze szczególnych cech generacji zagregowanej, do których należy możliwość łagodzenia ograniczeń. Złagodzenie ograniczeń umożliwia redukcję ryzyka gry rynkowej, powstającego w wyniku zajścia pewnych niekorzystnych (z punktu widzenia podmiotu rynkowego) scenariuszy sytuacji rynkowej. Mogą do nich należeć zarówno niekorzystne scenariusze cen rynkowych, jak i zajście trudnych do przewidzenia przypadków, np. awarii jednostki.

Celem pracy jest analiza modeli poprawiających efekty planowania w obrębie zagregowanej grupy, niemożliwe do osiągnięcia w przypadku planowania pracy przez poszczególne jednostki działające odrębnie na rynku. Należy podkreślić, że w pracy nie analizowano możliwości poprawy wyników grupy zagregowanej jako efektu wykorzystania swojej pozycji do manipulacji cenami, a jedynie jako efektu regularyzacji, wzajemnego łagodzenia ograniczeń. Formułowane zadania bazują na oryginalnym modelu wyznaczania zagregowanych kosztów generacji, w którym wystarczająca jest znajomość zagregowanego punktu pracy dla całej grupy jednostek.

Zakłada się, że grupa zagregowana spełnia odpowiednie warunki niezawodności i jakości, w tym zapewnienia ciągłości zakresu sterowalności w dopuszczalnym przedziale zakresu generacji oraz dostatecznej szybkości zmian punktów pracy. Ponadto, rozważane w pracy jednostki wytwórcze przynależą do jednego węzła sieci przesyłowej. Zarządca grupy jednostek zna charakterystyki kosztów i ograniczenia pracy tych jednostek. Koszt generacji pojedynczej jednostki jest przybliżony funkcją wypukłą, odcinkami liniową.

2. Planowanie zagregowanej pracy jednostek

Zadanie krótkoterminowego planowania pracy jednostek wytwórczych jest podejmowane przez zarządcę grupy jednostek (agregatora) w celu określenia szczegółowego harmonogramu pracy jednostek $j \in J$ w etapach $h \in H$. Z tego harmonogramu wynika plan zakupu lub sprzedaży energii w rozważanym segmencie rynku w horyzoncie czasowym odpowiadającym cyklom procesu ofertowego (z reguły 1–

2 doby). Odpowiedni model optymalizacyjny powinien minimalizować niepewność dochodów z pracy, a podstawowym kryterium ekonomicznym jest maksymalizacja sumarycznego zysku z obrotu energią. Model tego typu, wspomagający planowanie pracy indywidualnych jednostek cieplnych, był przedstawiany np. w pracach [2, 5]. Stanowi on podstawę modeli formułowanych w niniejszej pracy.

Zauważmy, że jeżeli generacja w grupie zagregowanej może się odbywać w sposób ciągły, to zarządca grupy może planować oraz składać wspólną, zagregowaną ofertę dla wszystkich jednostek. Nie ma zatem potrzeby, aby w modelach optymalizacyjnych wyznaczać dokładne punkty pracy dla *poszczególnych* jednostek. Bardziej zasadne jest formułowanie modeli wspomagających planowanie *pozycji zagregowanych* dla całej grupy. Wtedy decyzje o szczegółowym rozdziale obciążeń mogą być przesunięte na ostateczny moment bieżącej realizacji zajętych pozycji kontraktowych.

Modele zagregowane wyznaczają zestaw jednostek zaplanowanych do pracy w poszczególnych etapach horyzontu planowania H, za pomocą zmiennych v_{jh} przyjmujących wartość 1, gdy j-ta jednostka pracuje w etapie h, lub 0 w przeciwnym przypadku. Odpowiednie modelowanie kosztów i czasów rozruchu wymaga wprowadzenia pomocniczych zmiennych r_{jh} przyjmujących wartość 1, gdy j-ta jednostka rozpoczyna pracę w etapie h, lub 0 w przeciwnym przypadku. Zależności opisujące charakterystykę pracy jednostek cieplnych przedstawiono np. w pracy [5]. Ponadto, wyznaczane są zagregowane punkty pracy p_h w poszczególnych etapach, spełniające ograniczenia na dopuszczalny zakres pracy w grupie pracujących jednostek w etapie h:

$$\sum_{j\in J} P_j^{\min} v_{jh} \leqslant p_h \leqslant \sum_{j\in J} P_j^{\max} v_{jh} \qquad \forall h \in H \tag{1}$$

gdzie $P_j^{\min}$ i $P_j^{\max}$ oznaczają odpowiednio dolny i górny dopuszczalny zakres pracy j-tej jednostki.

Planowanie pracy jednostek jest realizowane w odniesieniu do potencjalnych przychodów i ponoszonych kosztów pracy. Przychody ze sprzedaży zagregowanej energii są wyznaczane w sposób naturalny (poprzez przemnożenie ceny przez wielkość energii), odpowiedniego modelowania wymaga określenie zagregowanych zmiennych kosztów wytwarzania $K_h = K(p_h)$. Przypomnijmy, że jeżeli funkcja kosztów j-tej jednostki jest opisywana $i \in I$ odcinkami liniowymi, tak że A_j^i definiuje współczynnik nachylenia i-tej liniowej części krzywej kosztów jednostki j, a B_j^i definiuje koszt stałej opłaty, to przy minimalizacji funkcji wypukłej zależność $K(p_{jh})$ jest prawidłowo wyznaczana zgodnie z modelem:

$$K_{jh} \geqslant A_j^i p_{jh} + B_j^i v_{jh} \qquad \forall i \in I,\ j \in J,\ h \in H \tag{2}$$

Model kosztów zagregowanych możemy zapisać w analogiczny sposób, tzn.:

$$K_h \geqslant A^k p_h + B^k(v_{1h}, \ldots, v_{|J|h})\ \forall k \in \{1 \ldots I \cdot |J|\},\ h \in H \tag{3}$$

Funkcja kosztów zagregowanych jest opisywana $k \in \{1 \dots I \cdot |J|\}$ odcinkami liniowymi, które stanowią złożenie poszczególnych odcinków kosztów generacji jednostek tworzących grupę. Współczynniki nachylenia poszczególnych k-tych odcinków liniowych odpowiadają uszeregowanym niemalejąco współczynnikom A_j^i, czyli dla każdego k istnieje takie i, j, że $A^k = A_j^i$.

Współczynniki przesunięcia B^k zagregowanej funkcji kosztów różnią się oczywiście od poszczególnych współczynników B_j^i. Zauważmy jedynie, że wartość danego B^k zależy od stanów pracy poszczególnych jednostek tworzących grupę, podobnie jak współczynnik kosztów stałych pojedynczej jednostki zależał od stanu jej pracy (por. ogr. (2)).

Pominiemy szczegółowy opis modelowania współczynników B^k, który został przedstawiony w pracy [6]. Są one wyznaczane na podstawie prostej zależności, zgodnie z którą koszty wytwarzania w punktach przegięcia zagregowanej krzywej kosztów są sobie równe. Odpowiedni model wykorzystuje dodatkowy parametr O_j^k, pozwalający na powiązanie k-tego odcinka zagregowanej funkcji kosztów z tworzącym ją i-tym segmentem liniowym j-tej funkcji kosztów. Przyjmuje on wartość zakresu generacji P_j^i i-tego odcinka, tzn. $O_j^k = P_j^i \Leftrightarrow A^k = A_j^i$, lub 0 w przeciwnym przypadku. Wtedy można zapisać odpowiednią liniową zależność:

$$B^k(v_{1h}, \dots, v_{|J|h}) = \sum_{j \in J} K_{jh}(P_j^{\min}) v_{jh} - A^1 \cdot \sum_{j \in J} P_j^{\min} v_{jh} + \tag{4}$$

$$+ \sum_{i=2}^{k} (A^{i-1} - A^i) \cdot \left(\sum_{j \in J} P_j^{\min} v_{jh} + \sum_{j \in J} \sum_{l=1}^{i-1} O_j^l v_{jh} \right) \quad \forall k \in \{1 \dots I \cdot |J|\},\ h \in H$$

Podsumowując, określenie zagregowanych kosztów i punktów pracy pozwala na redukcję zmiennych wiążących planowaną wielkość generacji z planowanymi obciążeniami poszczególnych jednostek oraz kosztami ich obciążenia. Oznacza to redukcję $2(J-1)$ zmiennych w pojedynczym etapie. Co więcej, w sposób zagregowany można traktować ograniczenia na dopuszczalny zakres generacji, co pozwala na redukcję $2(J-1)$ ograniczeń dla każdego etapu.

Zarządca, planując zagregowane wielkości sprzedaży, odnosi się do zagregowanej funkcji kosztów, określonej dla zestawu jednostek zaplanowanych do pracy w danym etapie. Minimalny zakres dopuszczalnej generacji jest w danym etapie równy sumie minimum jednostek zaplanowanych do pracy, a maksymalny zakres sumie ich maksimum. Zakres elastyczności generacji jest zatem większy niż dla pojedynczych jednostek. Co więcej, w pewnych etapach zakres ten może być dodatkowo poszerzony, jeśli jest uwzględniana możliwość opóźnienia planowanego rozruchu [6]. W ten sposób uwidacznia się szczególnie ważna cecha agregacji jednostek, czyli możliwość łagodzenia ograniczeń zasobowych tak, że nie muszą już być one uwzględniane na najwyższym poziomie bilansowania rynku.

3. Uwzględnienie ryzyka awarii

Zarządca grupy zagregowanej ma możliwość składania ofert o dużej elastyczności, czyli szerokim zakresie dopuszczalnej generacji. Kolejną z korzyści wynikających z prowadzenia gry rynkowej w imieniu grupy jednostek jest możliwość zabezpieczenia się przed dużymi stratami w sytuacji wymuszonego odstawienia jednostki, np. gdy ulega ona nieprzewidzianej awarii. W przypadku indywidualnego uczestnictwa takiej jednostki w rynku, awaria w dobie realizacji zawartych transakcji wymusza zakup brakującej energii na Rynku Bilansującym, najczęściej po bardzo wysokich cenach [1, 3]. Straty powstałe w wyniku postoju awaryjnego mogą być minimalizowane, jeżeli zarządca grupy składa odpowiednie oferty zagregowane [3].

Złożenie zagregowanej oferty pozwala na przesunięcie decyzji o rozdziale obciążeń na ostateczny moment bieżącej realizacji zajętych pozycji kontraktowych. Jeżeli jest możliwy taki rozdział obciążeń, że pozostałe dyspozycyjne jednostki mogą zrealizować zawarte transakcje, to zarządca unika konieczności kosztownego zakupu energii brakującej z powodu awarii. Rozliczenie zawartych transakcji jest wykonywane łącznie dla całej grupy, a zadaniem zarządcy jest takie rozdzielenie pozycji kontraktowych pomiędzy poszczególne jednostki wytwórcze, aby łączne obciążenie bloków było zgodne z planem i spełnione były jednocześnie wszystkie ograniczenia systemowe.

Rozważmy stochastyczny model krótkoterminowego planowania pracy jednostek wytwórczych [2], w którym ograniczenia techniczne generacji tworzą zadanie MILP, a niepewność cen prowadzi do stochastycznej funkcji celu. Modelowanie preferencji wytwórcy względem ryzyka jest możliwe dzięki zastosowaniu kryteriów opisujących ryzyko (dolne odchylenie przeciętne, przeciętna strata, zysk w najgorszym przypadku, CVaR). Model ten, formułowany dla zagregowanych zmiennych wytwarzania i kosztów, może być rozwijany tak, aby stanowić podstawę:

1. do *oceny* kosztów finansowych powstających w przypadku awarii wybranej (lub dowolnej) jednostki, *po zakończeniu* procesu planowania pracy jednostek;

2. w bardziej zaawansowanej wersji do formułowania modelu *minimalizującego* koszty strat w przypadku awarii określonej jednostki, *jednocześnie* wraz z optymalizacją planu pracy zakładającego dostępność wszystkich jednostek.

3.1. Modele oceniające koszty awarii

Modele wspomagania decyzji zarządcy oceniające koszty finansowe powstające w przypadku awarii mogą być stosowane do modyfikacji kryteriów opisujących wyznaczony przez zarządcę plan pracy.

Rynkowy koszt awarii K_k^A jest wyznaczany jako różnica pomiędzy kosztami K^k realizacji planu w przypadku awarii k-tej jednostki oraz podstawowymi kosztami $\hat{K}$ realizacji planu bez awarii, wyznaczonymi w procesie planowania pracy: $K_k^A = f_k \cdot (K^k - \hat{K})$. Koszt ten powstaje z prawdopodobieństwem awarii f_k k-tej

jednostki, które w najprostszym przypadku może odpowiadać współczynnikowi awaryjności FOR (ang. Forced Outage Factor) [1].

Do wyznaczenia kosztów K^k w podstawowej wersji jest formułowany deterministyczny model minimalizacji kosztów, w którym są wyznaczane wielkości generacji zagregowanej p_h oraz wielkości zakupu na rynku bilansującym p_h^b, pozwalające na wytworzenie energii $\hat{p}_h$, zgodnie z podstawowym planem pracy. Parametrem deterministycznym jest cena c_h^b zakupu na RB, przy czym jest możliwe formułowanie modeli stochastycznych. Funkcja celu ma postać:

$$\min K^k = \sum_{h \in H} \left(K_h + c_h^b p_h^b + \sum_{j \in J} S_j r_{jh} \right) \tag{5}$$

formułowane ograniczenia opisują zależności techniczne i kosztowe pracy jednostek oraz wymóg pokrycia energii $\hat{p}_h$ w poszczególnych etapach przez moce p_h produkowane w grupie bez k-tej jednostki oraz moce p_h^b kupowane na RB.

Wskaźnik K_k^A może być bezpośrednio wykorzystywany do modyfikacji takich kryteriów jakości wyznaczonego planu pracy, jak: średni zysk, zysk w najgorszym przypadku, CVaR i semi-odchylenie przeciętne. Wystarczy odjąć wartość oczekiwanego kosztu awarii od wskaźników podstawowych. Trudna do bezpośredniego wyznaczenia jest jedynie nowa wartość średniej straty, więc jeśli ten wskaźnik jest istotny dla decydenta, to konieczne jest przeliczenie nowych realizacji zysków. Niemniej jednak, oczekiwany koszt awarii jest dobrym wskaźnikiem pozwalającym bezpośrednio ocenić jakość planu przy możliwości awarii.

Podsumowując, oczekiwane koszty awarii mogą być stosunkowo prosto wyznaczone dla określonego planu pracy. Znajomość tych kosztów pozwala na modyfikację oczekiwań zarządcy wobec poziomu zysków oraz dość precyzyjne dostosowanie planu pracy do tych oczekiwań. Ocena skutków awarii może być zatem pomocnym narzędziem przy wyborze najbardziej satysfakcjonującego zarządcę rozwiązania.

3.2. Modele minimalizujące skutki awarii

Modele oceniające koszty awarii jednostki odnosiły się do *zaplanowanych z góry* planów pracy. Zauważmy jednak, że nie ma żadnych przeszkód (poza rozmiarami zadania), aby traktować plan pracy $\hat{p}_h$ jako *zmienną* w całościowym zadaniu planowania grupowego z uwzględnieniem ryzyka awarii. Innymi słowy, jest możliwe rozwinięcie modelu planowania pracy tak, aby uwzględniać ryzyko awarii.

Pełen model wspomagania planowania pracy z uwzględnieniem możliwości ryzyka awarii określa obok podstawowych zmiennych dotyczących planowanych wielkości energii p_h również alternatywne wielkości energii p_h^k, wytwarzanej w przypadku awarii k-tej jednostki. Co więcej, muszą być również wyznaczone podstawowe i alternatywne stany pracy jednostek v_{jh} i v_{jh}^k oraz r_{jh} i r_{jh}^k. W rzeczywistości w jednym modelu optymalizacyjnym wyznaczane są dwa odrębne plany pracy, przy odrębnych ograniczeniach technicznych. Zależności pomiędzy

tymi planami określa ograniczenie bilansu energii:

$$p_h^k + p_h^b = p_h \ \forall h \in H \tag{6}$$

oraz ograniczenie określające realizację zysku z_s przy danym scenariuszu $s \in S$ cen giełdowych c_h^s tak, aby uwzględniać oczekiwany koszt awarii:

$$z_s = \sum_h \left(c_h^s p_h - (1 - f_k) \cdot (K_h + \sum_j S_j r_{jh}) - f_k \cdot (K_h^k + c_h^b p_h^b + \sum_j S_j r_{jh}^k) \right) \ \forall s \in S \tag{7}$$

Oprócz ograniczeń (6) i (7) w modelu są uwzględniane ograniczenia wielokryterialnej funkcji celu, dwie grupy ograniczeń technicznych doboru jednostek do pracy, a także dwie grupy ograniczeń określające zmienne koszty generacji planowane i alternatywne.

Tak formułowany model ma ponad JHI więcej ograniczeń oraz ponad JH więcej zmiennych w stosunku do modelu podstawowego z pracy [2]. Z drugiej strony, poprzez sformułowanie modelu przy zagregowanej funkcji kosztów, redukujemy około $2JH$ zmiennych i ograniczeń w stosunku do modelu podstawowego. Co więcej, wszystkie zmienne i ograniczenia określające plan alternatywny są definiowane dla zbioru $J - 1$ (z wyłączeniem jednostki, dla której jest wyznaczany koszt awarii), co również wpływa na zmniejszenie rozmiarów problemu. Dlatego można przypuszczać, że rozszerzenie modelu podstawowego o optymalizację kosztów awarii nie powinno znacząco wpłynąć na wydłużenie czasu obliczeń.

3.3. Przykład ilustracyjny

Przyjmijmy, że zarządca małej grupy 4 jednostek cieplnych o zakresach generacji od 57.8 MW do 179 MW planuje pracę tych jednostek tak, aby maksymalizować zysk ze sprzedaży energii przy uwzględnieniu niepewności cen rynkowych. Szczegółowe dane do przykładu opisujące scenariusze cen rynkowych i charakterystyki kosztowe jednostek można znaleźć w [2]. Pragnie on również ubezpieczyć się na możliwość awarii jednej z jednostek, szacowanej z prawdopodobieństwem 0.01.

W tabeli 1 przedstawiono poszczególne wskaźniki jakości opisujące plany pracy wyznaczone dla różnych preferencji zarządcy odnośnie do ryzyka (brak awersji do ryzyka, średnia awersja do ryzyka i skrajna awersja do ryzyka), przy zastosowaniu modelu oceniającego ('O') ryzyko kosztów awarii oraz minimalizującego ('M') to ryzyko.

Wyznaczone w zadaniach oczekiwane koszty awarii nie są wysokie (stanowią mniej niż 1% wartości oczekiwanej zysku danego planu). Jednak w zależności od oczekiwań decydenta odnośnie do ryzyka koszty te mogą być nawet o 28% niższe. Zatem, znajomość tych kosztów pozwala na dobre dopasowanie oczekiwań zarządcy wobec poziomu zysków oraz ryzyka. Ocena skutków awarii może być pomocnym narzędziem przy wyborze najbardziej satysfakcjonującego zarządcę rozwiązania, przy czym obniżenie kosztów ewentualnej awarii jest możliwe jedynie poprzez obniżenie ogólnego poziomu ryzyka planu, a zatem jest osiągane w pośredni sposób.

Tabela 1

Wskaźniki jakości planów uzyskiwanych przy różnym stopniu awersji do ryzyka (akceptacja ryzyka *max zysk*, skrajna awersja wobec ryzyka *min ryzyko*, oraz rozwiązanie pośrednie *pośred.*), dla modelu planowania oceniającego ryzyko awarii ('O') oraz modelu minimalizującego ('M') to ryzyko

Model	Plan	Kryteria jakości				
		średni zysk $\bar{z}$	najgorszy zysk $\underline{z}$	CVaR $\underline{z}^{\beta}$	dolna średnia $\bar{z}^{u}$	koszt awarii K^{A}
O	max zysk	**722 028**	-90 399	-52 441	**563 307**	4 728
	min ryzyko	**306 847**	46 098	60 217	**245 546**	3 386
	pośred.	**479 003**	171	22 295	**384 295**	4 371
M	max zysk	719 084	**-89 365**	**-50 687**	560 531	**4 588**
	min ryzyko	297 957	**46 768**	**60 433**	238 956	**2 778**
	pośred.	478 133	**552**	**22 680**	384 228	4 371

Oczekiwane koszty awarii są bardzo efektywnie wyznaczane dla określonego planu pracy (rozwiązania były znajdowane w czasie nie przekraczającym 1 sekundy).

Zastosowanie modelu uwzględniającego ryzyko awarii przy planowaniu pracy skutkowało poprawą wskaźników skrajnego ryzyka (zysk w najgorszym przypadku i CVaR) w porównaniu do planów, dla których jedynie oceniano koszty awarii. Poprawa wskaźników ryzyka skutkuje jednak obniżeniem średnich zysków, przy czym różnice są w granicach od 0.4% do 3%. Znaczącą poprawę wskaźnika kosztów awarii (o 18%) obserwuje jedynie decydent ze skrajną awersją do ryzyka, dla pozostałych planów różnice są niewielkie. Eksperyment pokazuje, że uwzględnienie ryzyka awarii w planie pracy zwiększa wagę wskaźników ryzyka — rozwiązania dla obydwu modeli były wyznaczane przy identycznych preferencjach decydenta.

Wyniki przykładu są zgodne z intuicyjnym oczekiwaniem, że koszty awarii jednostki rosną wraz ze wzrostem ryzyka planów pracy. Wynika to z faktu, że w planach bardziej ryzykownych rośnie obciążenie jednostek, gdyż oczekiwane są wysokie zyski. A im większe obciążenie jednostki, tym większy koszt zakupu na RB w przypadku jej awarii. Plany pracy uzyskiwane przy minimalizacji ryzyka kosztów awarii charakteryzowały się mniejszym poziomem planowanych obciążeń, a także krótszym czasem pracy jednostek.

4. Podsumowanie

Niniejszy referat, omawiający właściwości planowania generacji zagregowanej potwierdza możliwości wypracowania wspólnej strategii, pozwalającej na redukcję ryzyka i lepsze dostosowanie do sytuacji rynkowej w grupie zagregowanej. Osiąganie takich efektów może być wspomagane poprzez stosowanie modeli opty-

malizacyjnych, formułowanych dla zagregowanych wielkości generacji i kosztów wytwarzania.

Zarządca grupy zagregowanej może składać oferty o szerokim zakresie dopuszczalnej generacji. W przypadku przeniesienia na wytwórców odpowiedzialności za spełnienie własnych ograniczeń takie cechy będą się bezpośrednio przekładać na osiągane efekty ekonomiczne.

W referacie omówiono również korzyści z planowania pracy w grupie zagregowanej, wynikające z możliwości zabezpieczenia się przed stratami w przypadku awarii. Zaproponowano metodę oceny planów pracy i obrotu ze względu na ryzyko awarii. Przedstawiono też koncepcję modelu minimalizującego to ryzyko. Modele te wspomagają zarządcę w wyznaczaniu planów odpornych na ryzyko awarii jednostek. Omawiane w tej pracy warianty modeli mogłyby być pomocne przy wspomaganiu i ocenie decyzji inwestycyjnych wytwórcy, szczególnie tych, które zwiększają elastyczność pracy w grupie jednostek.

LITERATURA

1. Das D., Wollenberg B.F.: Risk assessment of generators bidding in day-ahead market. IEEE Transactions on Power Systems, 20, 2005, p. 416–424.
2. Kaleta M., Ogryczak W., Toczyłowski E., Żółtowska I.: On multiple criteria decision support for the energy market participants. C. H. Antunes and A. G. Martins, editors, Annals of Operations Research, volume 121, Special volume on OR models for energy policy, planning and management, Kluwer 2003, p. 79–104.
3. Majchrzak H., Mroziński A., Pozniak R.: Wpływ funkcjonowania rynku bilansującego na koszty ponoszone przez uczestników rynku energii elektrycznej. Energetyka, 6, 2005, s. 376–380.
4. Toczyłowski E.: Optymalizacja procesów rynkowych przy ograniczeniach. Akademicka Oficyna Wydawnicza EXIT, Warszawa 2003.
5. Toczyłowski E., Żółtowska (Mileńko) I.: Optymalizacja generacji elektrowni cieplnej w warunkach ryzyka rynkowego. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, Zakopane 2001, s. 141–148.
6. Żółtowska I.: Modele optymalizacyjne wspomagania decyzji wytwórców na rynku energii elektrycznej. Rozprawa doktorska, Politechnika Warszawska 2006.

Recenzent: Prof. dr hab. inż. Andrzej Świerniak

Abstract

The paper formulates optimisation models for an Aggregator, a manager of a group of thermal units. The Manager is responsible for generation scheduling and selling energy on the market. The paper discusses advantages of planning the aggregate generation of units that are exposed to physical and financial uncertainties. We show that it is possible to model aggregated cost of the aggregated generation in the form of appropriate MLP optimisation models. Thus, profit-maximising and price risk-reduction scheduling problem with consideration of risk of random forced outages may by stated. The paper also shows case study which reports a significant reduction of expected financial risk, when costs of outages are minimised during optimisation of schedules.