

W porównaniu do modelu pełnego, zaproponowany algorytm znacznie redukuje złożoność obliczeniową, przy zachowaniu dużej dokładności uzyskiwanych wyników i skutecznym zarezerwowaniu pasm linii przesyłowych, spełniając wymagania bezpieczeństwa systemu.

Literatura

- [1] Anstine L. T., Burke R. E., Casey J. E., Holgate R., John R. S., Stewart H. G.: *Application of probability methods to the determination of spinning reserve requirement for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland interconnection*, IEEE Trans. Power App. Syst., Vol. PAS-82, Oct. 1963, pp. 726 – 735;
- [2] Arce J. R., Garces F. F., Ilić M. D.: *Managing Short-term Reliability Related Risks*, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 1, July 2001, pp. 516 – 522;
- [3] Arce J. R., Garces F. F., Ilić M. D.: *Two New Methods to Assess Short-term Transmission Reliability*, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 1, July 2001, pp. 503 – 509;
- [4] Baldick R., Chattopadhyay D.: *Unit Commitment with Probabilistic Reserve*, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 1, Jan. 2002, pp. 280 – 285;
- [5] Berizzi A., Marannino P., Merlo M., Scarpellini P. A., Zeng Y. G.: *Determination of the N-1 Security Maximum Transfer Capability Through Power Corridors*, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 3, Jan. 2000, pp. 1739 – 1744;
- [6] Bialek, J. W.: *Tracing the flow of electricity*, IEE Proceedings – Generation Transmission and Distribution, Vol. 143, Issue 4, July 1996, pp. 313 – 320;
- [7] Billinton R., Fotuhi-Firuzabad M.: *A Probabilistic Technique for Operating Reserve Assessment Using System Operating States*, IEEE Wescanex '95 Proceedings, 1995, pp. 169 – 174;
- [8] Bouffard F., Galiana F. D.: *An Electricity Market with a Probabilistic Spinning Reserve Criterion*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, Issue 1, Feb. 2004, pp. 300 – 307;
- [9] Dillon T. S., Edwin K. W., Kochs H.-D., Taud R. J.: *Integer programming approach to the problem of optimal unit commitment with probabilistic reserve determination*, IEEE Trans. Power App. Syst., Vol. PAS-97, Nov./Dec. 1978, pp. 2154 – 2166;
- [10] Dommel H. W., Tinney W. F.: *Optimal Power Flow Solutions*, IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, October 1968;
- [11] Final report: *Composite-System Reliability Evaluation: Phase 1 – Scooping Study*, Tech. report EPRI EL-5290, Project 2581-1, December 1987;
- [12] Fotuhi-Firuzabad M., Rashidi-Nejad M.: *Allocation of Spinning Reserve Among Generation Units Using a Hybrid Deterministic/Probabilistic Approach*, LESCOPE-04, Large Engineering systems Conference on Power Engineering, July 2004, pp. 81 – 87.

ENSURING SECURITY IN THE POWER SYSTEM THROUGH JOINT BALANCING REGULATION AND TRANSMISSION RESERVES

Summary

In this contribution the problem of ensuring system security related to power flow changes in the transmission network caused by usage power regulation reserves is described. The main purpose is to assure consistency and adequacy of the transmission reserves for different scenarios of usage of the regulation reserves, to protect system security and satisfy the network constraints. A multi-scenario mathematical formulation of the problem based on the optimal power flow (OPF) model is given. An efficient solution method for this problem is presented as well as the results of the numerical experiments for the proposed method.

KONFERENCJA NAUKOWO-TECHNICZNA



OPE'05

JACHRANKA, 29-30 WRZEŚNIA 2005 r.

WPLYW PROCESU KONSOLIDACJI SPÓŁEK DYSTRYBUCYJNYCH NA OBNIŻENIE KOSZTÓW BILANSOWANIA

Maciej Soltysik

Everen Sp. z o.o.

Grupa EdF

Jarosław Bogacz

Everen Sp. z o.o.

Grupa EdF

W referacie przedstawiono analizę wpływu procesu konsolidacyjnego spółek dystrybucyjnych na wysokość kosztów związanych ze zbilansowaniem pozycji dobowo-godzinowej. Przedstawiona została analiza porównawcza prognoz zapotrzebowania dobowo-godzinowego oraz analiza finansowa kosztów bilansowania realnie poniesionych przed i po konsolidacji, z uwzględnieniem możliwości alternatywnego zakupu wolumenów bilansujących na innych segmentach rynku energii elektrycznej.

1. Wstęp

Rządowe plany z początku 2002 r. zakładały konsolidację poziomą przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Plany te na przestrzeni ostatnich 3 lat zaczęły się urealniać, doprowadzając do powstania:

- Grupy Energetycznej ENEA S.A. – 1 stycznia 2003,
- Koncernu Energetycznego EnergiaPro S.A. – 1 maja 2004,
- Koncernu Energetycznego Enion S.A. – 1 lipca 2004,
- Koncernu Energetycznego Energa S.A. – 31 grudnia 2004.

Zarówno przeprowadzone, jak i planowane procesy konsolidacyjne w sposób znaczący zmieniły wizerunek polskiej elektroenergetyki. Niniejszy referat stanowi próbę ukazania wpływu procesu konsolidacji poziomej spółek dystrybucyjnych na zmniejszenie kosztów związanych z uczestnictwem w Rynku Bilansującym (RB).

W przedmiotowej pracy zostaną przeanalizowane dane rzeczywiste prognoz zapotrzebowania i rzeczywistego poboru energii elektrycznej dla grupy spółek z okresu przed konsolidacją (tj. VII-XII 2002 r.) i po zakończeniu procesu konsolidacji.

2. Aspekty handlowe konsolidacji

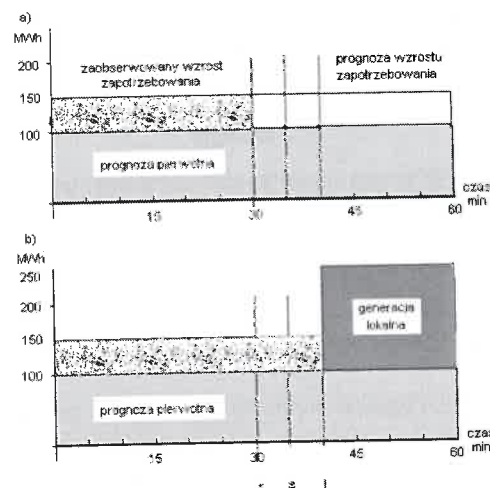
Jedną z podstawowych zalet, jakie niesie ze sobą proces konsolidacyjny jest możliwość prowadzenia wspólnej polityki handlowej. Jej istota polega przede wszystkim na:

- zbiorczym kontraktowaniu energii elektrycznej,
- łatwiejszym bilansowaniu pozycji dobowo-godzinowej koncernu,
- centralizacji możliwości nadsznej i zsynchronizowanej pracy generacji lokalnej w celu optymalizacji pozycji odchyleń na RB,
- obsłudze tylko jednej jednostki graficznej (JG),
- eksperckiej korekcie lokalnie generowanych prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną.

Zalety zawierania kontraktów na sumaryczne wolumeny zapotrzebowania na energię wszystkich spółek współtworzących JG polegają głównie na możliwości negocjacji cen w myśl zasady: „im więcej kupujesz, tym taniej kupujesz”. Niektórzy dostawcy energii elektrycznej, chcąc być konkurencyjnymi względem siebie, oferują spółkom dystrybucyjnym prócz bonifikat cenowych również usługi regulacyjne, powodując tym samym wzrost atrakcyjności oferty. Zbiorcze kontraktowanie dostaw energii nie może oczywiście prowadzić do uzależnienia się od jednego dostawcy. Istotną wadą jest zatem dywersyfikacja portfela zakupów, minimalizująca czynnik ryzyka związany chociażby z możliwością ogłoszenia upadłości którejsz ze spółek obrotu dostarczających energię.

Kolejnym czynnikiem wspomnianym powyżej jest centralne bilansowanie pozycji dobowo-godzinowej. Obecnie obowiązujące zasady uczestnictwa w RB ściśle określają i narzucają ramy czasowe pewnych prac, których zaniedbanie prowadzi do poniesienia przez spółkę dotkliwych strat finansowych. Wydaje się zatem, iż skupienie w jednym miejscu zespołu ludzi zajmujących się bilansowaniem pozycji dobowo-godzinowej musi dać wymierne skutki. Trudno byłoby racjonalnie argumentować sytuację, w której np. pracę związaną z określaniem pozycji prognostycznej robią specjaliści w Spółce A, bilansowanie specjaliści ze Spółki B, a zgłoszenia do OSP poprzez system WIRE osoby ze Spółki C.

Bardzo istotnym elementem, mogącym mieć znaczący wpływ na ograniczenie kosztów odchyleń, jest możliwość nadsznej i zsynchronizowanej pracy generacji lokalnej. Wykorzystanie tej metody zdeterminowane jest przez istnienie opomiarowania całego koncernu i możliwości agregacji rzeczywistych danych 15-minutowego poboru energii w czasie rzeczywistym.



Rys. 1. Szkic działania zasady bilansowania nadsznej

Zasady funkcjonowania RB wymuszają na uczestnikach precyzyjne określenie pozycji dobowo-godzinowej. Wyobraźmy sobie zatem, że hipotetyczny, godzinny okres czasu podzielony został na cztery 15-minutowe podokresy. Prognoza zapotrzebowania dla tej godziny została określona na poziomie 100 MWh. W chwili 'r' rozpoczyna się proces sumowania dwóch ostatnich 15-minutowych danych pomiarowych. Proces ten trwa do chwili 's' i pozwala stwierdzić, że zapotrzebowanie wzrosło względem zakładanego do wartości 150 MWh (rys. 1a). Przy założeniu, że poziom ten się utrzyma przez kolejne 30 minut, zapada decyzja o dokonaniu regulacji nastaw generacji lokalnej. W chwili 't' generatory rozpoczynają pracę na poziomie 150 MWh – takim, który pokryje przewidywane niezbilansowanie w ciągu pozostałych 20 minut (rys. 1b).

Przedstawiony schemat ukazuje jedynie ogólną metodykę postępowania i naturalnie nie odzwierciedla rzeczywistej problematyki sterowania, które jest procesem znacznie bardziej skomplikowanym.

3. Analiza finansowa kosztów niezbilansowania

Z oczywistych względów efektem procesu konsolidacyjnego jest jeden podmiot posiadający jedną, wspólną jednostkę graficzną. Powstaje zatem „lokalne miejsce bilansowania” dotychczasowych odchyleń powstających osobno w każdej ze spółek. To lokalne miejsce bilansowania w sposób bardzo znaczący wpływa na ograniczenie kosztów odchyleń. Stopień i zakres tego ograniczenia zostanie przedstawiony dla danych właściwych dla przykładowej grupy skonsolidowanych spółek dystrybucyjnych.

W celu określenia poziomu dokładności prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną, zastosowano błąd MAPE (Mean Absolute Percentage Error) zdefiniowany jako:

$$MAPE_m = \frac{1}{S} \sum_{n=1}^S \left| 100 \cdot \frac{Dane_n - Prognoza_n}{Dane_n} \right| \quad (1)$$

gdzie

s – ilość godzin w miesiącu 'm',

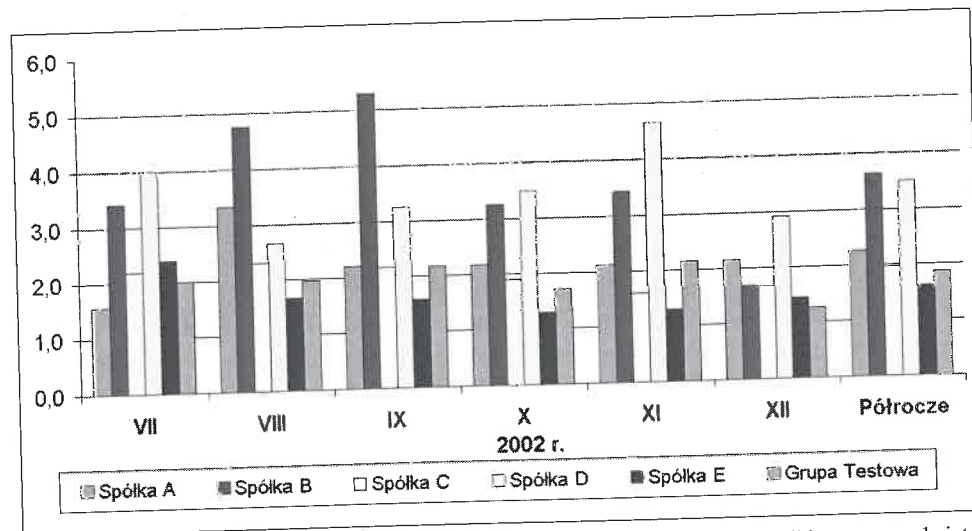
k – dana 15-minutowa, wchodząca w skład wartości godzinowej 'n',

Dane – wartość danej pomiarowej zużycia energii elektrycznej dla godziny 'n',

Prognoza – wartość prognozy zapotrzebowania dla godziny 'n'.

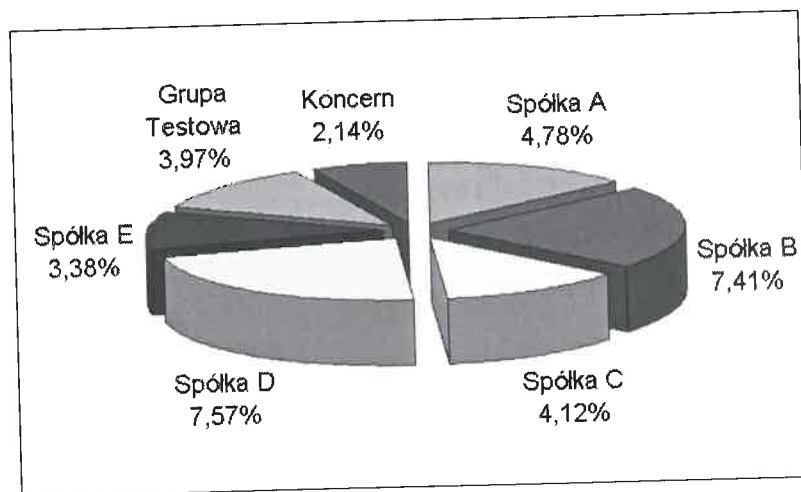
W analizach przedstawionych w dalszej części pracy wprowadzono oznaczenia:

- Spółka A – Spółka E – spółki dystrybucyjne, współtworzące skonsolidowany koncern,
- Grupa Testowa – testowa grupa symulująca prawdopodobne zachowanie koncernu po skonsolidowaniu, powstała przed połączeniem spółek w celu zbadania wpływu konsolidacji na poprawę dokładności wspólnego prognozowania i bilansowania,
- Suma A-E – algebraiczna suma kosztów ponoszonych w związku z niezbilansowaniem przez poszczególne spółki dystrybucyjne przed procesem konsolidacji.



Rys. 2. Wartości stosunku błędów MAPE poszczególnych grup względem MAPE skonsolidowanego podmiotu.

Na rys 2. przedstawione zostały stosunki błędów MAPE poszczególnych spółek dystrybucyjnych z okresu przedkonsolidacyjnego, względem MAPE koncernu. We wszystkich przypadkach zaobserwować można zdecydowaną poprawę dokładności tak powstałej prognozy, a tym samym dowiedzieć istnienia efektu lokalnego bilansowania. Na etapie symulacji przeprowadzonych w 2002 r., na wirtualnym obiekcie Grupa Testowa, można było oszacować znaczący spadek wartości MAPE. Czynnikiem dodatkowo wpływającym na obniżenie błędów prognozy była znaczna zmiana charakteru rynku energii, a tym samym charakterystyk poboru. Od momentu przeprowadzenia prac analitycznych do chwili zakończenia procesu konsolidacji rynek ewoluował głównie dzięki rozwojowi segmentu rynku klienta końcowego. Odbiorcy, którzy skorzystali z zasady dostępu stron trzecich (TPA) (najczęściej niegrafikowalni), dzięki swemu na ogół wielkiemu i bardzo niestabilnemu odbiorowi stanowią ogromną przeszkodę w uzyskiwaniu optymalnych prognoz zapotrzebowania. Zatem zupełnie naturalnym i pozytywnym w tym kontekście skutkiem ich odejścia była poprawa jakości prognoz. Efekt ten uwidacznia różnica między przedstawionymi na rys. 3 wartościami dla Grupy Testowej i Koncernu.



Rys. 3. Wartość błędu MAPE (półrocze) w rozbiciu na poszczególne grupy.

Przedstawione powyżej błędy MAPE w prosty sposób można przeliczyć na koszty bilansowania. Analiza finansowa, ukazująca koszty niezbilansowania, została przeprowadzona w trzech wariantach:

- wariant „fakturowy” – traktujący koszty niezbilansowania jako wartości, którymi OSP bezpośrednio obciąża uczestników RB, rozumiany jako zależność (2)

$$\text{wariant_fakturowy} = \sum_{i=1}^N |ER_i - ES_i| \cdot \begin{cases} CRO \Leftrightarrow -1\% < 100 \frac{ER_i - ES_i}{ER_i} < 1\% \\ CRO_s \Leftrightarrow ER_i - ES_i > 0 \\ CRO_z \Leftrightarrow ER_i - ES_i < 0 \end{cases} \quad (2)$$

gdzie:

ER_i – energia rzeczywista pobrana w godzinie ‘i’ przez spółkę dystrybucyjną, przesłana przez OSP w raporcie dobowym,

ES_i – energia deklarowana skorygowana w godzinie ‘i’, zgłoszona przez spółkę dystrybucyjną do OSP przez system WIRE,

- wariant 120 – wariant przedstawiający koszty bilansowania wyznaczone na podstawie różnicy kosztów bilansowania z wariantu „fakturowego” oraz kosztów alternatywnego dopełnienia pozycji dobowo-godzinowej spółki, liczonej po cenie 120zł/MWh – cenie zatwierdzonej przez Prezesa URE w kalkulacjach taryf na energię elektryczną, opisany zależnością (3)

$$\text{wariant}_{120} = \sum_{i=1}^N |ER_i - ES_i| \cdot \begin{cases} CRO \Leftrightarrow -1\% < 100 \frac{ER_i - ES_i}{ER_i} < 1\% \\ CRO_s \Leftrightarrow ER_i - ES_i > 0 \\ CRO_z \Leftrightarrow ER_i - ES_i < 0 \end{cases} - \sum_{i=1}^N |ER_i - ES_i| \cdot 120z\text{ł}/MWh \quad (3)$$

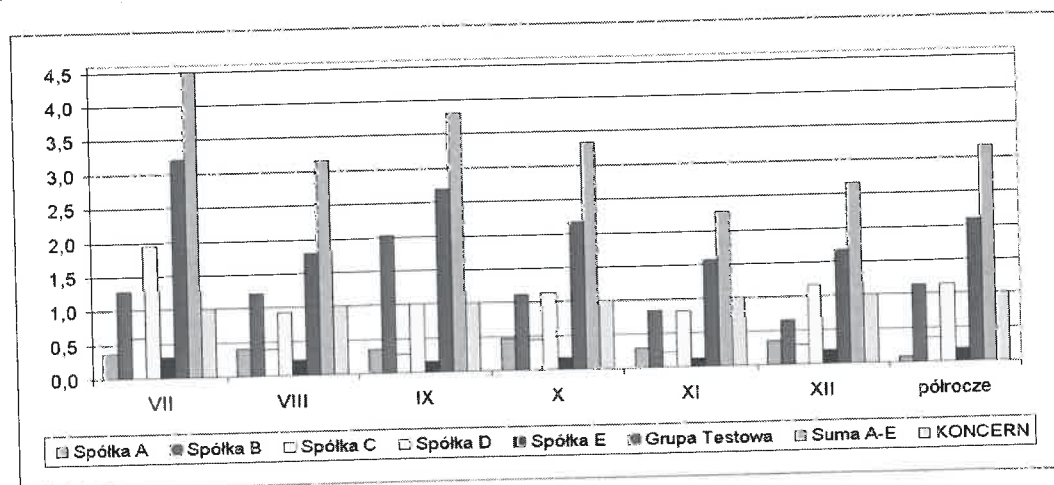
- wariant TGE – wariant przedstawiający koszty związane z bilansowaniem na podstawie różnicy kosztów z wariantu „fakturowego” oraz kosztów alternatywnego dopełnienia pozycji dobowo-godzinowej spółki, liczonej po rzeczywistych cenach notowanych w tym okresie na Towarowej Giełdzie Energii, opisany zależnością (4)

$$\text{wariant_TGE} = \sum_{i=1}^N |ER_i - ES_i| \cdot \begin{cases} CRO \Leftrightarrow -1\% < 100 \frac{ER_i - ES_i}{ER_i} < 1\% \\ CRO_s \Leftrightarrow ER_i - ES_i > 0 \\ CRO_z \Leftrightarrow ER_i - ES_i < 0 \end{cases} - \sum_{i=1}^N |ER_i - ES_i| \cdot \text{Cena_TGE}_i \quad (4)$$

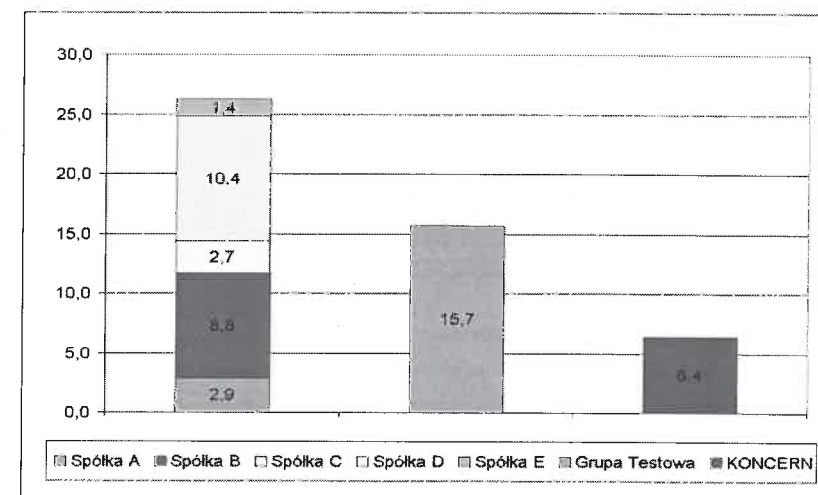
Tabela 1
Stosunek kosztów niezbilansowania poszczególnych grup względem pozycji kosztowej koncernu

Okres	Wariant	SPÓŁKA					GRUPA Testowa	SUMA A-E	Koncern
		A	B	C	D	E			
lipiec	fakturowy	0,4	1,3	0,6	1,9	0,3	3,2	4,5	1,0
sierpień	fakturowy	0,4	1,2	0,4	0,9	0,2	1,8	3,2	1,0
wrzesień	fakturowy	0,4	2,0	0,3	1,0	0,2	2,7	3,8	1,0
październik	fakturowy	0,5	1,1	0,4	1,1	0,2	2,2	3,3	1,0
listopad	fakturowy	0,3	0,8	0,2	0,8	0,1	1,6	2,3	1,0
grudzień	fakturowy	0,4	0,7	0,3	1,2	0,2	1,7	2,7	1,0
Półrocze	fakturowy	0,1	1,1	0,3	1,1	0,2	2,1	3,2	1,0

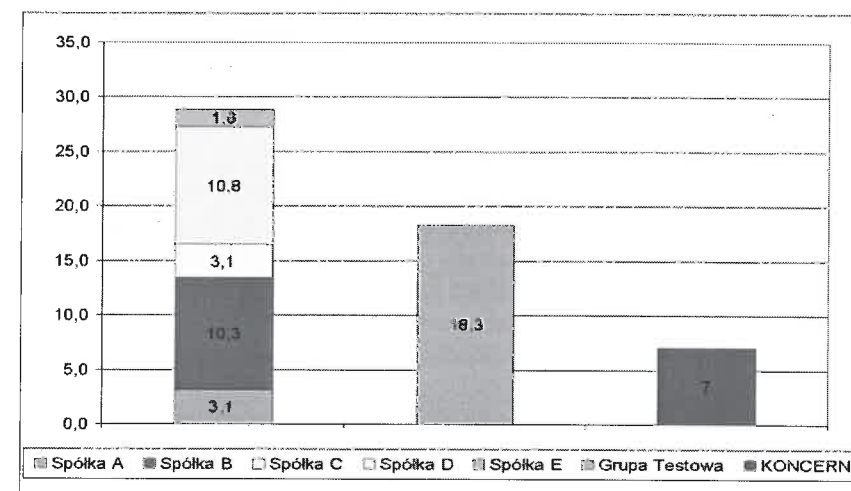
W tabeli 1 i na wykresie 4 zostały przedstawione współczynniki będące ilorazami kosztów niezbilansowania poszczególnych grup względem koncernu. Zaprezentowane wyniki wskazują jednoznacznie, że lokalne bilansowanie wpływa znacząco na ograniczenie przedmiotowych kosztów. Suma poszczególnych składników, jakie za analizowane półrocze poniosły spółki dystrybucyjne, jest trzykrotnie wyższa w stosunku do wartości, jaką musiał ponieść skonsolidowany koncern. Bardzo podobnie przedstawiają się wyniki analiz uzyskane dla wariantów TGE i 120. W tych przypadkach uzyskano blisko pięciokrotne obniżenie kosztów zakupu i odsprzedaży na RB. (rys. 6 i 7)



Rys. 4. Stosunek kosztów niezbilansowania poszczególnych grup względem koncernu.



Rys. 5. Sumaryczne koszty niezbilansowania za analizowane półrocze wyrażone w mln zł dla wariantu TGE.



Rys. 6. Sumaryczne koszty niezbilansowania za analizowane półrocze wyrażone w mln zł dla wariantu 120.

4. Wpływ konsolidacji na ceny RB

Zgodnie z założeniami wprowadzonego w życie w 2001 r. dobowo-godzinowego segmentu bilansującego rynku energii elektrycznej, segment ten nie był przewidziany do prowadzenia aktywnej gry rynkowej przez jego uczestników. Negatywne doświadczenia z blisko rocznego okresu funkcjonowania, wynikające m.in. z zastosowania pewnych uproszczeń w początkowej fazie wdrażania, doprowadziły do swoistej mutacji regulaminu RB. Rewolucja ta, przeprowadzona 1 lipca 2002 r., polegała na wprowadzeniu tzw. cen rozchylonych, na bazie których miały być rozliczane niezależnie zakup i sprzedaż energii przez jednostki grafikowe odbiorcze na RB. Promując dokładność prognozowania, wprowadzono tzw. strefy nieczułości niezbilansowania, w obrębie której rozliczanie miało następować po najmniej krzywdzącej cenie. Wprowadzono zatem:

- cenę CRO_s – stosowaną w przypadku odbierania energii z RB, określoną wzorem:

$$CRO_s = \frac{CP_1 \cdot \Delta EZS_1 + CP_2 \cdot \Delta EZS_2 + \dots + CP_N \cdot \Delta EZS_N}{\Delta EZS_1 + \Delta EZS_2 + \dots + \Delta EZS_N} \quad (5)$$

gdzie

CP_1, \dots, CP_N – ceny pasm przyrostowych,
 $\Delta EZS_1, \dots, \Delta EZS_N$ – ilości energii z kolejnych wykorzystanych pasm przyrostowych,
 N – liczba wykorzystanych w godzinie pasm ofertowych przyrostowych,

- cenę CRO_z – stosowaną w przypadku dostarczania energii na RB, określoną wzorem:

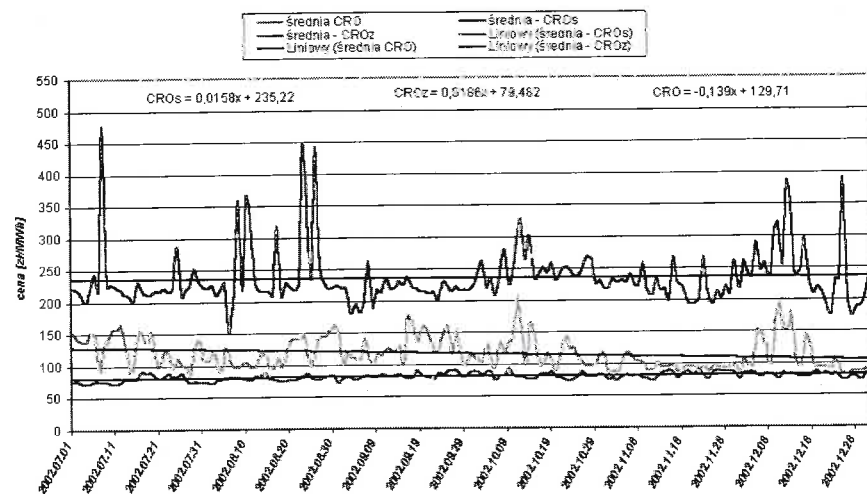
$$CRO_z = \frac{CR_1 \cdot \Delta EZS_1 + CR_2 \cdot \Delta EZS_2 + \dots + CR_M \cdot \Delta EZS_M}{\Delta EZS_1 + \Delta EZS_2 + \dots + \Delta EZS_M} \quad (6)$$

gdzie

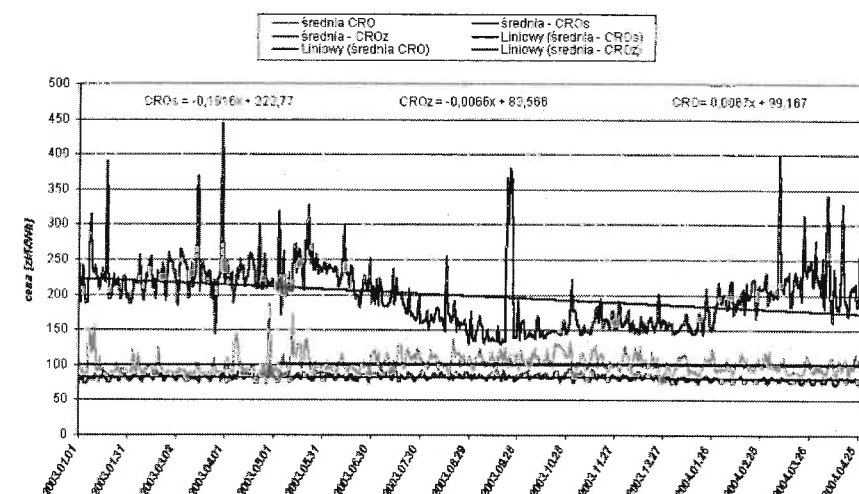
CR_1, \dots, CR_M – ceny pasm redukcyjnych,
 $\Delta EZS_1, \dots, \Delta EZS_M$ – ilości energii z kolejnych wykorzystanych pasm redukcyjnych,
 M – liczba wykorzystanych w godzinie pasm ofertowych redukcyjnych,

- cenę CRO – stosowaną w przypadku gdy bilansowana przez rynek energia mieści się w 1% przedziale niepewności.

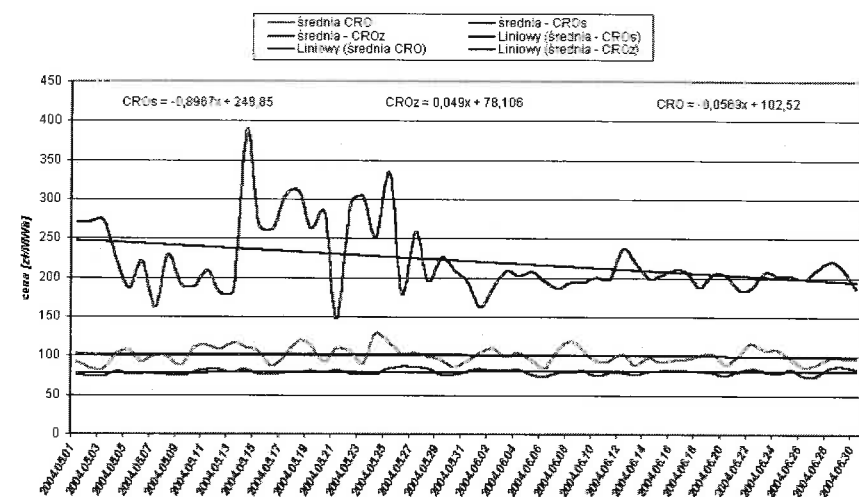
Tak określone zasady rozliczeń w sposób bardzo niekorzystny zaczęły wpływać na pozycję spółek dystrybucyjnych. W okresie przedkonsolidacyjnym, tj. od 1.07.2002 r. do 31.12.2002 r., można zaobserwować (rys. 7) wyraźny trend wzrostu poziomu ceny CROs. Należy w tym miejscu podkreślić, iż poziom tego nie były w stanie obniżyć funkcjonujące już w SD profesjonalne narzędzia informatyczne, wspomagające proces prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną. Wyraźną zmianę trendu można zaobserwować z chwilą pierwszej konsolidacji SD, a kolejne zakończone procesy konsolidacyjne zdają się potwierdzać tę regułę (rys. 7-12). Uzyskano zatem obniżenie średniego poziomu CROs z 235,22 zł/MWh na 207,55 zł/MWh (czyli o 27,67 zł/MWh) oraz podwyższenie średniego poziomu CROz z 79,48 zł/MWh na 79,94 zł/MWh (o 0,46 zł/MWh). Należy zatem sądzić, iż dalsze konsolidacje spowodują utrzymanie kierunków analizowanych trendów.



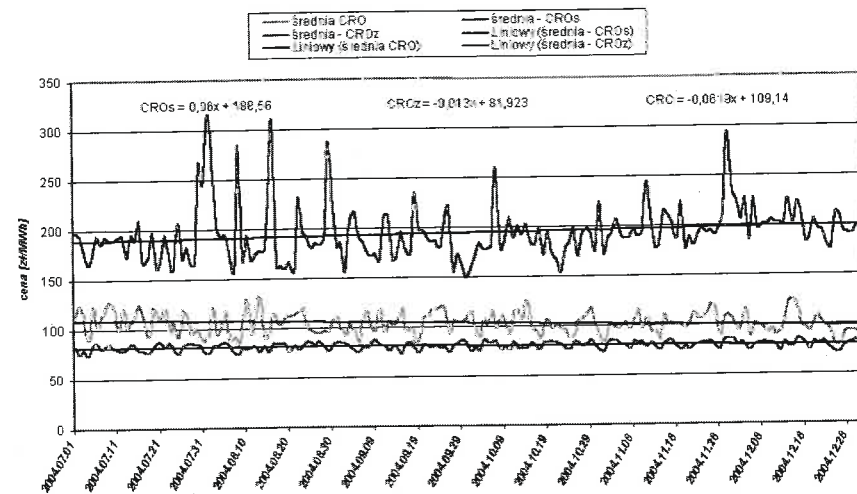
Rys. 7. Kształtowanie się cen RB wraz z liniami trendu w okresie od 1.07.2002 do 31.12.2002 (okres przedkonsolidacyjny).



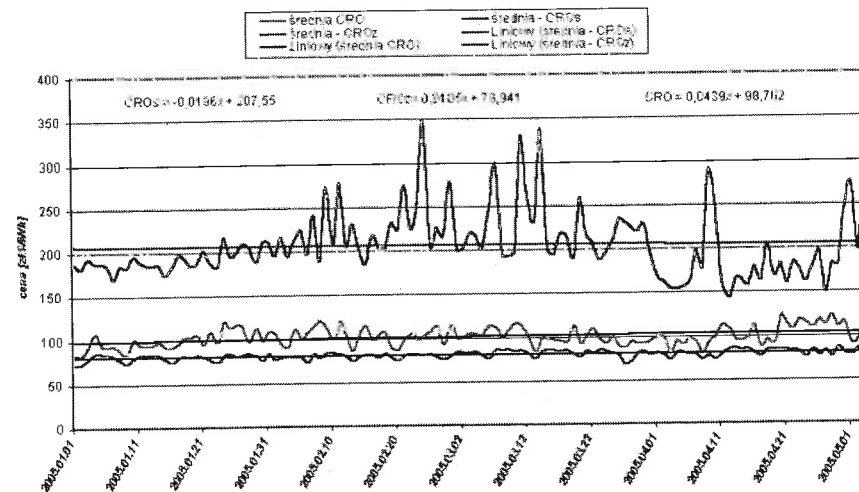
Rys. 8. Kształtowanie się cen RB wraz z liniami trendu w okresie od 1.01.2003 do 30.04.2004 (konsolidacja grupy ENEA S.A.).



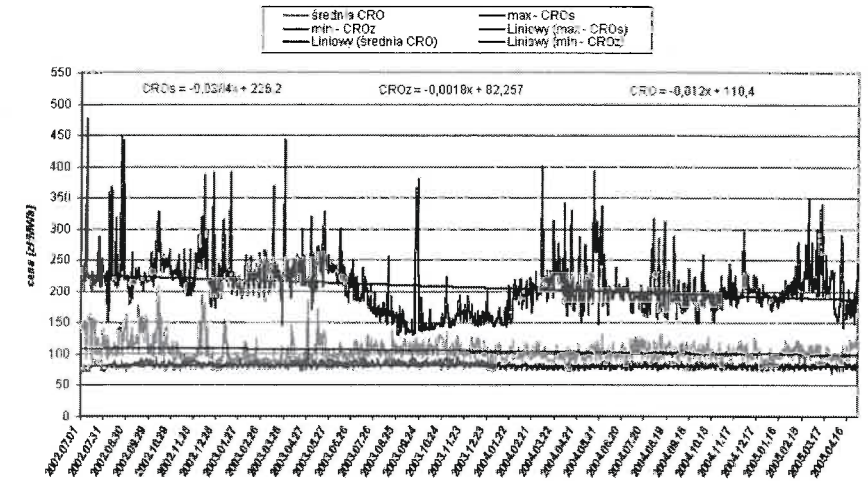
Rys. 9. Kształtowanie się cen RB wraz z liniami trendu w okresie od 1.05.2004 do 30.06.2004 (konsolidacja grupy EnergiaPro S.A.).



Rys. 10. Kształtowanie się cen RB wraz z liniami trendu w okresie od 1.07.2004 do 31.12.2004 (konsolidacja Enion S.A.).



Rys. 11. Kształtowanie się cen RB wraz z liniami trendu w okresie od 1.01.2005 do 4.05.2005 (konsolidacja ENERGA S.A.).



Rys. 12. Kształtowanie się cen RB wraz z liniami trendu, począwszy od 1.07.2002.

5. Podsumowanie

W referacie został przedstawiony wpływ procesów konsolidacyjnych na obniżenie kosztów związanych z niezbilansowaniem pozycji dobowo-godzinowej. Ograniczenie kosztów dla półrocznego okresu, w zależności od wariantu, wyniosło od 20 do 80 mln zł. Proces konsolidacyjny wpłynął ponadto na duże ograniczenie błędów MAPE oraz na zmiany cen RB. Wydaje się, iż powyższe czynniki miały wpływ na obniżki cen energii, które zaobserwować można w części taryf na energię elektryczną, obowiązujących od 1 stycznia 2005 r. Planowana od stycznia 2006 r. zmiana Ustawy o Podatku Akcyzowym wprowadzić może istotne zmiany, polegające na przeniesieniu kosztów akcyzy na energię elektryczną z sektora wytwórczego na odbiorcę końcowego, a tym samym na sektor dystrybucji. Z całą pewnością SD, konstruując nowe taryfy, wykażą chęć przeniesienia kosztów akcyzy na swoich klientów. Wydaje się, iż Prezes URE przy zatwierdzaniu stawek nowych taryf może mieć na względzie uzyskiwanie przez SD niższych kosztów uczestnictwa w RB, co może mieć wpływ na ograniczenie przeniesienia kosztów akcyzy na klientów taryfowych.