

GŁÓWNE PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA EKSTREMÓW CENOWYCH NA RYNKU BILANSUJĄCYM

Autorzy: Jacek Sadowski, Mateusz Zawisza, Bogumił Kamiński

(„Rynek Energii” – nr 2/2012)

Słowa kluczowe: prognozowanie cen, rynek energii, rynek bilansujący, ekstrema cenowe, ryzyko niezbilansowania

Streszczenie. Zdolność przewidywania i objaśniania występowania ekstremów cenowych na rynku bilansującym jest istotna z punktu widzenia bezpieczeństwa systemu energetycznego oraz ograniczania ryzyka cenowego spółek wytwórczych i sprzedażowych, optymalizujących produkcję i zapotrzebowanie na rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego. W artykule przedstawiona jest metoda identyfikacji ekstremów cenowych na rynku bilansującym w Polsce. Ekstrema cenowe zostały zdefiniowane, jako silne odchylenia cen energii na rynku bilansującym od cen energii wyznaczonych przez model regresji liniowej. Do modelowania ekstremów cenowych wykorzystano model addytywnej regresji logistycznej, uwzględniający wyniki modelu fundamentalnego popytu i podaży na polskim rynku energii elektrycznej. Zidentyfikowano i opisano główne czynniki wpływające na występowanie ekstremów cenowych oraz zaproponowano strategię ograniczania ryzyka cenowego opartą o przedstawione modele.

1. WSTĘP

Energia elektryczna jest przedmiotem handlu na rynku hurtowym. Niedopasowania powstałe na tym rynku są w Polsce bilansowane na rynku bilansującym, który zgodnie z definicją zawartą w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, jest „mechanizmem bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE” [5].

Przy spełnionym założeniu o istnieniu doskonałej konkurencji, cena na rynku bilansującym dla danej godziny ustalana jest na poziomie najwyższego kosztu krańcowego bloku energetycznego z grupy bloków energetycznych pokrywających w całości zapotrzebowanie na energię w tej godzinie.

Założenie o doskonałej konkurencyjności rynku energii elektrycznej w Polsce nie jest spełnione. Generacja skupiona jest w kilku dużych grupach energetycznych. Ich strategia ofertowa może wpływać na cenę rynkową. W związku z tym, metody analizy fundamentalnej są niewystarczające przy prognozowaniu ceny na analizowanym rynku. Dodatkowo, w momencie wykonywania prognozy, podmiot zainteresowany dysponuje jedynie częściową informacją odnośnie dostępnych mocy wytwórczych (strona podaźowa) i zapotrzebowania na energię (strona popytowa). Powyższe czynniki sprzyjają stosowaniu modeli statystycznych korygujących otrzymane wyniki modeli fundamentalnych. [1] dokonuje charakteryzacji i porównania innych metod stosowanych przy prognozowaniu cen energii elektrycznej.

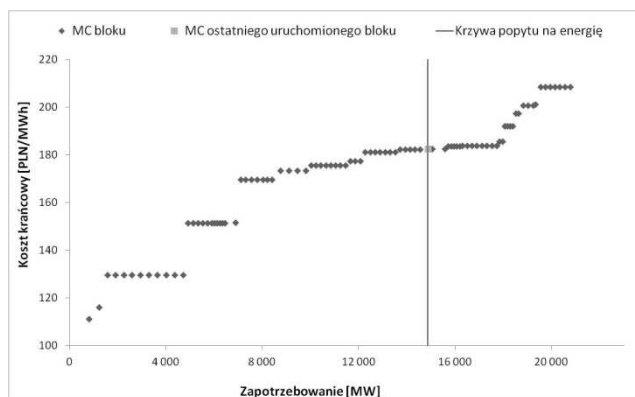
W niniejszej pracy do modelowania *typowego* zachowania poziomu cen na rynku wykorzystany jest model regresji liniowej. Jednak gdy nadwyżki dyspozycyjnych mocy wytwórczych nad popytem są wyjątkowo niskie, strategie ofertowe wytwórców i strategie handlowe spółek obrotu mogą doprowadzić do istotnego podniesienia cen ponad ich typowy przebieg. Może być to źródłem istotnych strat dla przedsiębiorstw, które w danej godzinie są niezbilansowane i muszą odebrać energię z rynku bilansującego. W związku z powyższym, przedsiębiorstwa powinny dysponować modelami umożliwiającymi identyfikację ekstremów cenowych i strategiami ograniczania ryzyka wystąpienia strat z tytułu tych ekstremów.

Cel opracowania jest trojaki. Po pierwsze zaprezentowana zostanie nowa definicja ekstremów cenowych, opierająca się na wynikach prognoz cen klasycznej regresji liniowej, opisanej w części trzeciej. Po drugie, w części czwartej, przedstawione zostaną dwa konkurencyjne modele objaśniające występo-

wanie zdefiniowanych wcześniej ekstremów cenowych. Po trzecie, w rozdziale piątym, zostanie zaproponowana i oceniona strategia ograniczenia ryzyka niezbilansowania, która wykorzystuje zbudowane wcześniej modele.

2. PRZYGOTOWANIE DANYCH

W modelach szacowanych w niniejszym artykule wykorzystywane będą trzy typy danych. Po pierwsze, zmienne kalendarzowe takie jak: godzina (hour), typ dnia tygodnia z uwzględnieniem świąt (traktowanych jak niedziele) i długich weekendów (weekday) oraz miesiąc (month). Ze względu na sezonowość i okresowość charakteryzujące zapotrzebowanie na energię w czasie, zmienne te objaśniają znaczną część zmienności cen. Niemniej jednak, z punktu widzenia celu niniejszego opracowania, pełnią one jedynie funkcję kontrolną i ich wpływ nie będzie przedmiotem dalszej analizy. Do drugiej grupy zaliczone zostały dane dotyczące polskiego systemu elektroenergetycznego i rynku energii elektrycznej oraz ich przekształcenia. Wśród nich wyróżniamy: zapotrzebowanie na energię elektryczną w polskim systemie energetycznym (Load); popyt krajowy pozostały do zaspokojenia przez JWCD (ResidualDemand), czyli zapotrzebowanie na energię elektryczną pomniejszone o generację nJWCD; nadwyżkę podaży energii elektrycznej nad popytem (SupplyMargin), czyli sumę dostępnych mocy wytwórczych JWCD i generacji nJWCD pomniejszoną o zapotrzebowanie krajowe. W modelowaniu wykorzystano również szeregi czasowe cen na rynku bilansującym (BMPrice), rynku dnia następnego w Polsce (SpotPrice), Niemczech (EEXPrice), Czechach (OTEPPrice) i w Szwecji (NPPPrice). W modelu wykorzystane zostały dane rzeczywiste i estymacje PSE Operatora z WPKD. Trzecim typem danych są wyniki modelu fundamentalnego. Sposób ich uzyskania zostanie teraz opisany.



Rys. 1. Mechanizm wyznaczania kosztu krańcowego ostatniego bloku pokrywającego zapotrzebowanie

Jak zaznaczono we wstępie, podstawą kształtowania się ceny na rynku bilansującym jest najwyższy koszt krańcowy bloku energetycznego z grupy bloków pokrywających w całości zapotrzebowanie na energię w danej godzinie. Koszty krańcowe poszczególnych bloków zostały obliczone z uwzględnieniem ich sprawności, współczynników emisyjności, kosztów zakupu i transportu paliwa. Pomimo, że część uprawnień do emisji CO₂ pozyskiwana jest przez wytwórców za darmo, ich koszt w całości został przeniesiony do kosztu krańcowego (to koszt utraconych możliwości, ponieważ wytwórcy mogą odsprzedać pozwolenia na emisje zamiast je wykorzystywać). Krzywa podaży dla każdej godziny skonstruowana została w oparciu o koszty krańcowe dostępnych bloków. Dostępność mocy wytwórczych określona została w oparciu o dane o remontach z WPKD. W modelu wykorzystano popyt na energię elektryczną pozostały po zaspokojeniu części popytu przez jednostki wytwórcze z grupy nJWCD. Wynika to z tego, że sterowanie ilością energii wyprodukowaną przez źródła wytwórcze nJWCD nie jest możliwe lub jest bardzo kosztowne. Zakładamy zatem, że zapotrzebowanie na energię jest zaspokajane

w pierwszej kolejności przez te źródła, a dopiero później przez źródła z grupy JWCD. Dla danej godziny, popyt na energię elektryczną produkowaną przez JWCD jest sztywny i równy zapotrzebowaniu pomniejszonemu o generację nJWCD. Krzywa popytu ma zatem przebieg pionowy. Koszt krańcowy (MC) ostatniego uruchomionego bloku wyznaczony jest przez przecięcie się krzywej popytu i podaży. Mechanizm jego ustalania przedstawiony został na Rysunku 1.

Strategia badania polega na podziale zbioru danych na trzy podzbiory. Okres od 1 stycznia 2010 do 31 grudnia 2010 zostanie wykorzystany jako zbiór uczący dla modelu regresji liniowej. W oparciu o okres od 1 stycznia 2011 do 30 czerwca 2011 roku, przy pomocy modelu regresji liniowej, ustalona zostanie definicja ekstremum cenowego. Okres ten posłuży również jako zbiór uczący dla modelu addytywnej regresji logistycznej prognozującego ekstrema cenowe. Okres od 1 lipca 2011 do 31 grudnia 2011 zostanie wykorzystany do oceny zaproponowanych w artykule strategii ograniczania ryzyka niezbilansowania.

3. MODEL REGRESJI LINIOWEJ – TYPOWY PRZEBIEG CEN

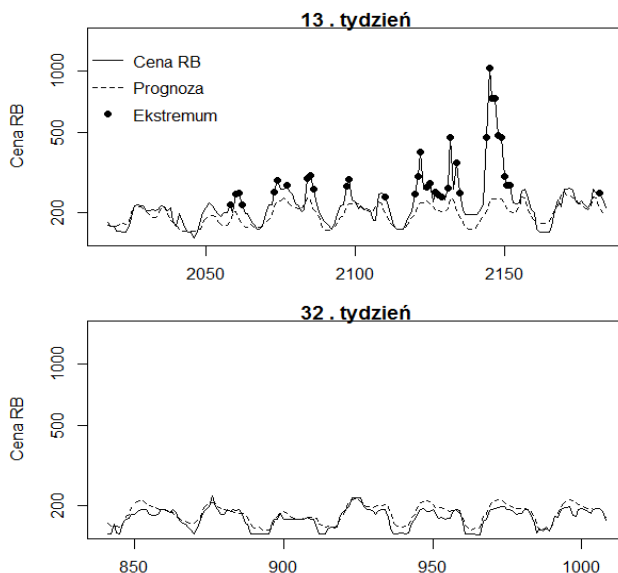
Punktem wyjścia dla analizy występowania cen ekstremalnych na rynku bilansującym będzie model prognozujący te ceny. Estymacji i prognoz dokonywano krokowo. Pierwszy model oszacowany został w oparciu o dane godzinowe dla roku 2010. W oparciu o niego dokonano prognozy na dzień 1 stycznia 2011 roku (na 24 godziny do przodu). Następnie oszacowano model na okresie od początku 2010 roku do dnia 1 stycznia 2011 roku włącznie i wyznaczono prognozę na 2 stycznia 2011 roku. Czynność tę powtórzono 181 razy, uzyskując godzinowe prognozy do dnia 30 czerwca 2011 roku. Okazało się, że ceny energii na rynku bilansującym najlepiej prognozuje model potęgowy, tj. taki, w którym zarówno zmienna objaśniana jak i zmienne objaśniające zostały poddane logarytmowaniu, por. [2]. Uzyskane przy jego pomocy prognozy okazały się lepsze niż prognozy uzyskane w oparciu o modele regresji medianowej, jednowarstwowej sieci z dwoma neuronami oraz modele AR, SETAR, LSTAR. Z opisem powyższych technik prognozowania cen energii można się zapoznać w [6].

Wśród zmiennych objaśniających wybranego modelu znalazły się: opóźnienia cen na rynku bilansującym, opóźnienia cen na rynku dnia następnego w Polsce, Niemczech, Czechach i Szwecji, godzina, miesiąc, dzień tygodnia, zapotrzebowanie, nadwyżka podaży nad popytem oraz koszt krańcowy ostatniego bloku pokrywającego zapotrzebowanie. Średni bezwzględny procentowy błąd prognozy (MAPE) dla okresu testowego wyniósł 9,69% (90%-przedział ufności [9,34%; 10,04%]). Statystyki opisowe godzinowych błędów prognozy oraz wartości empirycznych i prognozowanych cen na rynku bilansującym dla okresu prognozy przedstawione zostały w tabeli 1.

Tabela 1
Statystyki opisowe błędów prognozy, wartości obserwowanych i prognozowanych zmiennej zależnej dla okresu od 1 stycznia do 30 czerwca 2011

Statystyka opisowa	Błąd prognozy	Ceny Obserwowane	Ceny Prognozowane
Minimum	-113,20	115,00	90,87
Pierwszy kwartyl	-17,83	180,77	181,70
Mediana	-3,85	196,56	201,77
Średnia	-1,27	201,83	203,10
Trzeci kwartyl	9,63	215,00	223,14
Maksimum	806,90	1032,80	302,21
Skośność	6,68	4,89	0,14

Wśród przeszacowań nie zdarzały się błędy tak duże, jak wśród niedoszacowań – maksymalna wartość niedoszacowania to 806,90 PLN/MWh, natomiast przeszacowania to jedynie 113,20 PLN/MWh. Rysunek 2 przedstawia prognozy dla dwóch wybranych tygodni roku 2011. Model spisywał się dobrze przy prognozowaniu typowego przebiegu cen (tydzień 32), natomiast gorzej radził sobie, gdy występowały bardzo wysokie wartości ceny (tydzień 13).



Rys. 2 Oszacowania modelu i wartości obserwowane cen na rynku bilansującym dla roku 2011 w tygodniach 13 i 32

W związku z powyższym, z punktu widzenia ograniczania ryzyka, istotne jest zidentyfikowanie przypadków, w których model istotnie nie doszacowuje ceny na rynku bilansującym. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, posługujące się modelem zbliżonym do przedstawionego powyżej, nie przewidzi wystąpienia ekstremum cenowego, wówczas narażone jest na znaczące straty.

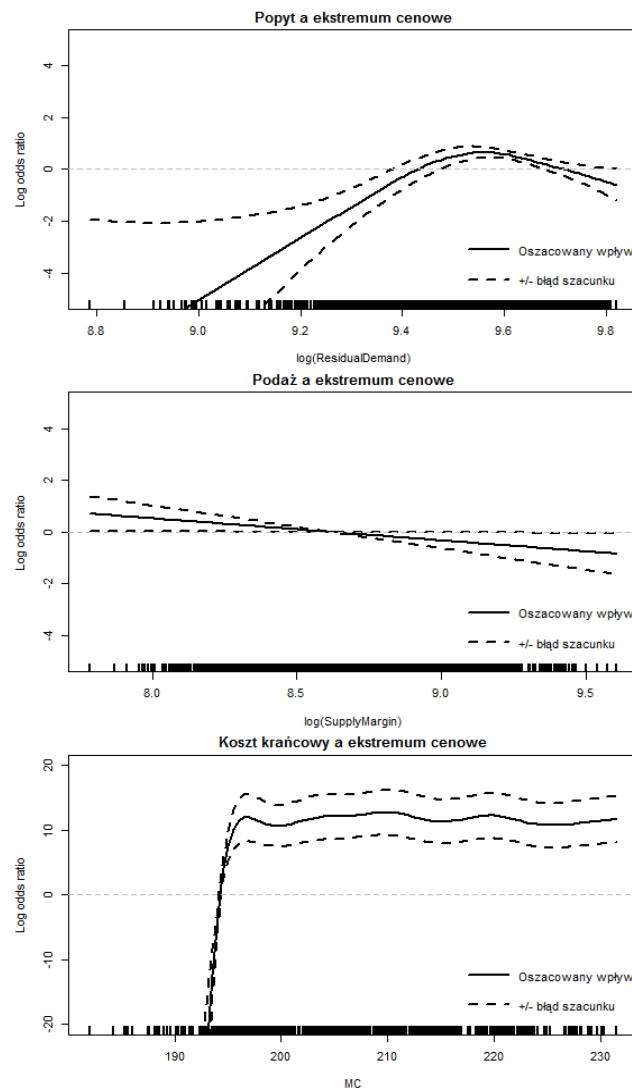
Do stworzenia definicji ekstremum cenowego, czyli sytuacji, w której występuje nietypowe zawyżenie ceny na rynku bilansującym posłużymy się 95 percentylem empirycznego rozkładu błędów prognozy, który w analizowanym przypadku wynosi 37,36 PLN/MWh. Stąd przyjmujemy, że ekstrema cenowe wystąpiły w tych okresach, kiedy rzeczywista cena na rynku bilansującym była wyższa od ceny wyznaczonej przez model o co najmniej 37,36 PLN/MWh.

Definicja ekstremum cenowego oparta o odchylenie obserwacji od prognoz pochodzących z modelu regresji liniowej jest lepsza, niż przyjmowanie stałej ceny, powyżej której obserwację uznamy za ekstremum cenowe, gdyż ceny na rynku bilansującym wykazują silną sezonowość i okresowość. Przykładowo, cena 250 PLN/MWh, będzie czymś bardzo nietypowym o godzinie 3 w nocy w maju, natomiast nie będzie dziwić, jeżeli wystąpi w mroźny zimowy dzień o godzinie 19.

4. OBJAŚNIANIE I PRZEWIDYWANIE EKSTREMÓW CENOWYCH

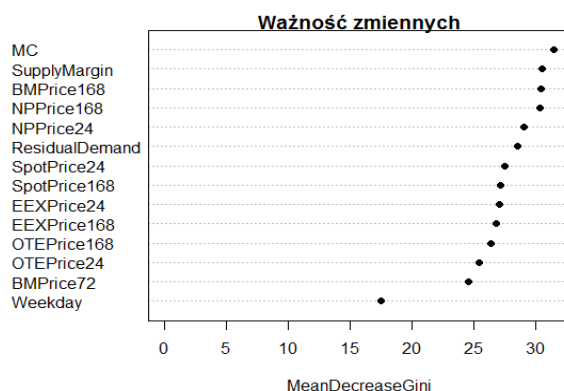
Zdefiniowanie ekstremów cenowych umożliwia nam przejście do kolejnego etapu analizy – estymacji addytywnej regresji logistycznej (ang. *Additive Logistic Regression*) służącej do przewidywania i objaśniania występowania ekstremów cenowych na rynku bilansującym, por. [3] i [4]. Model taki, w połączeniu z modelem opisanym w poprzednim rozdziale, pozwala na skuteczne ograniczanie ryzyka cenowego wynikającego z niezbilansowania.

Kierunek wpływu najważniejszych zmiennych objaśniających na prawdopodobieństwo wystąpienia ekstremum cenowego przedstawia rysunek 3. Możemy zidentyfikować następujące zależności. Po pierwsze, wpływ kosztu krańcowego ostatniej elektrowni pokrywającej zapotrzebowanie (MC) na prawdopodobieństwo wystąpienia ekstremów jest skokowy i bardzo silny w porównaniu z innymi zmiennymi. Dla wartości kosztu krańcowego mniejszej niż 195 PLN/MWh prawdopodobieństwo jest bardzo małe, zaś dla wartości większych niż 195 PLN/MWh utrzymuje się na stałym, wysokim poziomie. Ponadto, jeżeli nadwyżka podaży nad popytem (SupplyMargin) jest niewielka, to prawdopodobieństwo wystąpienia ekstremum cenowego jest wysokie (nachylenie krzywej SupplyMargin jest ujemne). W końcu, przy niskich wartościach popytu pozostałego do pokrycia przez JWCD (ResidualDemand) prawdopodobieństwo wystąpienia ekstremum cenowego jest niskie, przy bardzo wysokich wartościach umiarkowanie wysokie, a przy wartościach nieco wyższych niż przeciętne prawdopodobieństwo zaistnienia ekstremum cenowego jest najwyższe. Można to uzasadnić przygotowaniem wytwórców do pokrycia zapotrzebowania, kiedy jest ono bardzo wysokie (nie planują na takie okresy remontów i nadmierna podaż obniża cenę na rynku bilansującym). Gdy natomiast zapotrzebowanie jest umiarkowane, a wytwórcy nie są gotowi interweniować – ekstrema mogą występować, gdy np. blok o niskim koszcie krańcowym ulegnie nagłej awarii.



Rys. 3. Wpływ zmiennych objaśniających na logarytm ilorazu szans wystąpienia ekstremum cenowego

Dla porównania wniosków uzyskanych przy pomocy addytywnej regresji logistycznej posłużono się także techniką lasów losowych (ang. *Random Forest*), która pozwala na uszeregowanie zmiennych objaśniających według ich relatywnej mocy predykcji ekstremów cenowych. Opis metody lasów losowych można znaleźć w pozycji [3] lub [4]. Ranking zmiennych uzyskanych techniką lasów losowych został przedstawiony na rysunku 4. W rankingu za kryterium oceny przyjęto współczynnik Giniego, który jest miarą niejednorodności liści w drzewie klasyfikacyjnym. Dobry klasyfikator charakteryzuje się jednorodnymi liśćmi, stąd niższa wartość indeksu Giniego świadczy o lepszej mocy dyskryminacyjnej klasyfikatora. W celu sprawdzenia ważności danej zmiennej, bada się jak dodanie jej wpływa na obniżenie wartości współczynnika Giniego. Największy wpływ na występowanie ekstremów cenowych ma koszt krańcowy ostatniej elektrowni pokrywającej zapotrzebowanie na energię (MC) oraz wysokość nadwyżki podaży nad popytem (SupplyMargin). Istotny wpływ obserwujemy również dla zmiennych takich jak: cena energii na rynku bilansującym z poprzedniego tygodnia (BMPrice168), ceny na skandynawskim rynku spot (NPPrice168 i NPPrice24), a także popyt pozostały po odjęciu generacji nJWCD (ResidualDemand) oraz historyczne ceny na krajowym rynku spot (SpotPrice24 i SpotPrice168).



Rys. 4. Siła wpływu zmiennych objaśniających na występowanie ekstremów cenowych

Wykorzystanie otrzymanego w niniejszym rozdziale modelu prognozującego występowanie ekstremów cenowych do zarządzania ryzykiem zostało przedstawione w kolejnym rozdziale.

5. STRATEGIE OGRANICZANIA RYZYKA

Estymacja modeli opisanych w rozdziale 3 i 4 ma na celu ograniczenie ryzyka wystąpienia ponadprzeciętnych strat z tytułu konieczności odebrania energii z rynku bilansującego w sytuacjach, gdy cena na tym rynku będzie bardzo wysoka. W tym rozdziale pokażemy, że zastosowanie strategii opartej na wynikach dwóch oszacowanych wcześniej modeli prowadzi do skutecznej realizacji tego celu.

Przedmiotem analizy będzie spółka sprzedażowa lub elektrociepłownia. Spółka sprzedażowa musi oszacować zapotrzebowanie swoich klientów, a następnie dostarczyć im tyle energii, ile to zapotrzebowanie faktycznie wyniesie. Na rynku dnia następnego kupuje tyle energii, ile wynosi prognozowane zapotrzebowanie zgłaszane przez klientów. Prognoza rzadko kiedy równa jest dokładnie zgłoszonemu zapotrzebowaniu. Powstałe odchylenia muszą być bilansowane po cenach rynku bilansującego. Elektrociepłownia sprzedaje na rynku energię wytworzoną w kogeneracji. Ilość wytworzonej energii zależy od zapotrzebowania na ciepło. Elektrociepłownia szacuje swoją generację i sprzedaje ją na rynku dnia następnego. Powstałe odchylenia między wartością prognozowaną, a faktycznie wyprodukowaną muszą być bilansowane po cenie rynku bilansującego.

Przyjmijmy, że spółka dysponuje modelami prognostycznymi potrafiącymi obliczyć prognozowaną

wartość zapotrzebowania/generacji dla każdej godziny z dokładnością do 100 MW. Błąd prognozy ma rozkład jednostajny na przedziale [-100; 100]. Tak funkcjonująca firma może przyjąć jedną z trzech strategii. Po pierwsze (strategia Brak modelu) może wchodzić na rynek bilansujący z całością różnicy między wartością rzeczywistą i prognozowaną. Po drugie (strategia Model bazowy) może stosować model regresji liniowej prognozujący ceny na rynku bilansującym. Po wynikach pierwszego fixingu TGE dokupi lub odsprzeda na drugim fixingu ilość energii ustaloną według wzoru:

$$10MW_{nr_decylu(x)}$$

gdzie x jest różnicą między ceną pierwszego fixingu i prognozowaną ceną rynku bilansującego

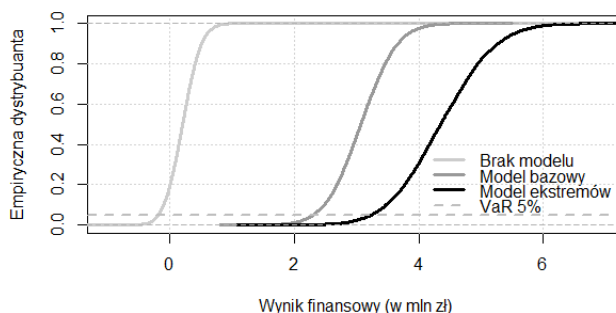
Decyle zostaną wyznaczone w oparciu o wartości zmiennej x dla pierwszej połowy roku 2011 oddzielnie dla przypadku, gdy wartość teoretyczna ceny na rynku bilansującym jest wyższa niż cena giełdowa i gdy jest niższa. Jeżeli model wskazuje wyższą cenę rynku bilansującego, wówczas firma dokupi energię, jeżeli niższą, to ją odsprzeda.

Trzecia strategia (Model ekstremów) stanowi modyfikację drugiej strategii. Firma stosuje dodatkowo model prognozujący ekstrema cenowe. Przewiduje ona wystąpienie ekstremum cenowego, jeżeli prawdopodobieństwo wyznaczone przez model addytywnej regresji logistycznej jest większe niż pewna wartość progowa. W sytuacji prognozowanego ekstremum, przedsiębiorstwo dokupuje na drugim fixingu 200 MW tak, aby uniknąć zakupu energii na rynku bilansującym. Wartość progowa została wyznaczona tak, aby maksymalizować wynik w okresie pierwszego półrocza 2011 i wyniosła 0,08.

Statystyki opisowe rozkładów wyników finansowych na drugim półroczu 2011 dla poszczególnych strategii przedstawia tabela 2. Najlepszą z przedstawionych strategii jest strategia „Model ekstremów”, dzięki której w badanym okresie, można było zarobić średnio aż 4,36 mln PLN. Różnice między średnimi wynikami, dla dowolnych dwóch strategii są statystycznie istotne na podstawie testu t-studenta z krytycznym poziomem istotności wynoszącym 0,042. Dystrybuanty empiryczne wyniku finansowego każdej z trzech strategii przedstawia rysunek 5. Strategia trzecia wykazuje dominację stochastyczną pierwszego rzędu nad strategią pierwszą i drugą, co oznacza, że inwestor będzie zawsze preferował tę strategię.

Tabela 2
Statystyki opisowe rozkładu wyniku finansowego
rozpatrywanych trzech strategii ograniczenia ryzyka (w mln PLN)

	Brak modelu	Model bazowy	Model ekstrem
Percentyl 1%	-0.34	2.00	2.79
Percentyl 5%	-0.18	2.30	3.22
1. kwartyl	0.04	2.75	3.88
Mediana	0.19	3.06	4.34
Średnia	0.20	3.07	4.36
3. kwartyl	0.36	3.38	4.81
Percentyl 95%	0.60	3.82	5.52
Percentyl 99%	0.75	4.17	6.03
Odchylenie standardowe	0.24	0.46	0.70
Współczynnik zmienności	119%	15%	16%



Rys. 5. Empiryczne dystrybuanty wyniku finansowego (w mln PLN) trzech rozpatrywanych strategii za drugą połowę roku 2011

6. PODSUMOWANIE

W artykule wykazano, że uzasadnione jest łączenie modeli fundamentalnych i modeli statystycznych opisujących kształtowanie się cen na rynku bilansującym. Wyniki modeli fundamentalnych (np. koszt krańcowy ostatniej elektrowni pokrywającej zapotrzebowanie na energię) są doskonałymi zmiennymi objaśniającymi w modelach statystycznych opisujących zarówno typowy przebieg cen na rynku bilansującym, jak i występowanie ekstremów cenowych.

Modelem prognozującym typowy przebieg cen na rynku bilansującym zastosowanym w pracy jest model potęgowy oszacowany przy pomocy klasycznej regresji liniowej. Błąd prognozy wyniósł 9,69%. Model umożliwił zidentyfikowanie ekstremów cenowych, które potem były objaśniane przez modele addytywnej regresji logistycznej i lasów losowych.

Ekstrema cenowe na rynku bilansującym występowały w okresach niewielkiej nadwyżki podaży nad popytem na energię, gdy uruchamiane były bloki o najwyższych kosztach krańcowych oraz gdy zapotrzebowanie na energię miało umiarkowane wartości. Świadczy to o tym, że większy wpływ na występowanie ekstremów cenowych ma strona podażowa, niż popytowa. Polski system energetyczny jest gotów pokrywać nawet najwyższe zapotrzebowanie pod warunkiem, że wytwórcy są na to przygotowani. Ekstrema cenowe występują natomiast w sytuacjach, gdy przyczyną wystąpienia niskiej rezerwy mocy jest np. wypadnięcie jednostki wytwórczej.

Zastosowanie zaproponowanych strategii skutecznie ograniczyło ryzyko finansowe niezbilansowania. Zastosowanie modelu liniowego z odpowiednio dobraną do niego strategią pozwoliło zwiększyć średni wynik hipotetycznego uczestnika rynku za drugą połowę roku 2011 o 2,87 mln PLN z 0,2 do 3,07 mln PLN. Jeszcze lepsze rezultaty osiągnięto stosując dodatkowo model ekstremów cenowych. Średni zysk wzrósł dzięki niemu o 1,29 mln PLN do poziomu 4,36 mln PLN. Przy zastosowaniu zaproponowanych strategii, dla 10 tys. symulacji, firma ani razu nie zamknęła drugiego półrocza 2011 roku ze stratą.

Uzyskane wyniki wykazują zasadność stosowania złożonych strategii zarządzania ryzykiem niezbilansowania uwzględniających występowanie ekstremów cenowych na rynku.

LITERATURA

- [1] Aggarwali S. K., Saini L. M., Kumar A.: Electricity price forecasting in deregulated markets: A review and evaluation, *Electrical Power and Energy Systems* 2009 nr 31.
- [2] Gruszczyński M., Kuszewski T., Podgórska M. (red.): *Ekonometria i badania operacyjne Podręcznik dla studiów licencjackich*, Wyd. Naukowe PWN 2009.
- [3] Hastie T., Tibshirani R., Friedman J.: *The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, and Prediction*. Springer 2009.
- [4] Koronacki J., Ćwik J.: *Statystyczne systemy uczące się*, Oficyna Wyd. EXIT 2008.
- [5] Polskie Sieci Energetyczne S.A.: *Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi*.
W: *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej*, 2010
- [6] Weron R.: *Modeling and forecasting electricity loads and prices. A Statistical Approach*, John Wiley & Sons Ltd 2006.

MAJOR DRIVERS FOR PRICE SPIKES' OCCURRENCE ON BALANCING MARKET

Key words: energy price forecasting, energy market, balancing market, price spikes, risk of imbalance

Summary. Ability to describe and forecast price spikes on a balancing market is important for energy system security and for limiting financial risk of imbalance for generators and sales companies, optimizing production and demand on spot and intraday markets. The paper presents a method for identification of spikes on Polish balancing market. Spikes are defined as strong deviations from prices forecasted by the linear regression model based, among others, on the fundamental model for electricity supply and demand equilibrium. Major factors influencing spikes occurrence are identified and described. Strategies for limiting financial risk of imbalance, based on the described models, are presented.

Jacek Sadowski, Analityk Rynku w Vattenfall Energy Trading,
e-mail: jck.sadowski@gmail.com

Mateusz Zawisza, doktorant w Kolegium Analiz Ekonomicznych w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie, e-mail: mat.zawisza@gmail.com

Bogumił Kamiński, dr, adiunkt w Instytucie Ekonometrii w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie, e-mail: bkamins@sgh.waw.pl