

mgr Karolina Mucha-Kuś

St. Specjalista w Biurze Analiz Operacyjnych, TAURON Polska Energia S.A.

ul. ks. Piotra Ściegiennego 3, 40-114 Katowice

e-mail: karolina.mucha-kus@tauron-pe.pl

Doktorantka w Katedrze Zarządzania Przedsiębiorstwem UE w Katowicach

dr Krzysztof Zamasz

Wyższa Szkoła Biznesu w Dąbrowie Górniczej

ul. Cieplaka 1C, 41-300 Dąbrowa Górnicza

e-mail: kzamasz@wsb.edu.pl

dr inż. Maciej Sołtysik

Szef Biura Analiz Operacyjnych, TAURON Polska Energia S.A.

ul. ks. Piotra Ściegiennego 3, 40-114 Katowice

e-mail: maciej.soltysik@tauron-pe.pl

Innowacyjne strategie kooperacyjnych zachowań uczestników rynku energii

Innovative strategies of cooperative behaviours on the energy market

Streszczenie: Obecnie korzyści ekonomiczne przedsiębiorstw zależą od efektywnego wykorzystania odpowiednich strategii działań. Celem artykułu jest określenie czy innowacyjne strategie kooperacji przynoszą korzyści indywidualne, jak i wspólne dla zaangażowanych graczy. Szczególną uwagę autorzy poświęcają częstotliwości interakcji graczy rynkowych i jej wpływu na osiągnięte wyniki. W artykule przedstawiono rezultaty badań ilościowych przeprowadzonych na rynku energii w Polsce.

Summary: Currently, the economic benefit of companies depends on the effective use of appropriate business strategies. The purpose of this article is to determine whether innovative cooperation strategies generate individual and common benefit. Authors devote special

attention to frequency of interactions among market players and its impact on their business results. The article presents the results of quantitative research conducted on the energy market in Poland. (autor tłumaczenia: Karolina Mucha-Kuś)

Słowa kluczowe: innowacje, kooperacja, rynek energii, strategie, zarządzanie

Key words: coopetition, energy market, innovation, management, strategies

Wprowadzenie

Zarządzanie strategiczne charakteryzuje się działaniami o długiej perspektywie podejmowanych decyzji, obserwacją przyszłych zmian otoczenia zarówno wewnętrznego, jak i zewnętrznego oraz dostosowaniem się do nich. Oznacza również wykorzystywanie szans i unikanie zagrożeń pojawiających się w zmiennym otoczeniu [Rokita, 2005, s. 282-304]. Organizacje nie tworzą wartości w odosobnieniu, ale wchodzą w różnego rodzaju relacje w celu osiągnięcia swoich celów strategicznych [Hakanson, Snehota, 2006, 187-200]. W niektórych sektorach gospodarki to współpraca międzyorganizacyjna determinuje formę rynku, a granice nie przebiegają między organizacjami, lecz między grupami kooperujących firm. Takim przykładem może być rynek energii elektrycznej, w którym uczestnicy działają w otoczeniu makroekonomicznym, gdzie przeplatają się czynniki polityczne, prawne, ekonomiczne, demograficzne, społeczne, ekologiczne i technologiczne. W przypadku gdy współpraca występuje pomiędzy konkurentami rynkowymi mamy do czynienia z kooperacją, innowacyjną strategią, która może przynieść korzyści nie tylko indywidualne, ale przede wszystkim wspólne, które są niemożliwe do osiągnięcia w pojedynkę. Pojawia się zatem kluczowe pytanie, czy kooperacja przynosi korzyści dla wszystkich uczestników rynku oraz czy wzrost częstotliwości interakcji kooperatorów ma pozytywny wpływ na osiągnięte przez nich wyniki? Celem artykułu jest odpowiedź na te pytania, sformułowana na podstawie badań ilościowych przeprowadzonych w wybranym obszarze rynku energii.

Kooperacja – ujęcie teoretyczne

Dynamiczne otoczenie implikuje ewolucję reguł gry rynkowej, co bezpośrednio przekłada się na kształt relacji pomiędzy graczami. Kluczowym dla uczestników rynku jest pozostanie w tej grze lub zwiększenie przewagi konkurencyjnej [Mucha-Kuś, 2010, s. 9-12]. Odpowiedzią na dynamikę funkcjonowania rynku odzwierciedlającą rzeczywiste zachowania jego graczy jest współpraca konkurentów. Kooperacja¹ zakłada występowanie konkurencji i współpracy w tym samym czasie i jest strategią zaprojektowaną i wdrażaną w celu

osiągnięcia lepszych wyników w długim okresie, dzięki współpracy z firmą konkurencyjną [Czakon, 2010, s. 8-12]. Koopetycja w literaturze zarządzania przedstawiana jest różnie w zależności od przyjętej perspektywy badawczej, jednak wszyscy badacze zjawiska podkreślają dwie charakteryzujące ją cechy: (i) jednoczesność występowania konkurencji i współdziałania, oraz (ii) generowanie wspólnych korzyści. Koopetycja jest strategią łączącą współpracę oraz konkurencję podmiotów również w różnych zakresach ich działalności [Tidström, 2009, s. 506-518; Czakon, 2009, s.11-14.]. W ujęciu klasycznym nauk ekonomicznych, współpraca konkurentów postrzegana była, jako czynnik negatywnie wpływający na rynek, lub wręcz niszczący konkurencję [Vonortas, 2000, s. 234-271]., Dotychczasowe badania skupiają się więc na jednostronnej perspektywie wpływu wspomnianych zachowań na osiąganie celów, nie dostrzegając szerszego kontekstu. Innowacyjność takiego podejścia z punktu widzenia teoretycznego, stanowi atrakcyjne poznawczo pole rozważań, w szczególności w kontekście wspólnych korzyści jakie może przynieść współpraca konkurentów, uwzględniając wpływ częstotliwości ich interakcji na osiągane wyniki. Zestawiając ograniczony dorobek empiryczny dotychczasowych badańⁱⁱ, zidentyfikowane luki badawcze oraz postulowane w literaturze implikacje koopetycji, eksploracja naukowa w tym obszarze wydaje się być szczególnie aktualna i zasadna.

Koopetycja na rynku energii - założenia badawcze

W celu udzielenia odpowiedzi na postawione we wstępie pytania, przeprowadzone zostały badania empiryczne na przykładzie rynku energii elektrycznej w Polsce. W związku z dołączeniem naszego kraju do Unii Europejskiej, sektor ten, przeszedł ogromne zmiany z uwagi na dostosowanie charakteru jego funkcjonowania do zaleceń unijnych. Przeprowadzone procesy restrukturyzacji, deregulacji oraz prywatyzacji, dają z kolei możliwość studiowania interakcji uczestników rynku uwzględniając czynniki zewnętrzne, jak również reakcję graczy w celu dostosowania się do nowych warunków otoczenia. Wprowadzane zmiany mają na celu stworzenie jednego, wspólnego rynku europejskiego opartego na zasadach konkurencji i współpracy między jego uczestnikami [Mucha-Kuś, Sołtysik, 2012, s. 176-181]. Konieczność wybrania modelu liberalizacji rynku tj. możliwości skorzystania z zasady swobodnego dostępu do sieci (TPA) oraz tworzenia w ramach rynku bilansującego, tzw. grup bilansujących, których wprowadzenie miało na celu ograniczenie kosztów bilansowania energii czyli opłat za różnice powstałe między prognozami zapotrzebowania na energię elektryczną, a jej faktycznym zużyciem, upowszechniło występowanie relacji koopetycyjnych pomiędzy graczami na rynku energii.

Relacje te można już zidentyfikować na etapie współtworzenia zasad funkcjonowania rynku bilansującego, czego efektem było obniżenie kosztów bilansowania zarówno na poziomie wszystkich uczestników rynku, jak również w wymiarze indywidualnym oraz w ramach tworzonych grup bilansujących uczestników rynku, z uwzględnieniem kryterium częstotliwości interakcji koopetytorów.

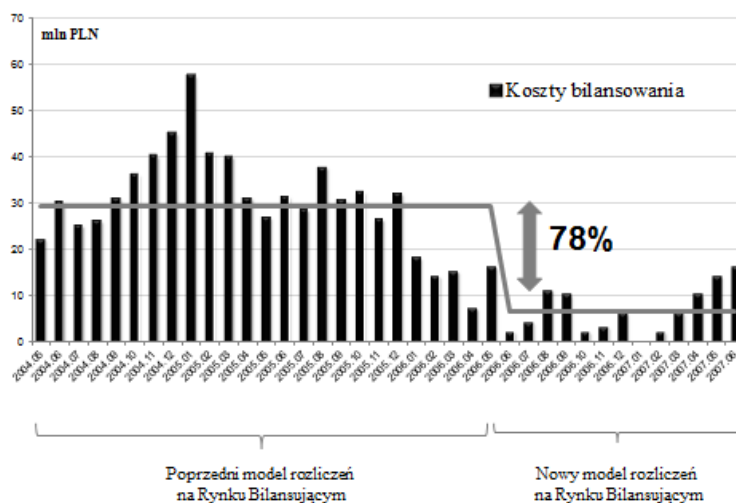
W związku z tym, zakresem przedmiotowym przeprowadzonych badań jest koopetycja na rynku energii, natomiast zakres podmiotowy stanowią uczestnicy tego rynku. Próba badawcza stwarza możliwość ustalenia, w jaki sposób różne zachowania wpływają na koszty bilansowania uczestników rynku czyli zbadania wpływu koopetycji na poziomie wszystkich zaangażowanych graczy. Pozwala to odnieść się do efektywności ich zachowań, którą na potrzeby przeprowadzonych badań należy rozumieć, jako minimalizację kosztów bilansowania energii elektrycznej. Dobór jednostek do próby badawczej był nielosowy, celowo-podmiotowy. Spośród uczestników rynku energii wybrano podmioty będące dla siebie bezpośrednimi konkurentami funkcjonującymi w różnych miastach na terenie całej Polski. Badani uczestnicy należą do sieci różnych marketów, których podstawowa działalność jest wobec siebie stricte konkurencyjna, adresowana do tej samej grupy docelowej. Analizowane w artykule dane dotyczą prognoz i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej przez ww. podmioty, za okres lipiec-sierpień 2008 roku, co pozwala zasymulować wpływ koopetycji na rezultaty obniżenia kosztów bilansowania osiągnięte przez te podmioty zarówno w wariantcie rozliczeń indywidualnych jak i w wyniku agregacji do „małych grup bilansujących” (wg. klucza geograficznego) oraz jednej „dużej grupy bilansującej”.

Koopetycja na rynku energii - wyniki badań empirycznych

Wypracowany przez uczestników rynku w oparciu o relacje koopetycyjne mechanizm rynku bilansującego rozpoczął swoje funkcjonowanie w 2001 r. Pierwszy okres jego działania pozwolił na identyfikację błędów koncepcyjnych przyczyniających się do jego niestabilności i spekulacyjnego charakteru, powodując tym samym konieczność weryfikacji pierwotnie przyjętych założeń i wdrożenie nowych algorytmów jego funkcjonowania [Sołtysik, Mucha-Kuś, 2012, s. 212-217]. Wypracowywane kolejno zmiany poszerzały obszar rynku konkurencyjnego o segment wymiany transgranicznej [Mucha-Kuś, Sołtysik, 2011, s.115-121], a także poprzez ograniczenie kosztów uczestnictwa w mechanizmie bilansowania, stała się możliwa aktywność spółek obrotu poza obszarem hurtowego rynku energii, tj. w segmencie odbiorców TPA oraz stworzone zostały warunki do tzw. grupowego bilansowania, czyli agregacji odbiorców w celu minimalizacji kosztów związanych z pokryciem różnic

między prognozami, a rzeczywistym zużyciem energii elektrycznej. Ta zmiana regulaminu rynku bilansującego, wprowadzona w 2006 r., przyczyniła się do ograniczenia kosztów na średnim poziomie sięgającym 78%, co pokazuje wykres 1.

Uzyskaną efektywność można na poziomie całego rynku bilansującego, dodatkowo zilustrować miarą tzw. „stawki jakościowej”. Przenoszona w taryfie Operatora Systemu Przesyłowego i Operatora Systemu Dystrybucyjnego, kalkulowana jest jako stosunek kosztów utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, planowanych do poniesienia w każdym roku okresu regulacji do ilości energii elektrycznej planowanej do zużycia przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego.



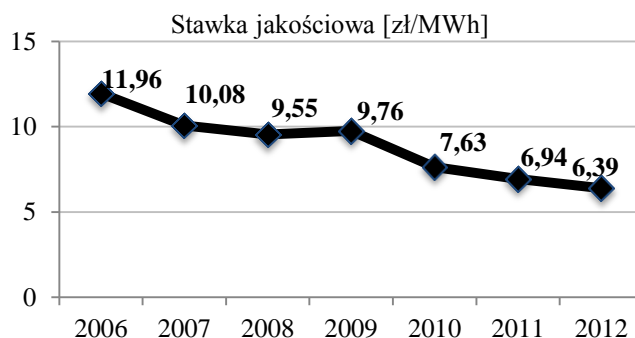
Wyk. 1. Koszty bilansowania uczestników rynku

Źródło: [Czakoń, Mucha-Kuś, Sołtysik, 2012, s. 48-58]

Z tej perspektywy, minimalizacja odchyłeń prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną względem rzeczywistych poziomów jej zużycia, implikuje mniejszy stopień wykorzystania interwencyjnych rezerw mocy i generacji wymuszonej, co przekłada się na obniżenie kosztów utrzymywania standardów jakości dostaw energii. Sytuacja ta przedstawiona została na wykresie 2.

Te wymierne rezultaty interakcji konkurentów na poziomie współtworzenia zasad i regulaminów funkcjonowania rynku, spełniają cechy kooperacji i przekładają się na spadek kosztów bilansowania energii elektrycznej, co wpływa na poprawę funkcjonowania całego rynku podnosząc tym samym jego efektywność. Należy podkreślić, że w wyniku kooperacyjnych prac nad tworzeniem zasad funkcjonowania rynku, korzyści odnoszą nie

tylko gracze rynkowi bezpośrednio zaangażowani w prace nad zmianami, ale również mniejsze podmioty na rynku, nie będące bezpośrednimi uczestnikami rynku bilansującego.



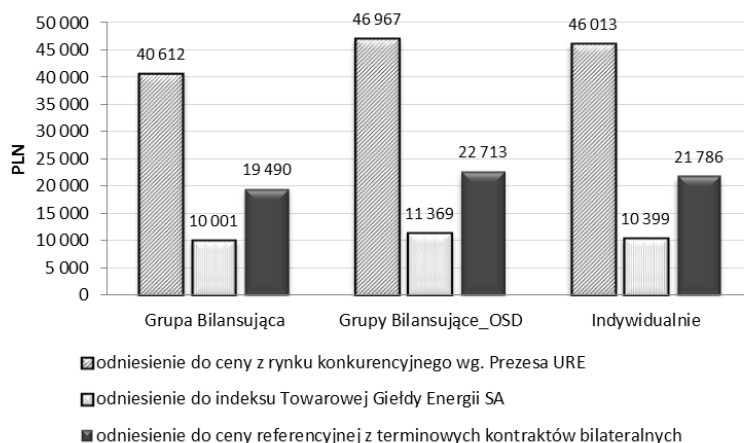
Wyk. 2. Efektywność rynku bilansującego wyrażona miarą poziomu stawki jakościowej
Źródło: opracowanie własne

W ramach artykułu, przeanalizowany został obszar wpływu zmiennej częstotliwości interakcji kooperatorów na minimalizację kosztów uczestnictwa w mechanizmie bilansującym. Specyfika relacji między graczami korzystającymi z zasady TPA (pośrednimi uczestnikami rynku bilansującego), a ich sprzedawcą energii wymusza realizację prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną w dwóch horyzontach czasowych. Wstępna predykcja realizowana jest z wyprzedzeniem miesięcznym tj. w zależności od postanowień umownych między 20-25 dniem miesiąca 'm' przygotowany jest dobowo-godzinowy grafik zapotrzebowania na energię elektryczną na miesiąc 'm+1'. Określony w ten sposób pierwotny harmonogram zużycia energii pozwala sprzedawcy na przeprowadzenie optymalizacji portfela zakupowego energii elektrycznej i dywersyfikację kontraktacji na rynku terminowym i bieżącym. Długoterminowy charakter prognoz miesięcznych obciążony jest dużymi niepewnościami, co implikuje powszechnie stosowaną możliwość dokonywania korekt predykcji w horyzoncie dobowym. Umownie uregulowane i stosowane powszechnie sposoby przygotowywania i wymiany danych prognostycznych dopuszczają, dokonywanie korekt prognoz na dobę 'n' w dobie 'n-2' i 'n-1'. Występujący tym samym wzrost interakcji między uczestnikami rynku, wyrażony częstotliwością korygowania prognoz zapotrzebowania, przyczynia się do minimalizacji kosztów bilansowania.

Analiza zgromadzonych danych pozwoliła na przeprowadzenie porównania pokazującego jak kształtowały się koszty bilansowania w odniesieniu do wariantu rozliczeń bazującym odpowiednio na prognozowaniu zapotrzebowania na energię w horyzoncie miesięcznym oraz dobowym, co zostało zilustrowane na wykresach 3-6. Obliczenia dokonane zostały dodatkowo dla trzech scenariuszy agregacji badanej populacji marketów tj. w ujęciu:

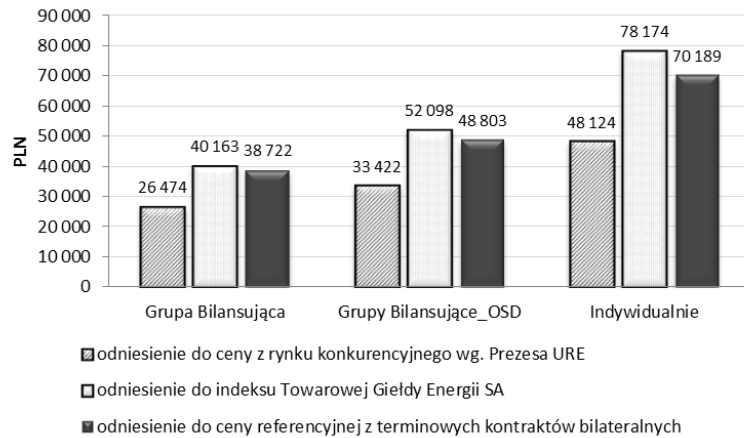
(i) indywidualnego rozliczania niezbilansowania (Indywidualnie) – modelu obowiązującego do 2006 r., (ii) rozliczania niezbilansowania w ramach grup bilansujących zlokalizowanych na obszarze działania danego dystrybutora energii elektrycznej (Grupy Bilansujące_OSD) – modelu funkcjonującego do 2009 r., pozwalającego pogrupować badane markety w sześć grup rozliczeniowych oraz (iii) rozliczania niezbilansowania w ramach jednej grupy bilansującej (Grupa Bilansująca) – co stało się możliwe po 2009 r. i pozwoliło na zbiorcze rozliczenie kosztów niezbilansowania. Ponadto w algorytmie rozliczeń niezbilansowania uwzględnione zostały trzy poziomy cen odniesienia (cena z rynku konkurencyjnego, IRDN, cena transakcji bilateralnych) dla alternatywnych względem rynku bilansującego segmentów zakupu, co zostało szerzej opisane w [Czakon, Mucha-Kuś, Sołtysik, w druku].

Analiza wyników zaprezentowanych na wykresach 3 i 4 pozwala sformułować wniosek o istotności wpływu bilansowania grupowego na uzyskiwany poziom kosztów. Efekt ten uwidacznia się w sposób szczególny w przypadku sprzedaży nadwyżek energii na rynku bilansującym. Uzyskuje się wówczas obniżenie kosztów pomiędzy dwoma skrajnymi wariantami rozliczeń (Indywidualnie oraz Grupa Bilansująca) średnio o 46%.



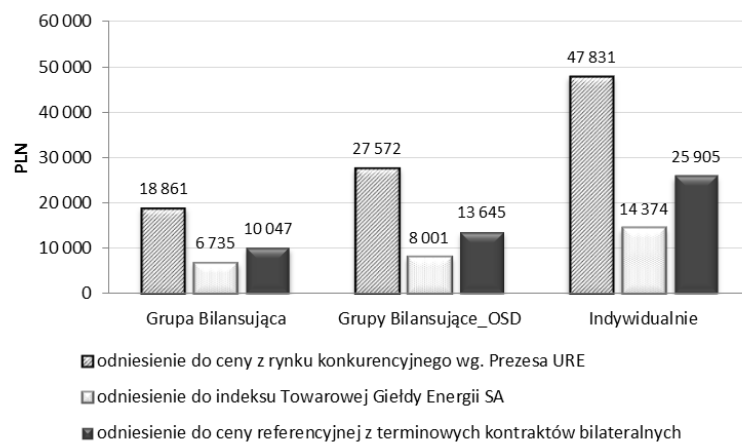
Wyk. 3. Modele rozliczenia kosztów bilansowania – zakup energii, prognozowanie miesięczne. *Źródło: opracowanie własne*

W tym miejscu warto zwrócić uwagę na niedoskonałość predykcji długoterminowych, której efekty materializują się w zakresie zakupu energii z rynku bilansującego. Dla tego przypadku możliwe staje się uzyskanie średnio jedynie 9% obniżenia kosztów między adekwatnymi wariantami rozliczeń. Zdecydowaną poprawę wyników, tj. dodatkowe ograniczenie kosztów bilansowania uzyskuje się w momencie zwiększenia interakcji między kooperatorami, co zilustrowane zostało na wykresach 5 i 6.



Wyk. 4. Modele rozliczenia kosztów bilansowania – sprzedaż energii, prognozowanie miesięczne. *Źródło: opracowanie własne*

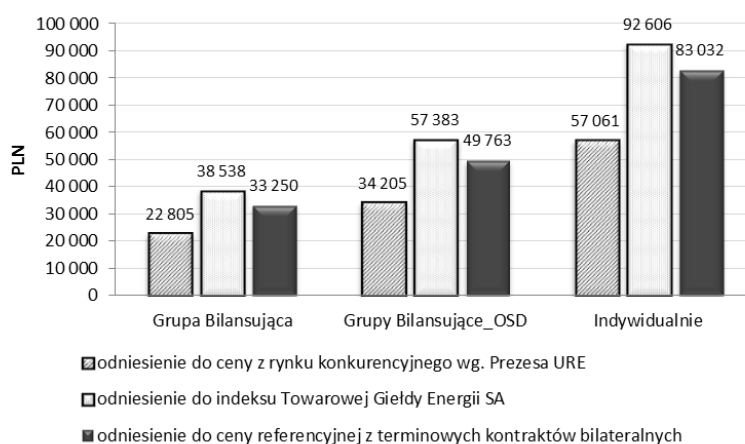
W wariacie prognozowania dobowego, uzyskuje się spadek sumarycznych kosztów bilansowania w gradacji, od najmniej korzystnego rozliczania indywidualnego (Indywidualnie) poprzez rozliczenie w ramach sześciu grup bilansujących (Grupy Bilansujące_OSD), skończywszy na najefektywniejszym modelu jednej grupy bilansującej.



Wyk. 5. Modele rozliczenia kosztów bilansowania – zakup energii, prognozowanie dobowe. *Źródło: opracowanie własne*

Oznacza to, że rozliczanie indywidualne jest najmniej korzystne dla badanych podmiotów, a sytuacją najbardziej pożądaną jest rozliczanie wszystkich marketów w ramach jednej grupy bilansującej, co pozostaje w zgodzie i potwierdza wnioski płynące z wariantu rozliczeń predykcji miesięcznych. Prognozowanie zapotrzebowania na energię elektryczną w rozdzielczości dobowej oraz prowadzenie bilansowania handlowego w ramach jednej grupy

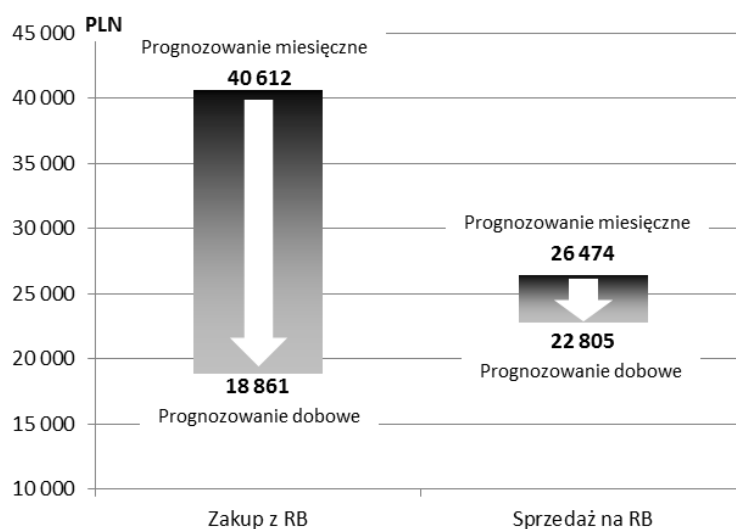
bilansującej, pozwala średnio obniżyć koszty o 58% i 59% odpowiednio dla strony zakupowej i sprzedażowej.



Wyk. 6. Modele rozliczenia kosztów bilansowania – sprzedaż energii, prognozowanie dobowe. *Źródło: opracowanie własne*

Przeprowadzona analiza kosztów bilansowania potwierdza zarówno w wariancie prognozowania miesięcznego, jak i dobowego istotność agregacji obiektów w grupy bilansujące [Czakon, Mucha-Kuś, Sołtysik, w druku]. Pomimo zbieżności trendu obniżania kosztów dla obu przypadków, należy podkreślić różną dynamikę tego zjawiska i uzyskane poziomy kosztów, co jest pochodną różnego horyzontu prognostycznego. Skupiając się na wariancie dającym najbardziej korzystne wyniki dla marketów (jedna grupa bilansująca), możliwa staje się ocena wpływu momentu tworzenia predykcji na uzyskiwany poziom kosztów, co zostało przedstawione na *wykresie 7*. Otrzymane wyniki pozwalają wnioskować, że najniższe z uzyskanych w wariancie prognozowania miesięcznego poziomy kosztów, można dodatkowo obniżyć stosując częstsze interakcje w procesie wymiany danych pomiarowych i dobowego prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną. Dla takiego odniesienia możliwe staje się dodatkowe obniżenie kosztów zakupu energii z rynku bilansującego z 40 612 zł (prognozowanie miesięczne) do poziomu 18 861 zł (prognozowanie dobowe), czyli o około 53% oraz kosztów sprzedaży energii na rynku bilansującym z 26 474 zł (prognozowanie miesięczne) do poziomu 22 805 zł (prognozowanie dobowe), czyli o około 14%. Można zatem wysnuć wniosek, że wraz ze wzrostem częstotliwości interakcji marketów występuje wyraźna tendencja ograniczania kosztów bilansowania, co z kolei pozwala na sformułowanie odpowiedzi na drugie pytanie postawione

na wstępie: wzrost częstotliwości interakcji koopetytorów pozytywnie wpływa na osiągnięte przez nich wyniki.



Wyk. 7. Koszty bilansowania dla Grupy Bilansującej - zakup i sprzedaż energii dla prognoz dobowych oraz miesięcznych. *Źródło: opracowanie własne*

Podsumowanie

Badania empiryczne przedstawione w artykule przeprowadzone zostały w oparciu o rzeczywiste dane podmiotów rynkowych co pozwala na odzwierciedlenie wpływu relacji koopetycyjnych na uzyskiwane efekty kosztowe. Analizowane podmioty funkcjonują na polskim rynku energii elektrycznej, który jest rynkiem ewoluującym w zakresie realiów legislacyjnych, utrzymania poziomu bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego, dostępnej gamy produktowej, koincydencji z rynkami sąsiednimi, ale również rozbudowujących się relacji między poszczególnymi uczestnikami czy też grupami uczestników.

Zaprezentowane analizy oraz ich wyniki stanowią uzupełnienie badań nad wciąż mało rozpoznaną i z punktu widzenia nauk ekonomicznych w dalszym ciągu innowacyjną strategią koopetycji. Niniejsze rozważania dotyczą zarówno perspektywy korzyści osiągniętych przez wszystkich zaangażowanych aktorów, ale również wpływu koopetycji na efektywność całego rynku energii, rozumianej jako obniżenie kosztów bilansowania. Dodatkowo, analizy pokazują, że współpraca konkurentów nie jest złą, która miałaby zaszkodzić konkurentom bądź innym uczestnikom rynku. Celem koopetycji w tworzeniu ram funkcjonowania rynku i grup bilansujących jest uniknięcie kosztów, co w efekcie jest

korzystne dla wszystkich zaangażowanych graczy. W poszukiwaniu takich możliwości, uczestnicy rynku energii tworzyli reguły jego funkcjonowania, tak aby były one jak najbardziej efektywne. W przypadku rynku bilansującego, rozliczanie bilansowania handlowego z modelu indywidualnego przeszło transformację do modelu grupy, do której uczestnicy mogą należeć niezależnie od ich położenia geograficznego.

Mając na uwadze zarówno wyniki rozważań teoretycznych, jak i praktycznych polegających na przeprowadzeniu badań ilościowych, można stwierdzić, że współpraca pomiędzy konkurentami na rynku energii oraz gra według wspólnie wypracowanych zasad rynkowych wpływa na obniżenie kosztów bilansowania energii, zatem kooperacja pozytywnie wpływa na wyniki osiągnięte przez uczestników rynku. W konsekwencji, kooperacja ma niewątpliwie pozytywny wpływ na wyniki osiągnięte w skali całego rynku. Dążąc do maksymalizacji efektywności, zwiększania korzyści czy minimalizacji strat, podmioty rynkowe powinny decydować się na współpracę ze swoim konkurentem. Zaprezentowana analiza z całą pewnością nie wyczerpuje tematyki przedstawionego zagadnienia. Badania nad wspólnymi korzyściami kooperatorów ograniczone zostały do jednego wybranego rynku oraz do jednej wybranej grupy konkurentów, dlatego też interesującym byłoby przeprowadzenie dalszych analiz odpowiednio dla innych grup współpracujących konkurentów na rynku energii, jak również w innych sektorach gospodarki. Ponadto, w badaniu skupiono się na generowaniu korzyści wspólnych bez szczegółowej analizy, który z uczestników faktycznie osiąga największą korzyść. Ten wątek jest również niezwykle interesujący i stwarza możliwość rozszerzenia niniejszych badań wskazując korzyści indywidualne na tle efektów osiągniętych wspólnie przez kooperatorów.

Bibliografia

- [1] Czakon W., *Kooperacja – splot tworzenia i zawłaszczania wartości*. „Przegląd Organizacji” 2009, nr 12.
- [2] Czakon W., Mucha-Kuś K., Sołtysik M., *Coopetition and market efficiency – a dynamic game on the energy market. Coopetition strategies in energy balancing market formation and functioning*, wygłoszone podczas: 5th Workshop on Coopetition Strategy, European Institute for Advanced Studies in Management (EIASM), Katowice, 13-14.09.2012. (w druku).
- [3] Czakon W., Mucha-Kuś K., Sołtysik M., *Relacje Kooperacji w tworzeniu efektywności rynku*. [w.] *Studia i prace kolegium zarządzania i finansów*. Zeszyt naukowy nr 116,

- Szkoła Główna Handlowa, s.48-58, Letnia Szkoła Zarządzania „Teoria i praktyka zarządzania. Rozwój, bariery, wyzwania”, Jachranka, 14-16.05.2012.
- [4] Czakon W., *Zasobowa teoria firmy w krzywym zwierciadle*, „Przegląd Organizacji” 2010, nr 4.
- [5] Hakanson H., Snehota I., *No Business is an Island: the Network Concept of Business Strategy*, “Scandinavian Journal of Management” 2006, Vol.5.
- [6] Mucha-Kuś K., Sołtysik M.: *Analiza zachowań kooperacyjnych na przykładzie lokalnego, transgranicznego rynku energii*. [w.] TOM III „Prognozowanie i ekonomika energetyki: prognozowanie, planowanie i problemy rozwoju, rynki energii i analizy techniczno-ekonomiczne”, s.115-121. Jubileuszowa XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa "Aktualne Problemy w Elektroenergetyce", Politechnika Gdańska, Jurata, 08-10.06.2011.
- [7] Mucha-Kuś K., Sołtysik M., *Tworzenie efektywnego rynku – kooperacja na rynku energii elektrycznej*. [w.] Zeszyt tematyczny nr I (VII), s.176-181, XVIII Konferencja Naukowo – Techniczna – Rynek Energii Elektrycznej „Energetyka w dobie integracji europejskiej i kryzysu finansowego”, Kazimierz Dolny, 08-10.05.2012.
- [8] Mucha-Kuś K., *Strategia kooperacji – innowacyjne połączenie konkurencji i współdziałania*. „Przegląd Organizacji” 2010, nr 2.
- [9] Rokita J., *Zarządzanie strategiczne. Tworzenie i utrzymywanie przewagi konkurencyjnej*. PWE, Warszawa 2005.
- [10] Sołtysik M., Mucha-Kuś K., *Strategie kooperacji w tworzeniu i funkcjonowaniu Rynku Bilansującego energii elektrycznej*. [w.] Zeszyt tematyczny nr I (VII), s.212-217, XVIII Konferencja Naukowo – Techniczna – Rynek Energii Elektrycznej „Energetyka w dobie integracji europejskiej i kryzysu finansowego”, Kazimierz Dolny, 08-10.05.2012.
- [11] Tidström A., *Causes of conflict in intercompetitor cooperation*, “Journal of Business & Industrial Marketing” 2009, Vol.7, No.24.
- [12] Vonortas N., *Multimarket Contract and Inter-Firm Cooperation in R&D*, “Journal of Evolutionary Economics” 2000, Vol.10.

ⁱ *Kooperacja* jest neologizmem *kooperacji* i *konkurencji*, z uwagi na to że zakłada jednoczesne występowanie obu tych strategii.

ⁱⁱ Badanie literaturowe (w tym m.in. analiza bibliometryczna, analiza cytowań) dorobku naukowego w zakresie badań nad kooperacją uwzględniło 96 prac dostępnych w największych światowych bazach danych, wybranych spośród 523 pozycji wyłonionych podczas zastosowania odpowiednich kryteriów wyszukiwania. Szczegóły badań zostaną opisane w przygotowywanej przez autorkę rozprawie doktorskiej.