

Wybrane aspekty funkcjonowania systemów wsparcia na przykładzie wysokosprawnej kogeneracji

Maciej Sołtysik

Streszczenie: Współuczestnictwo w strukturach europejskich implikuje konieczność dostosowywania prawa krajowego i kierunków rozwoju sektora elektroenergetycznego do determinant unijnych. Jednym z tych elementów było wprowadzenie systemu wsparcia rozwoju wysokosprawnej kogeneracji. Nabyta wiedza i doświadczenie podczas kilkuletniej historii funkcjonowania tego mechanizmu, pozwala na dokonanie analiz efektywności wraz z oceną jego wpływu na rozwój podsektora i poniesione koszty. W referacie przedstawiona została geneza wprowadzenia systemu wsparcia wysokosprawnego wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem oraz wyniki analiz efektywności mechanizmu polskiego w porównaniu do rezultatów uzyskanych w funkcjonalnie podobnym systemie flamandzkim.

Wprowadzenie

Zarówno ostatnie lata, jak i niedaleka przyszłość, to dla polskiego sektora elektroenergetycznego czas podejmowania trudnych decyzji inwestycyjnych. Zaawansowany wiek jednostek wytwórczych, wymusza podejmowanie działań, mających na celu odbudowę i rozbudowę mocy wytwórczych z ograniczeniami, będącymi pochodną polityki klimatycznej UE. Dodatkowo zobowiązania akcesyjne Polski zdeterminowały prowadzenie polityki energetycznej państwa w zgodzie z dyrektywami pro-

mującymi generację z odnawialnych źródeł energii i kluczowej z punktu widzenia niniejszego referatu - wysokosprawnej kogeneracji. Zgodnie z treścią pkt (1) preambuły dyrektywy 2004/8/WE „*Promowanie wysoko-wydajnej kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe stanowi priorytet Wspólnoty ze względu na związane z nią potencjalne korzyści w zakresie oszczędzania energii pierwotnej, unikania strat sieciowych oraz ograniczania emisji szkodliwych substancji, w szczególności gazów cieplarnianych*”¹.

Dyrektywa wskazała też na możliwe formy i mechanizmy promocji i wsparcia, w tym zgodnie z brzmieniem pkt (26) na „*pomoc inwestycyjną, zwolnienia z podatku lub obniżenie podatku, zielone certyfikaty oraz systemy bezpośrednich dopłat do cen*”², przy jednoczesnym zachowaniu swobody decyzyjnej państwa członkowskiego w wyborze optymalnego mechanizmu, który opisany został w pkt (32) „*(...) ogólne zasady tworzące ramy dla wspierania kogeneracji na wewnętrznym rynku energii powinny być ustalane na poziomie wspólnotowym, ale szczegółowe ich wdrożenie należy pozostawić w gestii Państw Członkowskich, co pozwoli każdemu Państwu Członkowskiego wybrać rozwiązania najbardziej odpowiadające jego sytuacji (...)*”³.

Polska, mająca już wówczas kilkuletnie doświadczenie w promowaniu energii ze źródeł odnawialnych, za optymalne przyjęła lustrzane rozwiązanie wsparcia, bazujące na mechanizmie certyfikacji energii wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji. Zgodnie z zapisami znoweli-

¹ Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG

² Ibid.

³ Ibid.

zowanej 12 stycznia 2007 r. ustawy Prawo energetyczne⁴, nowy mechanizm wsparcia zaczął obowiązywać z dniem 1 lipca 2007 r. Beneficjentami systemu byli koncesjonowani wytwórcy, którzy spełnili określone kryteria techniczne, pomiarowe i formalne. Należy jednocześnie podkreślić, że mechanizm miał być gwarantem nowych inwestycji w moce kogeneracyjne zarówno w obszarze energetyki zawodowej, jak i małych i średnich producentów. Na konieczność tą wyraźnie wskazywały zapisy pkt 29 i 30 preambuły dyrektywy 2004/8/WE, odpowiednio o brzmieniu „Należy uwzględnić specyficzną strukturę sektora kogeneracji który obejmuje wielu małych i średnich producentów, w szczególności przy dokonywaniu przeglądu procedur administracyjnych w zakresie wydawania pozwoleń na budowę obiektów kogeneracji”⁵ i „ (...) należy podkreślić konieczność zapewnienia stabilnego środowiska ekonomicznego i administracyjnego dla inwestycji w nowe instalacje kogeneracyjne. Państwa Członkowskie powinny być zachęcane do spełniania tej potrzeby poprzez opracowywanie systemów wsparcia o okresie trwania przynajmniej czterech lat oraz poprzez unikanie częstych zmian w procedurach administracyjnych itd. (...)”⁶.

Wprowadzany system certyfikacji, już na etapie konstruowania założeń i przygotowywania brzmienia zapisów ustawowych, budził szereg wątpliwości w zakresie jego przydatności w osiągnięciu założonych celów. Wskazywały na to m.in. pytania kierowane pod adresem ówczesnego rządu przez członków Komisji Gospodarki. W odpowiedzi na postawione podczas posiedzenia Sejmu w dniu 8 grudnia 2006 r. pytania o

⁴ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012, poz. 1059 z późniejszymi zmianami)

⁵ Dyrektywa 2004/8/WE, op. cit., s. 2.

⁶ Ibid.

długość trwania systemu wsparcia i kwestie potencjalnego deficytu bądź nadwyżek produkcyjnych energii elektrycznej, można było usłyszeć odpowiedź Podsekretarza Stanu w Ministerstwie Gospodarki „(...) *Otóż, proszę państwa, chcieliśmy dać – zresztą skorygowany na skutek dyskusji w komisji – czas około sześciu lat na to, aby można było obserwować, jak te mechanizmy wsparcia kogeneracji rzeczywiście funkcjonują i mieć możliwość ewentualnej korekty (...)*”⁷ oraz „(...) *Oczywiście, proszę państwa, w szykowanych rozporządzeniach będziemy mieli możliwość takiego dobierania progów obowiązku kogeneracyjnego, który należy wypełnić w danym roku, aby nie było mowy o niebezpieczeństwie (...) analizy realizujemy na bieżąco i będziemy starali się od razu reagować na zmiany sytuacji*”⁸.

Te dość optymistyczne stwierdzenia ustawodawcy stały niestety w istotnej sprzeczności do treści i wniosków płynących z ministerialnego raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększeniu udziału energii pochodzącej z kogeneracji w krajowym bilansie produkcji. W opublikowanym po blisko pół rocznym funkcjonowaniu mechanizmu dokumencie stwierdzono, iż „*przy zachowaniu dotychczasowych tendencji spodziewać się można niewielkiego wzrostu produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu, który nie pozwoli na zwiększenie udziału skojarzonej energii elektrycznej w całkowitej krajowej produkcji*”⁹.

⁷ Stenogram z 29-go posiedzenia Sejmu w dniu 5 grudnia 2006 r. w sprawie projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne, ustawy Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności

⁸ Ibid.

⁹ Raport oceniający postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej, Monitor Polski Nr 1 Poz. 12 – załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 12 grudnia 2007 r.

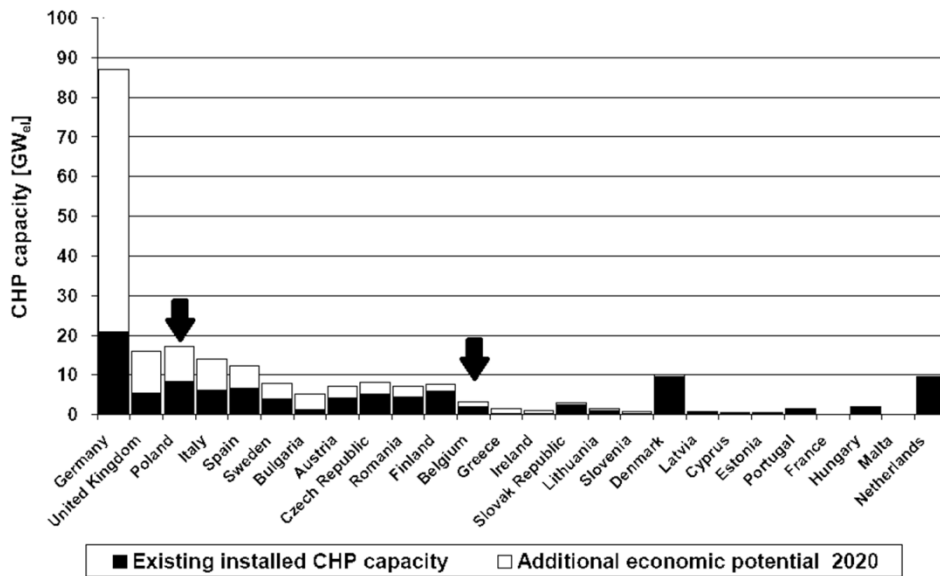
Polska, jak wskazuje raport¹⁰, jest jednym z dwóch krajów członkowskich, gdzie implementowano system bazujący na certyfikacji energii. Blisko sześćoletnie funkcjonowanie krajowego mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, na tle doświadczeń z działania lustrzanego systemu w Flandrii – regionie federalnym Belgii, pozwala na dokonanie stosownych analiz i sformułowanie tezy o istotnych różnicach w efektywności działania obu mechanizmów.

1. Funkcjonowanie mechanizmu wsparcia kogeneracji w Polsce

Wybór optymalnego dla Polski rozwiązania systemowego w zakresie wsparcia wysokosprawnej kogeneracji poprzedzony był szeregiem analiz, w tym kalkulacji potencjału ekonomicznego i technicznego kogeneracji. W 2005 r. przyjętym jako rok odniesienia, w Polsce w skojarzeniu z ciepłem wytworzone zostało 21,7 TWh energii elektrycznej. Wynik ten oznacza, że wykorzystywane było jedynie około 36% możliwego potencjału ekonomicznego kogeneracji, co na tle innych krajów zilustrowane zostało na rysunku 1. W ślad za założeniami przedstawionymi w raporcie¹¹ wykorzystanie całego potencjału wiązałoby się z koniecznością zwiększenia produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem o 8,5% rocznie dla technologii węglowych lub 13,5% dla technologii gazowych.

¹⁰ CODE project report; European Summary Member State reporting under the Cogeneration Directive - including cogeneration potentials reporting; December 2009

¹¹ Raport Op. cit., s. 4.



Rys. 1. Ilustracja potencjału ekonomicznego kogeneracji

Źródło: CODE project report; European Summary Member State reporting under the Cogeneration Directive - including cogeneration potentials reporting; December 2009.

Realizacja tak ambitnych planów determinowała konieczność implementacji systemu, który z dużym prawdopodobieństwem zbliżałby kraj do osiągnięcia zakładanego celu. Na bazie doświadczeń wynikających z wdrożenia tzw. „zielonych” certyfikatów, wprowadzone zostało odrębne wsparcie dla źródeł (i) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej do 1MW, lub źródeł opalanych paliwami gazowymi – wyrażone certyfikatem „żółtym”, (ii) o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopalanej paliwami gazowymi – wyrażone certyfikatem „czerwonym” oraz (iii) opalanych gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy lub metanem uwalnianym i ujmowanym przy odmetanowaniu kopalń – wyrażone certyfikatem „fioletowym”. Ze względu na marginalne znaczenie w bilansie mocowo-produkcyjnym źródeł ostatniego z wymienionych

typów, na potrzeby referatu analizy zostały zawężone do pozostałych rodzajów źródeł kogeneracyjnych.

2. Wysokość opłaty zastępczej

Jedną z podstawowych determinant poziomu notowań cen praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia certyfikowanej energii jest poziom opłaty zastępczej, którą zobligowani obowiązkiem sprzedawcy wnoszą w przypadku braku umorzenia odpowiedniej ilości praw majątkowych. Funkcjonujący w Polsce mechanizm, nie narzuca jednak ceny minimalnej za prawo majątkowe, przez co wartość ta kreowana jest w grze rynkowej między stronami podaży i popytu.

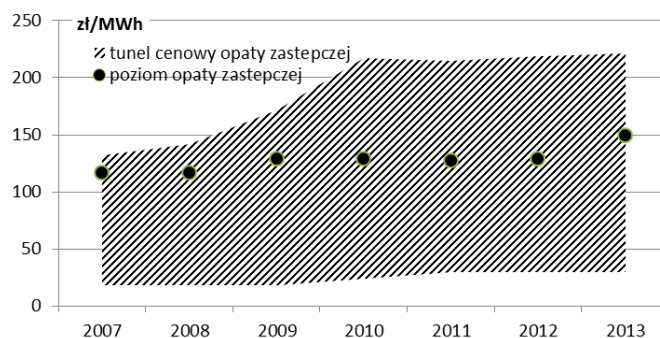
Zaprezentowany 12 grudnia 2007 r. pierwszy raport oceniający półroczne funkcjonowanie mechanizmu¹² zawierał wyniki kalkulacji minimalnych wartości świadectw pochodzenia, które gwarantowałyby przy określonych założeniach uzyskanie wskaźnika IRR na poziomie 10%, uznanego za wystarczający przy realizacji nowych inwestycji. Wartość progowa praw majątkowych dla jednostek o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopalanymi paliwami gazowymi (CHP2) wyniosła 50 zł/MWh, a dla jednostek kogeneracyjnych opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej <1 MW (CHP1) osiągnęła poziom 120 zł/MWh.

W tym kontekście podejście ustawodawcy wyrażone w zapisach art. 9a ust 8a ustawy Prawo energetyczne¹³ pozwalało organowi regulacyjnemu na dość swobodne poruszanie się w ramach, w których miała się zawrzeć jednostkowa opłata zastępcza. Granice przedziału cenowego wy-

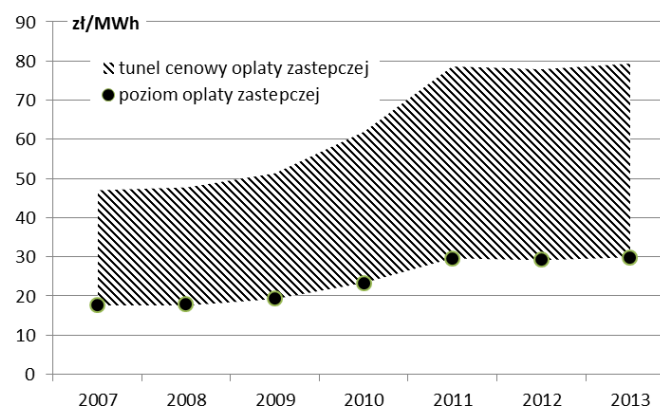
¹² Raport Op. cit., s. 4.

¹³ Ustawa Op. cit., s. 4.

niosły odpowiednio: (i) 15%-40% dla grupy CHP2 oraz (ii) 15%-110% dla grupy CHP1, poziomu ceny energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego, wyznaczonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), co przedstawiono na rysunkach 2 i 3.



Rys. 2. Poziom opłat zastępczych dla źródeł typu CHP1
 Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z komunikatów Prezesa URE¹⁴.



Rys. 3. Poziom opłat zastępczych dla źródeł typu CHP2
 Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z komunikatów Prezesa URE¹⁵.

¹⁴ Komunikaty Prezesa URE publikujące informację dotyczącą Ceny rynku konkurencyjnego (Crk) z lat 2007-2012
¹⁵ Ibid.

Jedną z konkluzji raportu¹⁶ było wyraźne zaakcentowanie ryzyka płynącego z faktu, że „system wsparcia oparty wyłącznie o świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji nie wykreuje dostatecznych bodźców inwestycyjnych. Poziom pierwszych opłat zastępczych (...) ukształtował się wyraźnie poniżej poziomu cen świadectw pochodzenia przyjętych do oszacowania potencjału ekonomicznego kogeneracji. Ponadto cena świadectwa pochodzenia może się w praktyce okazać znacząco niższa od ustalonej opłaty zastępczej. (...) W przypadku zaistnienia sytuacji nadmiaru uprawnień (zbyt mały rynek) mogą one uzyskać skrajnie wartość bliską zera”¹⁷.

Sformułowanie powyższego ryzyka z jednej strony implikowało konieczność wprowadzenia dodatkowych ułatwień mających pobudzić inwestycje, z drugiej zaś strony nie znalazło odzwierciedlenia w zmianie, kluczowego z perspektywy zasadności funkcjonowania mechanizmu, algorytmu wyznaczania opłat zastępczych. Pierwotnie przyjęta wartość progowa prawa majątkowego typu CHP2 wynosząca 50zł/MWh w danym roku nie znalazła odzwierciedlenia, co w sposób oczywisty miało wpływ na skalę inwestycji w analizowanym obszarze.

3. Brak interwencji w relacje popyt/podaż

Kreowanie wartości rynkowej praw majątkowych uzależnione było silnie od kilku czynników. Pierwszym z nich była wartość opłaty zastępczej stanowiąca naturalne supremum cen rynkowych. W zależności od momentu zawierania transakcji cena w ramach mechanizmu aukcji, bądź notowań ciągłych, uwzględniała głównie obowiązującą w danym roku

¹⁶ Raport Op. cit., s. 4.

¹⁷ Ibid.

wysokość opłaty zastępczej zdyskontowaną wartością pieniądza w czasie. W przypadku transakcji pozasesyjnych, ceny praw majątkowych były pochodną warunków umownych zawieranych w ramach rynku OTC i niejednokrotnie różniły się od cen giełdowych. Mechanizm ten był typowy dla rozwiązań rynku terminowego, czyli uniezależniał strony transakcji od krótkotrwałych fluktuacji cenowych, dając gwarancje ceny dla dłuższego horyzontu.

Drugą determinantą wysokości cen był poziom bilansu wydanych i umorzonych praw majątkowych. Zachwianie tego bilansu, tj. pojawienie się dużej nadwyżki praw majątkowych byłoby wyraźnym sygnałem do spadku cen. Analiza procesu rozliczania się z realizacją obowiązku przez graczy rynkowych odkrywa mniej lub bardziej świadomą strategię budowania nadwyżek praw w systemie. Świadczyć o tym mogą dane przedstawione w tabeli 1, ilustrujące sposób realizacji obowiązku umorzeniowego.

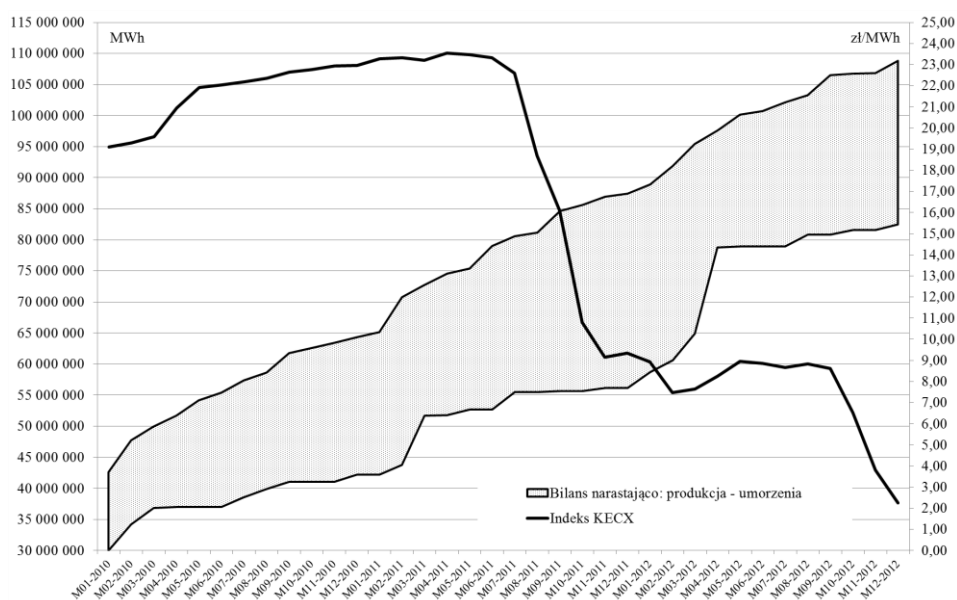
Tabela 1

Kierunki spełnienia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia i opłat zastępczych z kogeneracji typu CHP2

		Udział w realizacji obowiązku [%]	
		opłata zastępcza	umorzenie praw majątkowych
Realizacja obowiązku za rok	2007	3,1	7,5
	2008	5,2	13,8
	2009	9,0	11,6
	2010	9,1	12,2
	2011	0,0	22,2

Źródło: Obraz polskiego rynku energii elektrycznej w latach 2007-2011 z uwzględnieniem przemian organizacyjno-własnościowych, ARE Warszawa, październik 2012 r .

Dodatkowym czynnikiem wpływającym na decyzje uczestników rynku w zakresie preferencji we wnoszeniu opłat zastępczych i wstrzymaniu się od umarzania praw majątkowych, były opublikowane w maju 2009 r. i 2010 r. wysokości stawek opłat zastępczych, które wykazywały istotny wzrost dynamiki względem poprzednich lat. Obawy w zakresie potencjalnego wzrostu cen w ślad za wzrostem opłat zastępczych oraz istotna inercja w ocenie poziomu i wpływu nadwyżki praw majątkowych w systemie, były powodem masowego wnoszenia opłat zastępczych za lata 2009-2010. Zachowania te spowodowały silne załamanie rynku, co zilustrowane zostało na rysunku 4.



Rys. 4. Dynamika nadwyżki praw majątkowych w systemie na tle poziomu indeksu cenowego KECX¹⁸.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych giełdowych.

¹⁸ Poziom indeksu KECX odzwierciedla notowania cenowe praw majątkowych dla kogeneracji typu CHP2.

Brak działań interwencyjnych ustawodawcy, spowodował spadek średnich cen z poziomu 23,55 zł/MWh w kwietniu 2011 r. do poziomu 2,25 zł/MWh w grudniu 2012 r.

4. Dodatkowe elementy systemu wsparcia

Komplementarnym elementem mechanizmu wsparcia bazującego na wydawaniu zbywalnych świadectw pochodzenia było wykreowanie strony popytowej poprzez nadanie brzmienia art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne¹⁹, w myśl którego przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, mają obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji, bądź uiszczenia opłaty zastępczej. Określona stosownym rozporządzeniem wykonawczym wyrażona procentowo ilość praw majątkowych podlegająca umorzeniu, mogła być dynamicznie modyfikowana, w zależności od rozwijającej się sytuacji rynkowej. Dodatkowo, mechanizmem stymulującym był system kar pieniężnych za niewypełnienie powyższego obowiązku.

Kolejnym elementem mającym na celu usprawnienie procesów inwestycyjnych było ułatwienie, polegające na obowiązkowym odbiorze, przesyłu lub dystrybucji wytworzonej energii elektrycznej przez operatora systemu dystrybucyjnego, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego.

Do katalogu preferencji należy również dodać, wprowadzenie dla jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW,

¹⁹ Ustawa Op. cit., s. 4.

o połowę niższych opłat przyłączeniowych, ustalonych na podstawie rzeczywiście poniesionych nakładów. Minimalny poziom mocy preferencyjnie traktowanych źródeł został w myśl art. 5 ustawy zmieniającej z 12 stycznia 2007 r., zwiększony do poziomu 5 MW.

Dodatkowym elementem wsparcia stała się począwszy od 2010 r., zgodnie z zapisami art. 9e ust. 1a ustawy²⁰, możliwość łączenia praw majątkowych odnawialnych i kogeneracyjnych, dla wytwórców produkujących w źródle odnawialnym, spełniających jednocześnie kryteria wysokosprawnej kogeneracji, energię elektryczną i ciepło.

5. Rozwój wysokosprawnej kogeneracji

Jednym z podstawowych kryteriów oceny efektywności mechanizmu jest analiza przyrostu produkcji w wysokosprawnej kogeneracji, potwierdzonej wydanymi świadectwami pochodzenia i nowych, zainstalowanych mocy kogeneracyjnych.

Analiza danych zawartych w tabeli 2²¹, nie wskazuje na żaden przyrost zainstalowanej, sumarycznej mocy elektrycznej, a w przypadku mocy cieplnej występuje wręcz trend spadkowy. Produkcja energii w wysokosprawnej kogeneracji jest pochodną szeregu czynników, z których najistotniejszymi wydają się być: (i) poziom zainstalowanej mocy, (ii) czas wykorzystania mocy znamionowej, (iii) uzależnienie od czynników meteorologicznych, (iv) współczynnika potrzeb własnych. W ocenie autora referatu, ze względu na brak inwestycji w nowe moce kogeneracyjne,

²⁰ Ustawa Op. cit., s. 4.

²¹ Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 16 lutego 2012 r. w sprawie raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej. Monitor Polski z dnia 1 marca 2012 r. Pozycja 108

przedstawione fluktuacje i dynamika produkcji uzależniona jest od pozostałych, wymienionych czynników, co nie pozwala wnioskować o wystarczającej efektywności mechanizmu wsparcia wyrażonej miarą istotnego wzrostu produkcji.

Tabela 2

Dynamika zmian produkcji i zainstalowanych mocy elektrycznych i ciepłych w Polsce

			2006	2007	2008	2009	2010
Energia elektryczna	Moc	GW	8,5	9,0	8,8	8,6	8,7
	produkcja	TWh	26,0	27,6	26,4	26,1	27,7
	Udział w rynku	%	18,9	20,3	18,8	19,4	19,8
Ciepło	Moc	GW	26,5	26,3	25,3	24,8	24,8
	produkcja	TWh	73,5	72,5	72,1	71,8	77,0
	Udział w rynku	%	50	50,8	49,3	50,4	49,5

Źródło: Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 16 lutego 2012 r. w sprawie raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej. Monitor Polski z dnia 1 marca 2012 r. Pozycja 108

W celu dokonania pełnej oceny efektywności funkcjonowania mechanizmu analizowanego wsparcia, wnioskowanie należy uzupełnić o projekcję przychodową dla systemu, czyli wycenę wydanych praw majątkowych. W tabeli 3 przedstawione zostały wyniki przedmiotowej projekcji dla wariantów: (a) odniesienia się do średnioważonych wolumenem notowań cenowych rynku giełdowego i OTC oraz (b) opłat zastępczych. Wyniki obliczeń wskazują, że dla wariantów (a) i (b) wartość wydanych praw majątkowych dla lat 2007-2010 wynosi odpowiednio około 1,4 i 1,5 mld zł, a dla całego okresu odpowiednio około 2,3 i 2,9 mld zł.

Tabela 3

Porównanie szacunkowej wartości systemu wsparcia dla dwóch wariantów cenowych

		Wydane za okres wytwarzania						Razem
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	
wydane prawa majątkowe	GWh	9 896	22 105	21 869	22 837	23 146	23 759	
średnia ważona z indeksów giełdowych i OTC	zł/MWh	17,60	17,19	17,67	21,09	23,40	12,23	
wartość praw majątkowych	mln zł	174,17	380,02	386,46	481,74	541,66	290,52	2 254,58

opłata zastępcza	zł/MWh	17,96	17,96	19,32	23,32	29,58	29,30	
wartość praw majątkowych	mln zł	177,74	397,00	422,50	532,56	684,66	696,14	2 910,59

	- według sprawozdań z działalności Prezesa URE za lata 2007-2011
	- raportów miesięcznych Towarowej Giełdy Energii SA

6. Funkcjonowanie mechanizmu wsparcia kogeneracji we Flandrii

Systemem wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, który zdecydowanie przeważa w krajach członkowskich, jest mechanizm dopłat bezpośrednich, czyli tzw. *feed-in tariff*. Ocena efektywności funkcjonowania mechanizmu polskiego zawęza się zatem do porównania z jedynym systemem certyfikacji, funkcjonującym w regionie flamandzkim. Promocja wysokosprawnej kogeneracji, będąca pochodną zapisów dyrektywy 2004/8/WE, znalazła swe odzwierciedlenie w regulacjach wprowadzonych przez rząd Flandrii regulacjami z dnia 7 lipca 2006 r. Na pozostałym obszarze Belgii, tj. w regionie Walonii i Brukseli dostosowanie legislacyjne nastąpiło odpowiednio 30 listopada 2006 r. i 6 maja 2004 r. Mechanizm wsparcia w swych pryncypiach bazuje na premii proekologicznej oraz dla poziomu federalnego na obniżeniu stawek podatkowych. Dodatkowo przydzielany, będący pochodną zredukowanej emisji następującej poprzez oszczędności przy spalaniu paliwa pierwotnego, certyfikat koge-

neracyjny jest towarem podlegającym obrotowi przez cały okres trwania mechanizmu. Ponadto, dla małych instalacji kogeneracyjnych funkcjonuje wsparcie odzwierciedlające uzyskiwany przez generację rozproszoną efekt redukcji strat sieciowych. System w trakcie swego trwania ewaluował, a do istotniejszych jego elementów zaliczyć należy²²:

1. Funkcjonujące do stycznia 2011 r. premiowanie inwestycji ekologicznych, które dotyczyło wszystkich przedsięwzięć w regionie flamandzkim uzyskujących oczekiwany efekt ekologiczny. Mechanizm wspierający uruchamiany był w ramach trzech corocznych naborów, w których rozdysponowywane były środki finansowe (np. 120 mln euro w 2010 r.). Projekty startujące w konkursie były rankingowane, a dofinansowanie otrzymywały tylko te, które spełniały określone oczekiwania. W naborze mogły brać udział tylko inwestycje w nowe jednostki wytwórcze. Wsparcie uzależnione było także od rodzaju wykorzystywanego paliwa (np. źródła biogazowe mogły liczyć na 50% dofinansowanie). Maksymalne dofinansowanie w każdym naborze mogło dla jednej instalacji wynieść 1,75 mln euro, co sprawiało, że system ten dedykowany był głównie dla mini i mikroinstalacji. Dodatkowo, dla projektów odrzuconych nie było możliwe ubieganie się o dofinansowanie w kolejnym naborze. Począwszy od 2007 w listach rankingowych zaczęły pojawiać się przedsięwzięcia bazujące na paliwach kopalnych, które jednak ze względu na niewielki efekt ekologiczny nie były wysoko oceniane.

²² Belgium's written report in accordance with articles 6(3) and 10(2) of Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the council on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EC; Ref. Ares(2012)317207 - 19/03/2012.

W ogólnej ocenie rankingi dofinansowania zdominowane zostały przez przedsięwzięcia wykorzystujące biomasę w kogeneracji.

2. Funkcjonujące na poziomie federalnym działania pomocowe w zakresie obniżenia podatku. Mechanizm ten podzielony został na wsparcie dla klientów indywidualnych oraz spółek. W pierwszym przypadku ulgi podatkowe sięgały 40% poziomu kosztów, lecz nie więcej niż określony z góry pułap (np. dla 2011 r. było to 2830 euro/rok). W przypadku spółek poziom ulg sięgał kilkunastu procent (np. w 2009 r. 15,5%, w 2010 r. 13,5%). Dodatkowo należy podkreślić, że zastosowanie tego rodzaju wsparcia nie wykluczało innych, co pozwalało na kumulowanie poszczególnych elementów mechanizmu.
3. Dofinansowanie do mikroinstalacji kogeneracyjnych, które było dostępne dla wszystkich mikroinstalacji spełniających wymagania dyrektywy kogeneracyjnej. Pokrycie kosztów instalacji na poziomie 20%, finansowane było z grantu rządowego. Beneficjentami pomocy mogły być instytucje rządowe, publiczne, szkoły, uniwersytety, szpitale oraz organizacje typu 'non profit'. Możliwe było łączenie tej formy pomocy z innymi. Łączny budżet przeznaczony na ten rodzaj wsparcia wynosił 200 tys. euro/rok. Mechanizm wygasł w czerwcu 2010 r.
4. Wsparcie dla demonstracyjnych mikroinstalacji kogeneracyjnych o mocy do 50kWe. System gwarantował maksymalnie 50% refundację kosztów netto na człon instalacji wykorzystujący innowacyjne rozwiązanie technologiczne, lecz nie więcej niż 250 tys. euro/rok.
5. System certyfikacji, bazujący na wydawaniu źródłom kogeneracyjnym świadectw pochodzenia, w ślad za każdym 1000kWh wyrażo-

nym w oszczędności energii pierwotnej (PES – primary energy savings). System, funkcjonujący podobnie jak w Polsce, obowiązuje jednocześnie sprzedawców do dostarczenia swoim klientom określonej ilości energii pochodzącej z kogeneracji. Obowiązek ten sprowadza się zatem do przedłożenia regulatorowi dowodu posiadania PES czyli dostarczenia odpowiedniej ilości certyfikatów. Podobnie jak w Polsce coroczny poziom obowiązku charakteryzuje się progresem. Wartość certyfikatu kreowana jest przez rynek z zachowaniem warunków brzegowych polegających na obowiązywaniu ceny minimalnej za certyfikat wynoszącej 27 euro oraz ceny maksymalnej wynoszącej 45 euro, zbieżnej z wartością kary za niewypełnienie obowiązku.

Tak rozbudowany mechanizm wsparcia w sposób istotny wpłynął na rozbudowę mocy kogeneracyjnych w Belgii, co zilustrowane zostało w tabeli 4.

Tabela 4

Dynamika zmian produkcji i zainstalowanych mocy elektrycznych i ciepłych w Belgii

			2006	2007	2008	2009	2010
Energia elektryczna	Moc	GW	0,880	1,021	1,475	1,920	1,733
	produkcja	TWh	5,416	6,056	8,485	11,891	11,352
	Udział w rynku	%	11,0	16,2	34,8	46,1	20,9
Ciepło	Moc	GW	2,171	2,659	3,450	3,641	2,548
	produkcja	TWh	14,137	16,410	20,747	22,934	16,697
	Udział w rynku	%	60,5	54,8	67,5	71,7	76,8

Źródło: Załącznik do Belgium's written report Op. cit., s. 16.

Analiza zaprezentowanych danych wskazuje wyraźnie na znaczącą dynamikę po stronie mocy wytwórczych zarówno elektrycznych, jak i ciepłych, co determinuje poziomy produkcji i ich udział w ogólnym bilansie energetycznym kraju. Należy dodatkowo podkreślić, że uzyskany blisko 2-krotny przyrost mocy przewyższa pierwotne oczekiwania wyrażone w analizie potencjału ekonomicznego. Jak wskazuje raport²³ wartość udzielonego wsparcia przedstawiona w tabeli 5 dla lat 2007-2010 wyniosła około 433 mln euro (ok. 1,7 mld zł), a dla całego okresu około 461 mln euro (1,8 mld zł).

Tabela 5.

Wartości udzielonego wsparcia w Belgii

		Wydane za okres wytwarzania							Razem
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
wydane certyfikaty	tys.	35	226	460	1 134	2 149	3 330	4 459	
średnia cena rynkowa	euro/cert.	37,37	37,37	41,17	41,48	41,14	39,53	37,13	
wartość udzielonego wsparcia	mln euro	1,30	8,45	18,92	47,05	88,43	131,65	165,57	461,36

Źródło: Załącznik do Belgium's written report Op. cit., s. 16.

Podsumowanie

Przedstawione funkcjonowanie dwóch, co do zasady identycznych mechanizmów promocji kogeneracji dla porównywalnego okresu działania, dając odmienne wyniki wskazuje tym samym na różne poziomy efektywności implementowanych rozwiązań. Pełne porównanie efektywności

²³ Belgium's written report Op. cit., s. 4.

mechanizmów staje się możliwe dopiero przy analizie wsparcia dla konkretnych przypadków wdrożeniowych i możliwe jest dzięki badaniom przeprowadzonym przez stowarzyszenie Cogeneration Observatory and Dissemination Europe (CODE). Analizom podlegały w tym przypadku hipotetyczne inwestycje z enumeratywnej listy typowych źródeł kogeneracyjnych, co zilustrowane zostało w tabeli 6.

Tabela 6

Typszereg źródeł kogeneracyjnych wg CODE

	50kWe	1MWe	1MWe	12MWe	66MW
Typ źródła	gaz	gaz	diesel	węgiel kamienny	CCGT
Typowe użycie	Klienci indywidualni	Zastosowania komercyjne niskoskalowe		Zastosowania komercyjne wielkoskalowe	

Źródło: CODE project report: European Summary Report on CHP support schemes a comparison of 27 national support mechanisms, www.code-project.eu; December 2010.

Przeprowadzone badania, których wyniki przedstawiono w tabeli 7, wskazują, na duże dysproporcje efektywności mechanizmów wsparcia w Polsce i Flandrii, które wyrażone zostały poziomami wewnętrznej stopy zwrotu i czasu zwrotu nakładów inwestycyjnych. Jest to bardzo istotne w kontekście wnioskowania, iż dla zbliżonego poziomu wydatkowania środków, które dla lat 2007-2010 wyniosły odpowiednio: (i) 1,5 mln zł dla Polski i w przeliczeniu (ii) 1,7 mld zł dla Flandrii, efekt w postaci nowo zainstalowanych mocy kogeneracyjnych jest diametralnie różny.

Tabela 7

Porównanie szacunkowej wartości systemu wsparcia dla dwóch wariantów cenowych

			50kWe	1MWe	1MWe	12MWe	66MW
Flandria	bez wsparcia	IRR	2.55%	13.91%	28.54%	12.32%	2.55%
	ze wsparciem		12.91%	47.58%	51.17%	22.16%	12.91%
	bez wsparcia	Czas zwrotu	8.9	2.6	2	4.2	8.9
	ze wsparciem		4.4	1.3	1.1	2.6	4.4
Polska	bez wsparcia	IRR	0.00%	0.00%	0.00%	13.52%	1.52%
	ze wsparciem		4.36%	14.87%	13.23%	14.92%	22.23%
	bez wsparcia	Czas zwrotu	15.6	9.5	12	4.6	9.9
	ze wsparciem		8.1	3.8	3.9	4.3	3.1

Źródło: CODE project report Op. cit., s. 20.

Przedstawiona w referacie charakterystyka mechanizmów wraz z oceną ich efektywności, dowodzi zdaniem autora postawionej we wstępie tezy. Należy dodatkowo pamiętać, że funkcjonujący w Polsce mechanizm miał zgodnie z deklaracjami wyrażonymi na mównicy sejmowej stanowić „Rozwiązanie, według rządowego przedłożenia, mające charakter tymczasowy, do czasu wypracowania i notyfikacji innych sposobów wspierania takiego systemu wytwarzania energii elektrycznej”²⁴. Przedstawione wyniki analiz wydają się być również istotne w kontekście prowadzonych na przełomie lat 2012/2013 prac nad kontynuacją mechanizmu wsparcia, który w przypadku przedłużenia powinien uwzględniać doświadczenia oraz dobre praktyki z krajów, gdzie efektywność systemu była wyższa.

²⁴ Stenogram Op. cit., s. 3.

Literatura

1. Belgium's written report in accordance with articles 6(3) and 10(2) of Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the council on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EC; Ref. Ares(2012)317207 - 19/03/2012
2. CODE project report: European Summary Report on CHP support schemes a comparison of 27 national support mechanisms, www.code-project.eu; December 2010.
3. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego I Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG.
4. <http://www.polpx.pl/pl/155/raporty-miesieczne>
5. Informacja statystyczna o energii elektrycznej, opracowania dla lat 2007-2011, miesięcznik wydawnictwa Agencji Rynku Energii
6. Monitor Polski z dnia 1 marca 2012 r. Pozycja 108 Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 16 lutego 2012 r. w sprawie raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej
7. Raport oceniający postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej, Monitor Polski Nr 1 Poz.12 – załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 12 grudnia 2007 r.

8. Sprawozdania z działalności Prezesa URE za lata 2007 – 2011, Biuletyny Urzędu Regulacji Energetyki
9. Stenogram z 29-go posiedzenia Sejmu w dniu 5 grudnia 2006 r. w sprawie projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne, ustawy Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności
10. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012, poz. 1059 z późniejszymi zmianami)

Abstract: Formation of common European energy market implies the necessity of making adjustments to domestic law and adopt market development possibilities in order to meet European Union regulations. Implementation of system support to develop high-efficiency cogeneration was one of those aspects. Several years of functioning such mechanism allow to: analyze those regulations and their impact on sub-sector development, make a deep cost analysis and discuss about its efficiency. This Paper describes the background of implementation of EU regulations, results of efficiency analysis and comparison with the functioning mechanism in the Flemish Region.