

PRACE NAUKOWE

Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu

RESEARCH PAPERS

of Wrocław University of Economics

321

Zarządzanie finansami firm – teoria i praktyka

Redaktorzy naukowi

Adam Kopiński

Paweł Kowalik



Wydawnictwo Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu
Wrocław 2013

Redaktor Wydawnictwa: Jadwiga Marcinek

Redaktor techniczny: Barbara Łopusiewicz

Korektor: Barbara Cibis

Łamanie: Adam Dębski

Projekt okładki: Beata Dębska

Publikacja jest dostępna w Internecie na stronach:

www.ibuk.pl, www.ebscohost.com,

The Central and Eastern European Online Library www.ceeol.com,

a także w adnotowanej bibliografii zagadnień ekonomicznych BazEkon

http://kangur.uek.krakow.pl/bazy_ae/bazekon/nowy/index.php

Informacje o naborze artykułów i zasadach recenzowania znajdują się

na stronie internetowej Wydawnictwa

www.wydawnictwo.ue.wroc.pl

Kopiowanie i powielanie w jakiegokolwiek formie

wymaga pisemnej zgody Wydawcy

© Copyright by Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu

Wrocław 2013

ISSN 1899-3192

ISBN 978-83-7695-359-5

Wersja pierwotna: publikacja drukowana

Druk: Drukarnia TOTEM

Spis treści

Wstęp	9
Arkadiusz Bernal: Przerzucalność w przód podatku od towarów i usług na rynku obuwia dziecięcego.....	11
Michał Buszko, Catherina Deffains-Crapsky: Whole business securitization in structuring and refinancing of LBOs.....	26
Krzysztof S. Cichocki: Wykorzystanie modeli optymalizacyjnych do wspomagania wieloletniego planowania finansowego w sektorze samorządowym.....	39
Marta Kluzek: Patent Box – system wspierający działalność innowacyjną przedsiębiorstw.....	67
Bogdan Ludwiczak: Wykorzystanie metod szacowania ryzyka kredytowego do testowania warunków skrajnych.....	77
Anna Matras-Bolibok: Regional disparities in public financial support for innovations from Operational Programme Innovative Economy in Poland.....	87
Alicja Mikołajewicz-Woźniak: Załamanie systemu zielonych certyfikatów a finansowanie wytwarzania energii z odnawialnych źródeł.....	96
Dorota Ostrowska: Financial insurance market expansion in Poland, in 2007-2011.....	106
Anna Pyka: Execution of investment projects based on the public-private partnership model in Poland in the period 2009 to 2011.....	115
Przemysław Siudak: Negatywne efekty towarzyszące tworzeniu i funkcjonowaniu obszarów uprzywilejowanych na przykładzie polskich specjalnych stref ekonomicznych.....	124
Tomasz Skica: Instrumenty wsparcia w procesach stymulowania przedsiębiorczości przez JST.....	136
Dorota Ostrowska, Aneta Skuriat: Insurance guarantees KUKE S.A. And the export efficiency of Polish economy.....	147
Igor Styn: Wpływ zmian regulacyjnych na warunki działalności gospodarczej wytwórców i dystrybutorów ciepła w Polsce.....	156
Elżbieta Izabela Szczepankiewicz: Propozycja założeń do opracowania polskiego Standardu Wyceny Przedsiębiorstwa na przykładzie amerykańskich Standardów Oszacowania Wartości Przedsiębiorstwa.....	171
Anna Wawryszuk-Misztal: Cykl handlowy netto a rentowność przedsiębiorstw notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie.....	182
Anna Wildowicz-Giegiel: Znaczenie inwestycji w kapitał intelektualny we współczesnym przedsiębiorstwie.....	190

Piotr Wiśniewski: Performance related compensation factors in the activity of global hedge funds.....	200
Grzegorz Zimon: Płynność finansowa w przedsiębiorstwach tworzących grupy zakupowe.....	211

Summaries

Arkadiusz Bernal: Forward shifting of value added tax in the children's shoe market	25
Michał Buszko, Catherine Deffains-Crapsky: Sekurytyzacja aktywów operacyjnych w strukturyzowaniu i refinansowaniu transakcji wykupu lewarowanego LBO	38
Krzysztof S. Cichocki: Long-term financial planning by local government: optimization model implementation.....	64
Marta Kluzek: Patent Box – supporting system innovative business enterprises.....	76
Bogdan Ludwiczak: Application the credit risk estimating methods in stress testing.....	86
Anna Matras-Bolibok: Regionalne zróżnicowanie finansowego wsparcia innowacji w Polsce ze środków publicznych z Programu operacyjnego „Innowacyjna gospodarka”	95
Alicja Mikołajewicz-Woźniak: The breakdown of tradable green certificates scheme and financing energy generation from renewable sources	105
Dorota Ostrowska: Ekspansja rynku ubezpieczeń finansowych w Polsce w latach 2007-2011	114
Anna Pyka: Realizacja projektów inwestycyjnych opartych na modelu partnerstwa publiczno-prywatnego w Polsce w latach 2009-2011	123
Przemysław Siudak: The negative effects accompanying the creation and functioning of areas economically privileged as exemplified by Polish special economic zones.....	135
Tomasz Skica: Instruments of support in entrepreneurship simulation processes by local government units	146
Dorota Ostrowska, Aneta Skuriat: Gwarancje ubezpieczeniowe KUKE S.A. a sprawność eksportowa gospodarki polskiej	155
Igor Styn: The impact of the regulatory changes on the business terms and conditions of the heat generators and distributors in Poland.....	170
Elżbieta Izabela Szczepankiewicz: Proposed assumptions for developing a generally accepted Polish Business Valuation Standard on the example of Business Appraisal Standard in the USA	181

Anna Wawryszuk-Misztal: Relationship between net trade cycle and profitability of industrial companies listed in the Warsaw Stock Exchange.....	189
Anna Wildowicz-Giegiel: The significance of intellectual capital investment in a modern enterprise.....	199
Piotr Wiśniewski: Czynniki wynagrodzeń uzależnionych od wyników zarządzania w działalności globalnych funduszy hedgingowych.....	208
Grzegorz Zimon: Financial liquidity in companies creatig purchasig groups	221

Igor Styn

Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie

WPLYW ZMIAN REGULACYJNYCH NA WARUNKI DZIAŁALNOŚCI GOSPODARCZEJ WYTWÓRCÓW I DYSTRYBUTORÓW CIEPŁA W POLSCE

Streszczenie: Artykuł prezentuje wpływ zmian regulacji na politykę inwestycyjną wytwórców i dystrybutorów ciepła oraz na jego ceny. Analiza została przeprowadzona na tle sytuacji finansowej wytwórców i dystrybutorów ciepła.

Słowa kluczowe: ciepło systemowe, IED.

1. Wstęp

Artykuł analizuje wpływ na branżę tzw. ciepła systemowego:

1. zmian w przepisach prawnych Wspólnot Europejskich i Unii Europejskiej (zwanymi dalej odpowiednio: WE i UE) i wprowadzających je przepisów prawa polskiego (już przyjętych oraz projektów ustaw),
2. braku przepisów w okresie przejściowym (w sytuacji gdy wygasły przepisy obowiązujące, a nie przyjęto nowych aktów prawnych),
3. nowych aktów prawnych niższej rangi wydanych przez regulatora rynku ciepła, czyli Urzędu Regulacji Energetyki (zwanego dalej: URE).

Autor analizuje zmiany w wybranych przepisach WE i UE oraz wprowadzone do polskiego systemu prawnego od roku 2012 włącznie na podstawie obowiązujących dyrektyw WE i UE. Przedmiotem analizy będzie wpływ zmian regulacji na politykę inwestycyjną wytwórców i dystrybutorów ciepła systemowego i koszty prowadzonej przez nich działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania i dystrybucji ciepła, czyli pośrednio także na ceny ciepła. Analiza zostanie dokonana na tle wybranych danych opisujących sytuację finansową wytwórców i dystrybutorów ciepła.

Pod pojęciem „ciepło systemowe” rozumie się zazwyczaj ciepło i ciepłą wodę użytkową dostarczane do mieszkań, lokali użytkowych, obiektów handlowych i użyteczności publicznej i sprzedawane właścicielom lub użytkownikom takich obiektów jako odbiorcom lub odbiorcom końcowym (w rozumieniu art. 3 pkt 13 i 13a obowiązującej ustawy Prawo Energetyczne¹; dalej: PE). Dlatego też pod po-

¹ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, DzU 2006, nr 89, poz. 625, z późn. zm.

jęciem „branża ciepła systemowego” autor rozumie koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne (w rozumieniu art. 3 pkt 12 PE), których odbiorcami końcowymi pośrednio lub bezpośrednio są właściciele lub użytkownicy ww. obiektów. Są to zarówno przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające ciepło (ciepłownie) lub energię elektryczną i ciepło w kogeneracji (elektrociepłownie, zwane dalej: EC), które sprzedają ciepło jego dystrybutorom, których odbiorcami końcowymi są ww. grupy podmiotów, jak i przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się zaopatrzeniem w ciepło (w rozumieniu art. 3 pkt 8 PE) tego typu odbiorców końcowych.

2. Specyfika funkcjonowania rynku ciepła w Polsce

Rynek ciepła w Polsce charakteryzuje się następującymi cechami:

1. jest podzielony na rynek koncesjonowany i niekoncesjonowany,
2. na rynku koncesjonowanym występuje wysoki poziom regulacji,
3. jest rozdrobniony (istnienie wielu nie powiązanych ze sobą rynków lokalnych),
4. dominuje na nim sektor publiczny,
5. występuje na nim duża zmienność poziomu sprzedaży ciepła zależnego od warunków pogodowych (liczby tzw. ciepłodni),
6. występuje na nim zróżnicowany i rozdrobniony potencjał techniczny wynikający z rozdrobnienia rynku,
7. mamy na nim do czynienia z wysokim poziomem dekapitalizacji majątku trwałego oraz z dominacją węgla kamiennego jako podstawowego paliwa, którym opalane są instalacje wytwórcze.

O ile pierwsze sześć cech występuje w różnym natężeniu w zasadzie we wszystkich krajach członkowskich UE, o tyle dwie ostatnie charakteryzują polski rynek ciepła, w szczególności dominacja węgla kamiennego jako podstawowego paliwa. Poziom wskaźnika dekapitalizacji majątku trwałego w branży ciepłowniczej w latach 2002-2007 systematycznie rósł, od poziomu 54,75% do 60,05%, natomiast w 2011 r. jego wartość się obniżyła do 56,79%. Węgiel kamienny jako paliwo w 2011 r. był używany do wytworzenia 74,1% ciepła w Polsce (w porównaniu, w 2002 r. 79,1% ciepła było wytworzone z węgla kamiennego) [*Energetyka cieplna... 2011*, s. 12].

3. Przepisy prawa dotyczące rynku ciepła wpływające na opłacalność działalności gospodarczej branży ciepła systemowego

Zdaniem autora, najistotniejszy wpływ na opłacalność działalności gospodarczej branży ciepła systemowego mają przepisy lub będą miały projekty przepisów dotyczących:

1. emisji zanieczyszczeń do atmosfery przez instalacje przemysłowe,
2. kalkulacji tzw. kosztów uzasadnionych i tzw. uzasadnionego zwrotu z kapitału z działalności przedsiębiorstwa ciepłowniczego,
3. efektywności energetycznej (możliwości uzyskania tzw. białych świadectw pochodzenia energii elektrycznej przez EC lub ciepłownię),
4. obowiązku zaopatrzenia odbiorców końcowych w ciepło wytworzone w odnawialnych źródłach energii i świadectw pochodzenia z tytułu wytworzenia energii w odnawialnych źródłach energii i w kogeneracji.

Istotny wpływ na opłacalność działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła będzie miał także planowany brak zmian przepisów w zakresie taryfikacji cen ciepła, ściśle związany z kwestią tzw. kosztów uzasadnionych i uzasadnionego zwrotu z kapitału.

Według autora, nie wpłyną znacząco na koszty działalności wytwórców ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem nowe zasady przydziału uprawnień do emisji CO₂, gdyż m.in. dla producentów ciepła została utrzymana zasada bezpłatnego przydziału uprawnień w okresie rozliczeniowym 2013-2020, przy czym liczba przyznawanych uprawnień będzie się co roku systematycznie zmniejszać, by w 2027 r. wszystkie instalacje podlegające europejskiemu systemowi handlu prawami do emisji gazów cieplarnianych (zwanemu dalej: EU ETS) były zmuszone do nabywania uprawnień na aukcjach lub w inny sposób. Dodatkowo utrzymano zasadę wyłączenia spod EU ETS małych instalacji, o nominalnej mocy 35 MW_t i emisji mniejszej niż 25 000 Mg CO₂ rocznie².

W dalszych rozważaniach autor skoncentrował się jedynie na wpływie ograniczeń w emisji zanieczyszczeń oraz kwestiach związanych z problematyką „kosztów uzasadnionych” i „uzasadnionego zwrotu z kapitału” z działalności przedsiębiorstwa na politykę inwestycyjną wytwórców i dystrybutorów ciepła w Polsce.

3.1. Regulacje dotyczące ograniczeń w emisji zanieczyszczeń

Docelowe pułapy emisji SO₂, tlenków azotu oraz pyłów, które mają osiągnąć instalacje przemysłowe, precyzuje Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola)³ (zwana dalej: IED). Znacznie zaostrza ona pułapy emisji dla elektroenergetyki w stosunku do poprzedzających ją

² Przydział uprawnień do emisji CO₂ w okresie rozliczeniowym 2013-2020 regulują przepisy dyrektywy 2009/29/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r., zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (DzUrz WE L 140 z 5.06.2009, s. 63), jak i decyzji Komisji nr 2011/278/UE z dnia 27 kwietnia 2011 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji we Wspólnotach Europejskich na mocy art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (DzUrz UE L 130 z 17.06.2011, s. 1).

³ DzUrz UE L 334 z 17.12.2010, s. 17.

dyrektyw⁴, w szczególności jeżeli chodzi o instalacje o małej mocy zainstalowanej⁵, a także wprowadza zasadę pomiaru całkowitej mocy mierzonej w paliwie dostarczanym do instalacji wytwórczej, a nie w niej zainstalowanej (jak dotychczas), oraz rozumienia samego pojęcia „instalacji”, którą tworzy jeden lub więcej kotłów używających lub mogących używać tego samego komina (tzw. zasada agregacji). Zasada agregacji instalacji obowiązuje od mocy 15 MW na kocioł. Dotychczas w polskiej praktyce implementacyjnej granica instalacji była na kotle, a nie kominie. Z ograniczeń w emisji narzuconych przez IED wyłączone są instalacje o mocy mniejszej niż 50 MW w dostarczonym paliwie.

Dla wytwórców ciepła w Polsce obie zmiany mają istotne znaczenie, gdyż oprócz nowych nakładów inwestycyjnych w celu spełnienia ostrzejszych norm emisji znacznie zwiększy się liczba najmniejszych instalacji podlegających IED (a które wcześniej jej nie podlegały), z kilkunastu do 223 [por. *Dyrektywa IED w energetyce...*, *Opracowanie wariantowych propozycji...* 2009, s. 53]. Instalacje te poniosą też największe koszty w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej. Według danych z 2009 r., przepisom IED będzie podlegać aż 85% EC oraz 84% kotłów w EC i tylko 28% ciepłowni i 29% kotłów zainstalowanych w ciepłowniach [*Opracowanie wariantowych propozycji...* 2009, s. 45]. Przepisy IED wchodzi w życie 1 stycznia 2016 r., dlatego bardzo ważne jest wykorzystanie oferowanych przez nie derogacji. Dla branży ciepła systemowego istotne są trzy z nich:

1. wyłączenie do 1 lipca 2020 r. spod działania IED tych instalacji, które znalazły się na liście instalacji objętych tzw. Przejściowym Programem Krajowym (zwanym dalej: PPK; 22 największych EC i ciepłowni wytwarzających ciepło systemowe), przy czym ścieżka dochodzenia do norm emisyjnych IED została określona dla projektu PPK zgodnie z formułami obliczeniowymi zawartymi w Decyzji 2012/115/UE⁶;
2. wyłączenie do 31 grudnia 2023 r. spod działania IED EC i ciepłowni o zagregowanej mocy mniejszej od 200 MW, z których przynajmniej 50% energii użytecznej wytworzonej sprzedawane jest jako ciepło systemowe;

⁴ Dyrektywa 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych instalacji spalania (DzUrz WE L 309 z 27.11.2001, s. 1) oraz Dyrektywa 2008/1/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 15 stycznia 2008 r. dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (DzUrz UE L 24 z 29.01.2008, s. 8).

⁵ Na przykład dla SO₂ dla instalacji opalanych węglem o mocy w paliwie od 50 do 100 MW maksymalne dopuszczalne normy emisji są 3,75-krotnie niższe od dotychczasowych, dla instalacji o mocy od 100 do 225 MW i 300 MW – 6-krotnie niższe, dla instalacji o mocy od 225 do 300 MW – od 5,6 do 4,8 razy niższe, a dla instalacji o mocy pow. 500 MW – jedynie 2-krotnie niższe; por. [*Opracowanie wariantowych propozycji...* 2009, s. 12]. Co ciekawe, zgodnie z IED jedynie instalacje opalane gazem ziemnym nie muszą redukować emisji, co wynika z niskiego jej poziomu dla tych instalacji.

⁶ Decyzja wykonawcza Komisji z dnia 10 lutego 2012 r. ustanawiająca przepisy dotyczące przejściowych planów krajowych, o których mowa w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (DzUrz UE L 52 z 24.02.2012, s. 12).

3. wyłączenie do 31 grudnia 2019 r. spod działania IED instalacji zasilających tzw. małe systemy wydzielone⁷.

3.2. Taryfikacja cen ciepła

Taryfikacja cen ciepła jest zasadą bezwzględnie obowiązującą, narzuconą przez przepisy PE. Ogólne zasady kalkulacji taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne wynikają z zapisów art. 45 PE. Na podstawie treści tego artykułu przedsiębiorstwo energetyczne winno tak kalkulować taryfy, by:

1. pokrywały one koszty uzasadnione działalności gospodarczej przedsiębiorstwa w zakresie m.in. wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność;
2. uwzględniały koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwo:
 - a. przedsięwzięć i usług zmierzających do zmniejszenia zużycia energii u odbiorców, stanowiących ekonomiczne uzasadnienie uniknięcia budowy nowych źródeł energii i sieci,
 - b. przedsięwzięć związanych z rozwojem odnawialnych źródeł energii;
3. zapewniały ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat;
4. różnicowanie cen i stawek opłat określonych w taryfach dla różnych grup odbiorców wynikało wyłącznie ze względu na koszty uzasadnione spowodowane realizacją świadczenia (zakaz subsydiowania skrośnego);
5. udział opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla danej grupy odbiorców nie był większy niż ustalony przez Prezesa URE.

Projekt nowego PE⁸ dodaje do powyższych zasad tworzenia taryf konieczność zapewnienia poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego (art. 189 ust. 2 pkt 3), która to zasada jest już wymieniana nie wprost w obowiązującym PE.

Zgodnie z art. 47 ust. 2f oraz art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c PE, wytwórcy ciepła w kogeneracji planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła obliczają na podstawie wskaźnika referencyjnego ustalanego i ogłaszanego do 31 marca każdego roku przez Prezesa URE oraz publikowanych przez Prezesa URE średnich cen sprzedaży ciepła, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji opalanych paliwami węglowymi (tzw. taryfa uproszczona). Projekt PE utrzymuje zasadę stosowania w taryfach uproszczonego sposobu kalkulacji cen i stawek opłat dla ciepła wytwarzanego w źródłach kogene-

⁷ Mały system wydzielony to wg IED system, który zużywa rocznie mniej niż 3 TWh energii (lub ciepła) i w którym mniej niż 5% rocznego zużycia energii jest uzyskiwane poprzez połączenie z innymi systemami.

⁸ Zob. ostatnia dostępna wersja 1.24 z 8.10.2012 na stronie Biuletynu Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji (<http://legislacja.rcl.gov.pl>).

racyjnych (w art. 188), chociaż nie wskazuje sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie, odsyłając do przyszłego rozporządzenia Ministra Gospodarki w przedmiotowej kwestii. Nie wiadomo, czy sposób kalkulacji zawarty w obecnie obowiązującym rozporządzeniu zostanie utrzymany, a jeśli tak, to jaka będzie dokładna formuła kalkulacji, chociaż zapisy Projektu PE sugerują utrzymanie dotychczasowego sposobu kalkulacji cen.

Koszty uzasadnione zdefiniowane są w art. 3 pkt 21 PE jako „koszty niezbędne do wykonania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną działalnością oraz przyjmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców”. Zgodnie z treścią art. 45 PE oraz szczegółowym jej rozwinięciem w rozporządzeniu taryfowym⁹, na uzasadniony przychód ze sprzedaży ciepła planowany na rok obowiązywania taryfy składają się planowane, kalkulowane osobno dla wytwarzania i dla przesyłania:

1. koszty wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła i zaopatrzenia w ciepło (przypadające na daną grupę taryfową);

2. koszty modernizacji i rozwoju oraz realizacji inwestycji w zakresie ochrony środowiska, w tym:

a. roczne koszty związane z eksploatacją urządzeń i instalacji, przekazywanych do eksploatacji po zakończeniu inwestycji (przy czym koszty te winny wynikać z obowiązującego wytwórcę lub dystrybutora planu inwestycji, zatwierdzonego przez Prezesa URE, i określonego w nim sposobu finansowania i harmonogramu realizacji poszczególnych przedsięwzięć inwestycyjnych), w szczególności:

– odpisy amortyzacyjne,

– koszty kalkulacyjne związane z eksploatacją nowych urządzeń i instalacji (koszty robocizny, zużycia materiałów, paliw, energii i wody, usuwania odpadów, transportu, remontów itp.),

b. koszty współfinansowania zmniejszenia zużycia paliw i energii u odbiorców,

c. koszty współfinansowania inwestycji w odnawialne źródła energii;

3. uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w w/w działalność.

Generalnie koszty wymienione w grupach 1. i 2. powyżej powinny być podzielone na stałe i zmienne. Zgodnie z rozporządzeniem wykonawczym można też stosować inny podział uzasadnionych kosztów stałych i zmiennych, na:

1. koszty wytwarzania i przetwarzania ciepła (w tym: modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska),

2. koszty utrzymania zapasów paliw,

3. koszty utrzymania źródeł ciepła,

4. koszty handlowej obsługi odbiorców zasilanych bezpośrednio ze źródeł ciepła

⁹ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, DzU nr 194, poz. 1291.

5. koszty pozyskania, uzdatniania i podgrzewania nośnika ciepła (w tym: modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska).

3.3. Regulacje dotyczące tzw. uzasadnionego zwrotu z kapitału przedsiębiorstw ciepłowniczych

Zgodnie z treścią rozporządzenia taryfowego, planowany zwrot z kapitału obejmuje zwrot zarówno z kapitału własnego, jak i obcego. W kalkulacji zwrotu z kapitału należy uwzględnić:

1. warunki panujące na rynku finansowym (w tym poziom stóp procentowych),
2. rynkową ocenę ryzyka związanego z kredytowaniem i inwestowaniem w wytwarzanie lub przesyłanie ciepła,
3. wartość aktywów faktycznie zaangażowanych w wytwarzanie lub przesyłanie ciepła,
4. oszczędności w wyniku obniżenia kosztów w wyniku poprawy efektywności działalności przedsiębiorstwa,
5. poziom cen ciepła z alternatywnych źródeł ciepła, które mogłyby być wykorzystane w sposób ekonomicznie uzasadniony,
6. planowane aktywa przedsiębiorstwa w okresie obowiązywania taryfy.

Stopa zwrotu z kapitału ma być kalkulowana jako średni ważony jego koszt (WACC), przy czym:

1. udziały poszczególnych źródeł finansowania przyjęte na potrzeby kalkulacji WACC mają mieć pokrycie w strukturze pasywów przedsiębiorstwa,
2. koszt długu winien odpowiadać poziomowi rynkowego kosztu długu dla branży wytwarzania lub przesyłania ciepła,
3. podobnie premia za ryzyko inwestowania w branżę wytwarzania lub przesyłania ciepła powinna odpowiadać rynkowej jej wycenie,
4. stopa zwrotu wolna od ryzyka powinna być równa rentowności (YTM) hurtowych obligacji skarbowych emitowanych w najbliższym dniu poprzedzającym 30 czerwca danego roku (według danych opublikowanych przez Ministra Finansów).

Należy dodać, że zgodnie z przepisami PE oraz rozporządzenia taryfowego zakładany zwrot z kapitału nie powinien powodować „nieuzasadnionego” wzrostu cen ciepła dla odbiorców i stawek opłat w taryfie, przy czym ani PE, ani rozporządzenie nie wyjaśnia, co to znaczy „nieuzasadniony” wzrost cen.

4 kwietnia 2013 r. Prezes URE opublikował informację nr 9/2013 w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2013-2015, a 8 kwietnia 2013 r. w Informacji nr 10/2013 podał wartości wskaźników używanych do formuł kalkulacyjnych z Informacji nr 9/2013 [www.ure.gov.pl]. Informacja nr 9/2013 ma charakter publikacji ujawniającej politykę kalkulacji uzasadnionego zwrotu z kapitału oraz uzasadnionych przychodów ze sprzedaży ciepła, którą będzie stosował Prezes URE przy zatwierdzaniu taryf. Generalnie przy aktualnej i przewidywanej stopie wzrostu cen detalicznych

w latach 2013-2015 i utrzymaniu się średniej stopy wzrostu cen ciepła z lat 2010-2012 uzasadnione przychody ze sprzedaży ciepła mogą maksymalnie być równe sumie kosztów uzasadnionych oraz iloczynu średnioważonego kosztu kapitału (WACC) i planowanej wartości regulacyjnej aktywów trwałych netto faktycznie zaangażowanych w prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło w pierwszym roku stosowania taryfy (ustalanej na podstawie wartości księgowych tych aktywów; WRA). Czyli zwrot z kapitału w rozumieniu Prezesa URE to *de facto* zwrot z aktywów bezpośrednio zaangażowanych w wytwarzanie ciepła lub w jego przesyłanie i dystrybucję do odbiorców.

4. Wpływ zmian regulacji na warunki działalności gospodarczej wytwórców i dystrybutorów ciepła systemowego

4.1. Analiza sytuacji ekonomicznej koncesjonowanego sektora ciepłowniczego

Dla oceny sytuacji techniczno-ekonomicznej tych firm z sektora ciepłownictwa, które posiadają wydane przez URE i ważne koncesje (w tym branży ciepła systemowego), URE stosuje wiele danych i wskaźników finansowych, uzyskiwanych i obliczanych na podstawie treści sprawozdań URE-C1. Sprawozdania te muszą corocznie przedstawiać Prezesowi URE koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze. Wartości i formuły kalkulacji tych wskaźników są publikowane w corocznych sprawozdaniach URE *Energetyka ciepłna w liczbach* [www.ure.gov.pl]. Wskaźniki i dane przedstawiane są w czterech grupach:

- 1) wskaźniki techniczne (sprawności wytwarzania, sprawności przesyłania, intensywności emisji gazów),
- 2) wskaźniki i dane ekonomiczne (przychody z działalności ciepłowniczej, wskaźniki wydajności pracy, produktywności majątku trwałego, rentowności, średnia cena jednostkowa ciepła, całkowity koszt jednostkowy stały i zmienny),
- 3) wskaźniki sytuacji finansowej (całkowitego zadłużenia i płynności),
- 4) wskaźniki rozwojowe (reprodukcji majątku trwałego i pokrycia nakładów inwestycyjnych przez środki własne) [dokładne formuły ich kalkulacji por. np. *Energetyka ciepłna... 2011*, s. 35].

Przychody z działalności ciepłowniczej¹⁰ całego sektora koncesjonowanego wyniosły w 2011 r. 15,433 mld zł, a przeciętnie 32,4 mln zł na przedsiębiorstwo. Trend wzrostu lub spadku przychodów w największym stopniu zależy od pogody w sezonie grzewczym. Koszty stałe w 2011 r. wyniosły 6,597 mld zł i wyniosły 43,7%

¹⁰ Przychody z działalności ciepłowniczej całego sektora są rozumiane jako suma przychodów wytwórców ciepła (przychody ze sprzedaży ciepła bezpośrednio ze źródeł, czyli ze sprzedaży mocy, ciepła i nośnika ciepła), dystrybutorów ciepła (przychody ze sprzedaży z sieci ciepłowniczych, czyli ze sprzedaży mocy, ciepła i nośnika ciepła oraz z przesyłania i dystrybucji ciepła) i przedsiębiorstw obrotu ciepłem (przychody ze sprzedaży z czystego obrotu, czyli ze sprzedaży mocy, ciepła i nośnika ciepła, z zakupionej usługi przesyłowej i z obsługi odbiorców).

kosztów prowadzenia działalności ciepłowniczej (z czego wynagrodzenia i świadczenia na rzecz pracowników wyniosły 36%, a amortyzacja 21,5%). W przypadku węgla kamiennego jako paliwa jego udział w kosztach zmiennych jest wysoki i wynosi 56% ogółu kosztów zmiennych. Tak wysoki poziom kosztów stałych powoduje, że w przypadku ciepłych zim spadek kosztów nie nadąży za spadkiem przychodów (w 2011 r. przychody spadły średnio dla branży o 6,2%, natomiast koszty o 4,4%).

Po systematycznej poprawie kondycji finansowej sektora w latach 2002-2007 od 2008 r. następuje odwrócenie tej tendencji (z wyjątkiem roku 2010, co w dużej mierze spowodowane było warunkami pogodowymi). W 2011 r. cały sektor osiągnął stratę netto 240,5 mln zł, czyli wskaźnik rentowności¹¹ dla branży wyniósł -1,56%, przy czym przedsiębiorstwa posiadające źródła ciepła w kogeneracji osiągnęły poziom -5,33%, a posiadający źródła ciepła bez kogeneracji 1,69%. Samo wytwarzanie ciepła osiągnęło zdecydowanie najniższą rentowność: źródła bez kogeneracji -1,41%, a z kogeneracją aż -12,38% (efekt ten spowodowały głównie EC przemysłowe, które osiągnęły rentowność -23,71%). Podsektor przesyłania i dystrybucji wraz z obrotem ciepłem osiągnął rentowność od zerowej po dodatnią: od 0,09% po 3,16%.

Dla wyjaśnienia należy podać, że podstawowy model biznesowy funkcjonowania EC zakłada, że sprzedaż ciepła ma pokrywać maksymalnie koszty wytworzenia i ciepła, i energii elektrycznej, czyli w odróżnieniu od ciepła produkcja energii elektrycznej (jako uboczna) nie jest już obarczana wysokim współczynnikiem kosztów jej wytworzenia. EC zarabia na sprzedaży energii elektrycznej, a ciepło ma pokrywać koszty wytworzenia ciepła i energii elektrycznej. Ponieważ EC składają do URE jedynie informacje o wytwarzaniu ciepła, a nie energii elektrycznej, to otrzymane przez URE dane fałszują rentowność EC z powodu nieuwzględniania zyskowej produkcji energii elektrycznej. Średnia rentowność EC z obu rodzajów działalności (z kogeneracji ciepła i energii elektrycznej) wyniosła w 2011 r. 16%.

Zdecydowanie za niska jest jednak rentowność ciepłowni, a to one stanowią większość jednostek wytwarzających ciepło systemowe. Przedsiębiorstwa ciepłownicze coraz bardziej inwestują w odnowienie majątku trwałego. Od 2002 r. nakłady w źródła wzrosły o 148%, natomiast w sieci o 63%. Łączne nakłady inwestycyjne w roku 2011 wyniosły 2,7 mld zł. Poniosło je ponad 74% przedsiębiorstw. Wzrost nakładów inwestycyjnych zaczął odbijać się na wskaźnikach finansowych branży. W 2011 r. nastąpił spadek wskaźnika płynności finansowej i uległ spowolnieniu proces obniżania zadłużenia przedsiębiorstw¹².

¹¹ Wskaźnik rentowności jest liczony jako iloraz różnicy przychodów ogółem i kosztów ogółem przez przychody ogółem (nie jest to wskaźnik typu IRR). Należy pamiętać, że zarówno przychody ogółem, jak i koszty ogółem dotyczą jedynie przychodów i kosztów związanych z wytwarzaniem ciepła. W EC koszty i przychody dzieli się osobno na związane z wytwarzaniem ciepła i z wytwarzaniem energii elektrycznej.

¹² Wszystkie dane za: [Energetyka ciepłownicza... 2011, s. 14-19]. Wskaźnik płynności liczony jest jako iloraz należności krótkoterminowych i zobowiązań krótkoterminowych.

4.2. Wpływ zmian regulacji na politykę inwestycyjną wytwórców i dystrybutorów ciepła

Dyrektywa IED narzucająca znaczącą redukcję emisji zanieczyszczeń do atmosfery przez instalacje przemysłowe oznaczać będzie rewolucję w branży wytwarzania ciepła systemowego. Dla EC i ciepłowni działających w Polsce wprowadzenie przepisów IED w zakresie inwestycji będzie oznaczało m.in.:

1. budowę kolejnych instalacji pól suchego lub mokrego odsiarczania spalin, a do czasu ich uruchomienia spalanie węgla o niskiej zawartości siarki (0,3-0,6%);
2. budowę instalacji wtórnego odazotowania spalin;
3. modernizację istniejących kotłów w celu:
 - a. przystosowania palenisk do spalania wyłącznie biomasy lub
 - b. poprawienia procesów spalania by zredukować emisję tlenków azotu;
4. modernizację instalacji odpylania spalin [np. *Przeźściowy Plan...* 2012, s. 16];
5. w przypadku starych instalacji o małej mocy (EC lub ciepłowni) w wielu przypadkach zmianę paliwa z węgla na gaz ziemny i metody wytwarzania na blok gazowy (czyli praktycznie zamianę ciepłowni w EC i wymianę całej instalacji wytwórczej) [np. *Wyzwania paliwowe...* 2010, s. 221-223].

11 kotłów w EC i 87 kotłów w ciepłowniach będzie mogło być poddanych najprostszej metodzie dostosowawczej – ograniczeniu mocy w paliwie do 14,9 MW na kocioł w celu wyłączenia metody agregacji¹³.

Całkowite koszty dostosowawcze elektroenergetyki (w tym EC) do wymogów IED do poniesienia do 2025 r. oszacowano w 2009 r. na ok. 27,37 mld zł (koszty budowy nowych EC) i ok. 7,611 mld zł (koszty modernizacji istniejących instalacji, w tym w elektrowniach kondensacyjnych i szczytowych), co wraz z szacunkowymi kosztami obsługi zadłużenia z tytułu kredytów zaciągniętych na inwestycje dostosowawcze (ok. 9,9 mld zł) daje kwotę 44,88 mld zł [*Opracowanie wariantowych propozycji...* 2009, s. 81-82]. Koszty dostosowawcze są tak wysokie, gdyż wdrożenie IED spowoduje w samym tylko ciepłownictwie konieczność modernizacji 195 kotłów w 49 zakładach lub ich zabudowy instalacjami odsiarczania i odazotowania spalin lub zamiany paliwa z węgla na gaz ziemny [*Dyrektywa IPPC. Wyzwania dla Polski...* 2009, s. 15].

W przypadku EC lub ciepłowni o małej mocy lub takich, które mają przed sobą do 10 lat eksploatacji, zabudowywanie ich instalacjami odsiarczania lub odazotowania spalin nie ma sensu, jest bowiem zbyt drogie i przez to ekonomicznie nieopłacalne. Za konkretny przykład skali kosztów koniecznych inwestycji dostosowawczych może służyć EC Puławy. Jest to wprawdzie EC przemysłowa, niesprzedająca ciepła systemowego, lecz dane dobrze pokazują skalę zjawiska. EC Puławy posiada 5 kotłów o łącznej mocy 855 MW_t i 4 turbozespoły o łącznej mocy 117 MW. Wybudowana została w latach 1965-1977. Dwa kotły mają derogację ze względu na emisję SO₂ do 2016 r., trzy kotły mają derogację ze względu na emisję NO_x do 2018 r. Koszty

¹³ Według szacunków z 2009 r.; zob. [*Opracowanie wariantowych propozycji...* 2009, s. 45].

inwestycji dostosowawczych do norm emisji SO_2 , NO_x i pyłów (instalacji nowej mokrej metody odsiarczania spalin, wdrożenia metody odazotowania spalin, modernizacji elektrofiltrów) poniesione i szacowane wynosiły 465 mln zł, koszty eksploatacyjne związane z nowymi inwestycjami – 370 mln zł rocznie. Łącznie koszty stanowią ponad dwukrotność zysku netto za rok 2008 [wystąpienie J. Kucharskiego z ZA Puławy SA, zob. *Dyrektywa IPPC. Wyzwania dla Polski...* 2009, s. 21-22].

Trzymając się bezpośrednio litery przepisów PE, pojęcie kosztów uzasadnionych wytwarzania lub dystrybucji ciepła wydaje się być stosunkowo pojemne, można do nich bowiem zakwalifikować praktycznie wszystkie koszty operacyjne oraz koszty inwestycji bezpośrednio związanych z wytwarzaniem lub przesyłaniem ciepła (np. w nowe moce wytwórcze, zmianę paliwa, nowe rurociągi lub dostosowanie się do nowych regulacji, m.in. IED). W praktyce o uznaniu lub nie danych kosztów za uzasadnione decyduje okręgowy oddział URE. Decyzje bywają skrajnie różne, w zależności od okręgu, podobnie jak czas oczekiwania na zaakceptowanie taryfy, na co ciągle skarżą się przedstawiciele branżowej Izby Gospodarczej Polskie Ciepłownictwo.

Na podstawie danych z 2012 r. Prezes URE postanowił uregulować kwestię ustalania uzasadnionego poziomu zwrotu z kapitału. Według opublikowanych danych w Informacji nr 9/2013 i Informacji nr 10/2013 uzasadniony poziom kosztu kapitału obcego w latach 2013-2015 wynosi 6,434%, a uzasadniony koszt kapitału własnego będzie malał od 8,746% w 2013 r. do 9,114% w 2015 r. Aktualny koszt kredytu dostępnego dla finansowania inwestycji w ciepłownictwie waha się w zależności od wyników finansowych, głównie dochodowości działalności potencjalnych kredytobiorców. W kwietniu 2013 r. wiarygodni kredytobiorcy mogli liczyć na efektywny koszt kredytu w złotych między 6% a 7,5%. Oczekiwana stopa zwrotu w inwestycje o niższym ryzyku niż wytwarzanie ciepła jest zdecydowanie większa. Na przykład oczekiwany zwrot z inwestycji w spalarnie odpadów komunalnych wykorzystujące ciepło odpadowe ze spalania do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji wynosi ok. 13-16% (jako IRR projektu) lub 20-25% (jako zwrot dla udziałowców). Takie podejście Prezesa URE do kalkulacji „uzasadnionego”, czyli dopuszczalnego przez niego poziomu zwrotu z kapitału jest niedopuszczalna, blokuje bowiem niezbędne inwestycje wynikające głównie z konieczności dostosowania się właścicieli lub operatorów instalacji do wymogów IED.

Dodatkowo planowanie przez wytwórców ciepła inwestycji dostosowawczych utrudnia fakt, że wytwarzający ciepło w kogeneracji zmuszeni są przez przepisy PE do stosowania taryf uproszczonych w oparciu o ceny referencyjne ciepła publikowane co roku przez Prezesa URE. Z tego względu taryfa wytwórcy pracującego w kogeneracji może być ważna tylko przez rok a to z kolei zniechęca dystrybutorów ciepła do podpisywania wieloletnich umów sprzedaży ciepła z jego wytwórcami w kogeneracji z energią elektryczną. Większość dystrybutorów ciepła to spółki, których właścicielami są miasta lub gminy, czyli w przetargach na dostawę ciepła (jeżeli może być przynajmniej dwóch jego dostawców do sieci) decydować będzie

cena za ciepło. Niepewność co do zmian cen ciepła i niemożność zastosowania zdefiniowanych w umowie tzw. ścieżek cenowych zdecydowanie przerzuca całkowicie ryzyko gwałtownego wzrostu cen ciepła z wytwórcy na jego dystrybutora, czyli w efekcie na końcowego odbiorcę ciepła. Z drugiej strony brak zachęt dla dystrybutorów ciepła do podpisywania umów długoletnich jest całkowicie nie na rękę wytwórcom, w szczególności tym, którzy muszą ponieść duże nakłady na inwestycje dostosowawcze. Dla podmiotów finansujących brak długoletniej umowy sprzedaży ciepła (jeżeli wytwórca nie ma monopolu na dostawy do sieci) może być czynnikiem decydującym o negatywnej decyzji kredytowej z wszystkimi tego konsekwencjami dla przyszłości wytwórcy.

4.3. Wpływ zmian regulacji na ceny ciepła

Według szacunków z 2009 r., implementacja IED na gruncie polskich przepisów prawa spowoduje wzrost jednostkowej ceny ciepła o 2,6 zł/GJ (przy założeniu wdrożenia dyrektywy dla ciepłownictwa do 2023 r.), przy czym wzrost kosztów wytworzenia ciepła wyniesie odpowiednio 3,2 zł/GJ [*Opracowanie wariantowych propozycji...* 2009, s. 82, 83, 86]. Powyższe kalkulacje wydają się niedoszacowane, gdyż wszystkie koszty inwestycji dostosowawczych powinny być uznane przez Prezesa URE za uzasadnione, czyli takie, które mogą być przerzucone przez wytwórców w taryfach na dystrybutorów, a przez tych na przedsiębiorstwa obrotu ciepłem (spółdzielnie mieszkaniowe) i odbiorców końcowych. Według średnich jednostkowych cen ciepła z 2008 r., szacowany wzrost cen (o 2,6 zł/GJ) wynosi 10,2% średniej ważonej ceny ciepła z jednostek opalanych węglem kamiennym, a według cen ciepła z 2009 r. odpowiednio 9,3%¹⁴. Średnioroczny wzrost cen ciepła w dekadzie 2002-2011 wyniósł 3,45%, natomiast w latach 2010-2012 już 6,81%¹⁵. Z powodu inwestycji m.in. w celu dostosowania się do wymogów IED należy założyć, że tempo wzrostu cen ciepła z ostatnich 2 lat przynajmniej się utrzyma, i to do 2023 r.

Nie da się jednoznacznie zmierzyć wpływu na poziom cen ciepła stosowania przez głównych wytwórców ciepła systemowego, czyli EC, jako źródła wytwarzania pracujące w kogeneracji, tzw. uproszczonej metody kalkulacji taryf oraz niedookreślenia kategorii kosztów uzasadnionych i zaniżonej wartości zwrotu z kapitału uzasadnionego dla wszystkich przedsiębiorstw ciepłowniczych. Wymienione zjawiska powodują jednakże niepewność co do poziomu i ścieżki wzrostu cen za ciepło – zarówno dla dystrybutorów ciepła, jak i jego odbiorców końcowych.

5. Podsumowanie i wnioski

Wpływ zmian regulacyjnych w ciepłownictwie wynikających z konieczności modernizacji instalacji spalania paliw, by spełnić normy narzucone przez IED, najpraw-

¹⁴ Obliczenia własne na podstawie danych z: [*Energetyka ciepłna w liczbach – 2009*].

¹⁵ Obliczenia własne na podstawie danych z: [*Energetyka ciepłna w liczbach – 2011*].

dopodobniej zwiększy w sposób istotny średnioroczną stopę wzrostu cen ciepła. Zjawisko to wystąpi szczególnie w przypadku instalacji, które dotychczas nie podlegały przepisom o ograniczaniu emisji zanieczyszczeń do atmosfery, a na mocy przepisów implementujących IED do polskiego systemu prawnego zaczną im podlegać. Aby móc inwestować w systemy odsiarczania i odazotowania spalin i wychwytywania pyłów, będą musiały zaciągać pożyczki, gdyż niewielki poziom ich rentowności nie gwarantuje spłaty pożyczki w inny sposób niż poprzez cesję praw do należności z tytułu przyszłych umów sprzedaży ciepła do sieci. Koszty inwestycji zostaną przerzucone na przedsiębiorstwa przesyłania i dystrybucji ciepła, które z kolei przerzucą je na odbiorców końcowych. Jeżeli koszty ogrzewania z sieci ciepłowniczej przekroczą próg opłacalności instalacji samodzielnych źródeł spalania w budynkach mieszkalnych jako alternatywy, ciepłownictwo zacznie przeżywać regres i przestanie się rozwijać.

Coraz więcej wytwórców ciepła widzi potrzebę zawierania długoterminowych umów sprzedaży ciepła z przedsiębiorstwami przesyłania i dystrybucji, jako podstawy ich wiarygodności kredytowej w przypadku długoterminowych pożyczek inwestycyjnych. Zawieranie takich umów uniemożliwia coraz częstsze stosowanie przez wytwórców tzw. uproszczonej taryfy ciepła opartej na cenach referencyjnych oraz podejście URE do kwestii tzw. uzasadnionego poziomu kosztów działalności ciepłowniczej i zwrotu z kapitału z tej działalności.

W takiej sytuacji należy przynajmniej:

1. zmniejszyć zakres regulacji rynku ciepła w Polsce, a jeżeli to nie będzie możliwe, to:

- a. zaprzestać praktyk uznaniowego ograniczania poziomu tzw. kosztów uzasadnionych i zaniżonej kalkulacji uzasadnionego zwrotu z kapitału,

- b. umożliwić wytwórcom ciepła w kogeneracji swobodny wybór rodzaju taryfy i swobodę zmiany rodzaju taryfy (w celu umożliwienia zawierania wieloletnich umów sprzedaży ciepła ze zdefiniowaną ścieżką cenową) – przez zmianę obowiązujących i planowanych do utrzymania przepisów PE;

2. rozszerzyć możliwość finansowania projektów inwestycyjnych w ciepłownictwie poprzez rozszerzenie listy podmiotów uprawnionych do emisji obligacji przychodowych przynajmniej na przedsiębiorstwa ciepłownicze;

3. próbować stworzyć nowe rodzaje instrumentów pochodnych, np. na rynku instrumentów pochodnych na Towarowej Giełdzie Energii, które mogłyby być wykorzystane do zabezpieczania się przed niekorzystnymi zmianami cen głównych składników cenotwórczych ciepła.

Literatura

- Bogusławski P., *Uproszczony sposób kalkulacji cen ciepła wytwarzanego w jednostkach kogeneracji*, „Rynek Ciepła 2010. Materiały i Studia”, Kaprint, Warszawa 2010.
- Decyzja Komisji nr 2011/278/UE z dnia 27 kwietnia 2011 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji we Wspólnotach Europejskich na mocy art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, DzUrz UE L 130 z 17.06.2011, s. 1.
- Decyzja wykonawcza Komisji z dnia 10 lutego 2012 r. ustanawiająca przepisy dotyczące przejściowych planów krajowych, o których mowa w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych, DzUrz UE L 52 z 24.02.2012, s. 12.
- Dyrektywa 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych instalacji spalania, DzUrz WE L 309 z 27.11.2001, s. 1.
- Dyrektywa 2008/1/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 15 stycznia 2008 r. dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli, DzUrz UE L 24 z 29.01.2008, s. 8.
- Dyrektywa 2009/29/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r., zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, DzUrz WE L 140 z 5.06.2009, s. 63.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola), DzUrz UE L 334 z 17.12.2010, s. 17.
- Dyrektywa IED w energetyce. Oczekiwane zmiany i oddziaływanie dyrektywy 2010/75/UE na branżę energetyczną*, www.net4lawyer.com/openlaw/wikka.php?wakka=DyrektywaIED.
- Dyrektywa IPPC. Wyzwania dla Polski do 2016 roku*, raport z konferencji w dniu 24.09.2009 r. w Warszawie poświęconej analizie wyzwań dla Polski spowodowanych implementacją Dyrektywy IPPC zorganizowanej przez Instytut im. E. Kwiatkowskiego.
- Energetyka ciepła w liczbach – 2009*, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2010.
- Energetyka ciepła w liczbach – 2011*, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, wrzesień 2012.
- Informacja nr 9/2013 w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2013-2015, Biuletyn URE z 4 kwietnia 2013 r., www.ure.gov.pl.
- Lichota J., Plutecki Z., *Wrocław i Opole – scenariusze dla rynku ciepła do 2025. Wpływ prawa międzynarodowego i krajowego*, „Rynek Energii” 2012, nr 5.
- Łakomiak A., *Zarządzanie kapitałami przedsiębiorstw ciepłowniczych w procesie taryfikacji cen*. „Rynek Ciepła 2010. Materiały i Studia”, Kaprint, Warszawa 2010.
- Łakomiak A., *Zwrot z kapitału w cenie ciepła*, „Rynek Energii” 2011, nr 3.
- Paska J., Michalski Ł., Molik Ł., Kocęba M., *Koszty wytwarzania energii elektrycznej i ciepła według Unii Europejskiej*, „Rynek Energii” 2010, nr 2.
- Opracowanie wariantowych propozycji i zakresu szczególnego traktowania instalacji podlegających dyrektywie w sprawie emisji przemysłowych*. Uczelniane Centrum Badawcze Energetyki i Ochrony Środowiska, Politechnika Warszawska. Warszawa, lipiec 2009.
- Projekt ustawy Prawo energetyczne*, ostatnia wersja 1.24 z 8.10.2012 na stronie Biuletynu Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, <http://legislacja.rcl.gov.pl>.
- Przejściowy Plan Krajowy (projekt)*, Warszawa, 27.11.2012.
- Sowiński J., *Analiza wpływu na polski system energetyczny propozycji Dyrektywy IED w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli*, „Polityka Energetyczna” 2010, t. 13, z. 2.

Stós K., *Strategia przedsiębiorstwa energetycznego na przykładzie Elektrociepłowni Kraków SA*, „Polityka Energetyczna” 2009, t. 12, z. 2/1.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, DzU nr 194, poz. 1291.

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, DzU 2006, nr 89, poz. 625, z późn. zm.

Wyzwania paliwowe, technologiczne i ekologiczne dla polskiej energetyki, opracowanie Komitetu Problemów Energetyki PAN, red. T. Chmielniak, M. Pawlik, J. Malko, J. Lewandowski, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2010.

<http://legislacja.rcl.gov.pl>.

www.ure.gov.pl.

THE IMPACT OF THE REGULATORY CHANGES ON THE BUSINESS TERMS AND CONDITIONS OF THE HEAT GENERATORS AND DISTRIBUTORS IN POLAND

Summary: The article presents the impact of regulatory changes on the investment policy of the heat generators and distributors and its price. The analysis was carried out on the background of the financial situation of the heat generators and distributors.

Keywords: system heat, IED.