



SEJM
RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
V kadencja
Prezes Rady Ministrów
RM 10-140-06

Druk nr 1084
Warszawa, 8 listopada 2006 r.

Pan
Marek Jurek
Marszałek Sejmu
Rzeczypospolitej Polskiej

Na podstawie art. 118 ust. 1 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. przedstawiam Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej projekt ustawy

**-o zmianie ustawy Prawo energetyczne,
ustawy - Prawo ochrony środowiska
oraz ustawy o systemie oceny zgodności
wraz z projektami aktów wykonawczych.**

Projekt ma na celu wykonanie prawa Unii Europejskiej.

W załączeniu przedstawiam także opinię dotyczącą zgodności proponowanych regulacji z prawem Unii Europejskiej.

Jednocześnie uprzejmie informuję, że do prezentowania stanowiska Rządu w tej sprawie w toku prac parlamentarnych został upoważniony Minister Gospodarki.

(-) Jarosław Kaczyński

U S T A W A

z dnia

o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności¹⁾

Art. 1. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w art. 3 po pkt 32 dodaje się pkt 33-42 w brzmieniu:
 - „33) kogeneracja – równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego;
 - 34) ciepło użytkowe w kogeneracji – ciepło wytwarzane w kogeneracji, służące zaspokojeniu niezbędnego zapotrzebowania na ciepło lub chłód, które, gdyby nie było wytworzone w kogeneracji, zostałyby pozyskane z innych źródeł;
 - 35) jednostka kogeneracji – wyodrębniony zespół urządzeń, który może wytwarzać energię elektryczną w kogeneracji, opisany poprzez dane techniczne;
 - 36) energia elektryczna z kogeneracji – energię elektryczną wytwarzaną w kogeneracji i obliczoną jako:
 - a) całkowitą roczną produkcję energii elektrycznej w jednostce kogeneracji w roku kalendarzowym, wytworzoną ze średnioroczną sprawnością prze-

miany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji, co najmniej równą:

- 75% dla jednostki kogeneracji z urządzeniami typu: turbina parowa przeciwprężna, turbina gazowa z odzyskiem ciepła, silnik spalinowy, mikro-turbina, silnik Stirlinga, ogniwo paliwowe, lub
- 80% dla jednostki kogeneracji z urządzeniami typu: układ gazowo-parowy z odzyskiem ciepła, turbina parowa upustowo-kondensacyjna, lub

b) iloczyn współczynnika i rocznej ilości ciepła użytkowego w kogeneracji wytworzonego ze średnioroczną sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji niższą niż sprawność graniczna, o której mowa w lit. a; współczynnik ten jest obliczany na podstawie pomiarów parametrów technologicznych jednostki kogeneracji, dla danego przedziału czasowego, i określa stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji;

37) referencyjna wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego – odpowiednio sprawność rozdzielonego wytwarzania energii elektrycznej albo ciepła stosowana do obliczenia oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku zastosowania kogeneracji zamiast rozdzielonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła;

38) wysokosprawna kogeneracja – wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej oraz ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w:

- a) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego, lub
 - b) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego;
- 39) standardowy profil zużycia – zbiór danych o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby przez grupę odbiorców końcowych:
- a) nieposiadających urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających rejestrację tych danych,
 - b) o zbliżonej charakterystyce poboru energii elektrycznej zlokalizowanych na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego
- opracowywany lub obliczany przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i wykorzystywany w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW, stanowiący załącznik do instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1;
- 40) bilansowanie handlowe – zgłaszanie operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez użytkowników systemu i prowadzenie z nimi rozliczeń różnicy rzeczywistej ilości dostarczonej oraz po-

branej energii elektrycznej od wielkości określonych w tych umowach dla każdego okresu rozliczeniowego;

- 41) centralny mechanizm bilansowania handlowego – prowadzony przez operatora systemu przesyłowego, w ramach bilansowania systemu, mechanizm rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe, z tytułu niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej oraz pobranej przez użytkowników systemu, dla których prowadzą te podmioty bilansowanie handlowe;
- 42) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe – osobę fizyczną lub prawną uczestniczącą w centralnym mechanizmie bilansowania handlowego na podstawie umowy z operatorem systemu przesyłowego, zajmującą się bilansowaniem handlowym użytkowników systemu.”;

2) w art. 5:

a) po ust. 2 dodaje się ust. 2a i 2b w brzmieniu:

„2a. Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, której stroną jest użytkownik systemu niebędący podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, powinna zawierać także, w przypadku gdy użytkownikiem systemu jest:

1) odbiorca – oznaczenie:

- a) wybranego przez odbiorcę sprzedawcy, z którym ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej, oraz zasady zmiany tego sprzedawcy; wybrany sprzedawca musi mieć zawartą umowę o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci odbiorca ten jest przyłączony,

- b) podmiotu będącego dla odbiorcy sprzedawcą i zgodę tego odbiorcy na zawarcie przez operatora systemu dystrybucyjnego umowy sprzedaży energii elektrycznej z tym sprzedawcą, na jego rzecz i w jego imieniu, w przypadku zaprzestania dostarczania tej energii przez wybranego przez odbiorcę sprzedawcę;
- 2) przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej i przyłączone do sieci dystrybucyjnej – oznaczenie przez to przedsiębiorstwo podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe, który ma zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci przyłączone jest to przedsiębiorstwo, oraz zasady zmiany tego podmiotu;
- 3) sprzedawca:
- a) oznaczenie przez sprzedawcę podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe sprzedawcy, który ma zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci przyłączeni są odbiorcy, z którymi sprzedawca ma zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, oraz zasady zmiany tego podmiotu,
 - b) sposób przekazywania danych pomiarowych o ilości zużytej energii elektrycznej przez odbiorców, z którymi sprzedawca ma zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- 2b. Umowa sprzedaży energii elektrycznej, której stroną jest odbiorca niebędący podmiotem odpowie-

działnym za bilansowanie handlowe, powinna zawierać także sposób:

1) określania niezbilansowania energii elektrycznej oraz jego rozliczania odpowiednio według:

a) grafików indywidualnych przedstawiających zbiór danych o planowanej realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczeniowych centralnego mechanizmu bilansowania handlowego, zwanych dalej „grafikiem handlowym” oraz rzeczywistego poboru energii elektrycznej, lub

b) standardowego profilu zużycia oraz rzeczywiste pobranej energii elektrycznej;

2) zgłaszania grafików handlowych umów sprzedaży energii elektrycznej.”,

b) po ust. 6 dodaje się ust. 6a i 6b w brzmieniu:

„6a. Sprzedawca energii elektrycznej informuje swoich odbiorców o strukturze paliw zużytych lub innych nośników energii służących do wytworzenia energii elektrycznej przez niego sprzedanej w poprzednim roku kalendarzowym oraz o miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytwarzania tej energii na środowisko, co najmniej w zakresie emisji dwutlenku węgla i radioaktywnych odpadów.

6b. W przypadku energii elektrycznej kupowanej na giełdzie towarowej lub importowanej z systemu elektroenergetycznego państw niebędących członkami Unii Europejskiej, informacje o strukturze paliw zużytych lub innych nośników energii służących do wytworzenia energii elektrycznej mogą być spo-

rządzone na podstawie zbiorczych danych dotyczących udziału poszczególnych rodzajów źródeł energii elektrycznej, w których energia ta jest wytworzona w poprzednim roku kalendarzowym.”;

3) w art. 7 w ust. 8 pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, z wyłączeniem odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów.”;

4) w art. 9a:

a) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Opłaty zastępcze, o których mowa w ust. 1 pkt 2 oraz ust. 8 pkt 2, stanowią dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i należy je uiścić na wyodrębnione rachunki tego funduszu do dnia 31 marca każdego roku za poprzedni rok kalendarzowy.”,

b) ust. 8 otrzymuje brzmienie:

„8. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej jest obowiązane, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 10:

- 1) uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwa pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1, dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, albo
 - 2) uiścić opłatę zastępczą obliczoną w sposób określony w ust. 8a.”,
- c) po ust. 8 dodaje się ust. 8a-8d w brzmieniu:

„8a. Opłatę zastępczą, o której mowa w ust. 8 pkt 2, oblicza się według wzoru:

$$Ozs = Ozg \times Eog + Ozk \times Eok,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Ozs – opłatę zastępczą, o której mowa w ust. 8 pkt 2, wyrażoną w złotych,

Ozg – jednostkową opłatę zastępczą, nie niższą niż 15% i nie wyższą niż 90% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, wyrażoną w złotych za 1 MWh,

Eog – ilość energii elektrycznej równą różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wynikającej z obowiązku określonego w przepisach wydanych na podstawie ust. 10, dla jednostek kogeneracji wymienionych w art. 91 ust. 1 pkt 1, i ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1, które przedsiębiorstwo energetyczne umorzyło w terminie, o któ-

rym mowa w art. 9m ust. 3, wyrażoną w MWh,

Ozk – jednostkową opłatę zastępczą, nie niższą niż 15% i nie wyższą niż 30% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, wyrażoną w złotych za 1 MWh,

Eok – ilość energii elektrycznej równą różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wynikającej z obowiązku określonego w przepisach wydanych na podstawie ust. 10, dla jednostek kogeneracji wymienionych w art. 9l ust. 1 pkt 2, i ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 2, które przedsiębiorstwo energetyczne umorzyło w terminie, o którym mowa w art. 9m ust. 3, wyrażoną w MWh.

8b. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ustala jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg i Ozk, o których mowa w ust. 8a, na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, z roku poprzedzającego rok ustalenia jednostkowych opłat zastępczych, biorąc pod uwagę ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, różnicę pomiędzy kosztami wytwarzania energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji i cenami sprzedaży energii

elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.

8c. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki jednostkowe opłaty zastępcze, oznaczone symbolami Ozg i Ozk, o których mowa w ust. 8a, do dnia 31 maja każdego roku, obowiązujące w roku następnym.

8d. Do wypełnienia obowiązku, o którym mowa w ust. 8 pkt 1, nie zalicza się umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1, wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji, w okresie, w którym koszty wytworzenia tej energii, wynikające z nakładów, o których mowa w art. 45 ust. 1a, są uwzględniane w kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.”,

d) ust. 9 i 10 otrzymują brzmienie:

„9. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres obowiązków, o których mowa w ust. 1, 6 i 7, oraz obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 9e ust. 5, w tym:

- 1) rodzaje odnawialnych źródeł energii;
- 2) parametry techniczne i technologiczne wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii;
- 3) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii za pomocą instalacji wykorzystują-

cych w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 3 pkt 20, oraz inne paliwa;

- 4) miejsce dokonywania pomiarów ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 9e ust. 5;
 - 5) wielkość i sposób obliczania udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii, wynikającej z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w okresie kolejnych 10 lat;
 - 6) sposób uwzględniania w kalkulacji cen energii elektrycznej i ciepła ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w ust. 1, 6 i 7:
 - a) kosztów uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1,
 - b) poniesionej opłaty zastępczej, o której mowa w ust. 1 pkt 2,
 - c) kosztów zakupu energii elektrycznej lub ciepła, do których zakupu przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane
- biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa oraz zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych.

10. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, sposób obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji, o którym mowa w art. 9l ust. 1, oraz szczegółowy zakres obowiązku, o którym mowa w ust. 8, oraz obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 9l ust. 5, w tym:

1) sposób obliczania:

- a) średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji,
- b) ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
- c) ilości ciepła użytkowego w kogeneracji,
- d) oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w kogeneracji w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego;

2) sposoby wykorzystania ciepła użytkowego w kogeneracji przyjmowanego do obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji, o którym mowa w art. 9l ust. 1;

3) referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego, oddzielnie dla energii elektrycznej i ciepła, służące do obliczania oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku wytwarzania energii w kogeneracji;

4) miejsce dokonywania pomiarów ilości energii elektrycznej i ciepła użytkowego w jednostkach

kogeneracji oraz ilości paliw zużywanych do ich wytwarzania, w tym na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 9l ust. 5;

5) wielkość i sposób obliczania udziałów ilości energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, wynikającej z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1, lub uiszczenia opłaty zastępczej, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji, o której mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 oraz pkt 2;

6) maksymalną wysokość i sposób uwzględniania w kalkulacji cen energii elektrycznej ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w ust. 8:

a) kosztów uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1,

b) poniesionej opłaty zastępczej, o której mowa w ust. 8 pkt 2

– biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa, zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych oraz uzasadnione technicznie i ekonomicznie możliwości wykorzystania krajowego potencjału wysokosprawnej kogeneracji.”;

5) w art. 9c:

a) w ust. 2 po pkt 9 dodaje się pkt 9a w brzmieniu:

„9a) prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania handlowego;”,

b) w ust. 3:

– pkt 6 otrzymuje brzmienie:

„6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi;”,

– po pkt 9 dodaje się pkt 9a w brzmieniu:

„9a) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:

a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu, transmisji oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,

b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,

c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom ich standardowych profili zużycia energii elektrycznej oraz uwzględnianie zasad ich stosowania w części instrukcji podlegającej zatwierdzeniu przez Prezesa

Urzędu Regulacji Energetyki, zgodnie z art. 9g ust. 9,

d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia energii elektrycznej dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,

e) opracowywanie i wdrażanie procedury zmiany sprzedawcy oraz jej uwzględnianie w części instrukcji podlegającej zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zgodnie z art. 9g ust. 9;”,

c) ust. 6 i 7 otrzymują brzmienie:

„6. Operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany zapewnić wszystkim podmiotom pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego.

7. Operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany do odbioru energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, w źródłach znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przyłączonych bezpośrednio do sieci tego operatora.”;

6) w art. 9e:

a) w ust. 2 pkt 4 otrzymuje brzmienie:

„4) określenie okresu, w którym energia elektryczna została wytworzona.”,

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Świadcstwo pochodzenia wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się odnawialne źródło energii określone we wniosku, w terminie 14 dni od dnia otrzymania wniosku. Do wydawania świadectw pochodzenia stosuje się odpowiednio przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego o wydawaniu zaświadczeń.”,

c) w ust. 4 pkt 4 otrzymuje brzmienie:

„4) określenie okresu, w którym energia elektryczna została wytworzona.”,

d) po ust. 4 dodaje się ust. 4a i 4b w brzmieniu:

„4a. Okres, o którym mowa w ust. 2 pkt 4 i ust. 4 pkt 4, obejmuje jeden lub więcej, kolejno następujących po sobie, pełnych miesięcy kalendarzowych danego roku kalendarzowego.

4b. Wniosek, o którym mowa w ust. 3, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii przedkłada operatorowi systemu elektroenergetycznego, w terminie 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem o wydanie świadectwa pochodzenia.”,

e) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Operator systemu elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki wnioski, o którym mowa w ust. 3, w terminie 14 dni od dnia jego otrzymania, wraz z potwierdzeniem danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, określonych na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe służące do pomiarów ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem o wydanie świadectwa pochodzenia zapewnia wytwarzający tę energię.”,

f) po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu:

„5a. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia wydania świadectwa pochodzenia, jeżeli wniosek, o którym mowa w ust. 3, został przedłożony operatorowi systemu elektroenergetycznego po upływie terminu, o którym mowa w ust. 4b. Odmowa wydania świadectwa pochodzenia następuje w drodze postanowienia, na które służy zażalenie.”;

7) po art. 9k dodaje się art. 9l-9n w brzmieniu:

„Art. 9l. 1. Potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest świadectwo pochodzenia tej energii, zwane dalej „świadectwem pochodzenia z kogeneracji”. Świadectwo pochodzenia z kogeneracji wydaje się oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostce kogeneracji:

- 1) opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW;

- 2) innej niż wymieniona w pkt 1.
2. Świadczenie pochodzenia z kogeneracji określa w szczególności:
 - 1) nazwę i adres przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji;
 - 2) lokalizację, typ i moc zainstalowaną elektryczną jednostki kogeneracji, w której energia elektryczna została wytworzona;
 - 3) ilość, rodzaj oraz średnią wartość opałową paliw, z których została wytworzona energia elektryczna w wysokosprawnej kogeneracji;
 - 4) ilość ciepła użytkowego w kogeneracji i sposoby jego wykorzystania;
 - 5) dane dotyczące ilości energii elektrycznej objętej świadectwem pochodzenia z kogeneracji, wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w określonej jednostce kogeneracji;
 - 6) okres, w którym została wytworzona energia elektryczna w wysokosprawnej kogeneracji;
 - 7) ilość zaoszczędzonej energii pierwotnej wyrażoną w procentach, kwalifikującą do uznania energii elektrycznej jako wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji;
 - 8) kwalifikację jednostki kogeneracji do grupy jednostek, o których mowa w ust. 1 pkt 1 albo pkt 2 lub art. 9a ust. 8d.
 3. Świadczenie pochodzenia z kogeneracji wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego

się wytwarzaniem energii elektrycznej w wysoko-sprawnej kogeneracji, złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się jednostka kogeneracji określona we wniosku, w terminie 14 dni od dnia otrzymania wniosku. Do wydawania świadectw pochodzenia z kogeneracji stosuje się odpowiednio przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego o wydawaniu zaświadczeń.

4. Wniosek, o którym mowa w ust. 3, zawiera:
 - 1) nazwę i adres przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji;
 - 2) określenie lokalizacji, typu i mocy zainstalowanej elektrycznej jednostki kogeneracji, w której energia elektryczna została wytworzona;
 - 3) określenie rodzaju i średniej wartości opałowej paliw, z których została wytworzona energia elektryczna w wysokosprawnej kogeneracji i ciepło użytkowe w kogeneracji, a także ilość tego paliwa określona na podstawie pomiarów dokonanych za pomocą oznaczonych zalegalizowanych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych;
 - 4) określenie, na podstawie pomiarów dokonanych za pomocą oznaczonych zalegalizowanych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, danych dotyczących ilości ciepła użytkowego w kogeneracji, z podziałem na sposób jego wykorzystania;

- 5) określenie, na podstawie pomiarów dokonanych za pomocą oznaczonych zalegalizowanych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w danego rodzaju jednostce kogeneracji;
 - 6) określenie okresu, w którym została wytworzona energia elektryczna w wysokosprawnej kogeneracji;
 - 7) określenie ilości energii pierwotnej wyrażonej w procentach, która została zaoszczędzona, kwalifikującej do uznania energii elektrycznej jako wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji obliczoną na podstawie referencyjnych wartości dla wytwarzania rozdzielonego;
 - 8) informacje o spełnieniu warunków uprawniających do wydania świadectwa pochodzenia z kogeneracji, dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji, o której mowa w ust. 1 pkt 1 lub w art. 9a ust. 8d.
5. Operator systemu elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki wniosek, o którym mowa w ust. 3, w terminie 14 dni od dnia jego otrzymania wraz z potwierdzeniem danych dotyczących ilości energii elektrycznej określonych na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w ust. 4 pkt 5.
 6. Wniosek, o którym mowa w ust. 3, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji przedkłada operatorowi systemu elektro-

energetycznego w terminie 14 dni następnego miesiąca od dnia zakończenia okresu wytworzenia energii elektrycznej objętej wnioskiem. Wniosek sporządzany jest na podstawie danych dotyczących wytworzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, obejmującego jeden lub więcej następujących po sobie pełnych miesięcy jednego roku kalendarzowego oraz planowanej w tym roku średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji.

7. W przypadku gdy wniosek składany jest za okres:

1) od dnia 1 stycznia do dnia 31 grudnia danego roku, należy dołączyć do niego sprawozdanie, o którym mowa w ust. 9, sporządzone na podstawie uzyskanej w tym okresie rzeczywistej średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji;

2) krótszy niż określony w pkt 1 – dane ilościowe ujęte w tym wniosku podaje się łącznie za okres objęty tym wnioskiem, w podziale na poszczególne miesiące.

8. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia wydania świadectwa pochodzenia z kogeneracji, jeżeli wniosek, o którym mowa w ust. 3, został przedłożony operatorowi systemu elektroenergetycznego po upływie terminu, o którym mowa w ust. 6. Odmowa wydania świadectwa pocho-

dzenia z kogeneracji następuje w drodze postanowienia, na które służy zażalenie.

9. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 3, przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do dnia 15 lutego każdego roku sprawozdanie zawierające dane, o których mowa w ust. 4, dotyczące jednostki kogeneracji za okres od dnia 1 stycznia do dnia 31 grudnia poprzedniego roku, określone na podstawie rzeczywistej średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji; do wniosku należy dołączyć schemat wyodrębnionego zespołu urządzeń wchodzących w skład jednostki kogeneracji.
10. Wraz ze sprawozdaniem, o którym mowa w ust. 9, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki:
 - 1) opinię akredytowanej jednostki, o której mowa w ust. 14, z przeprowadzonego w przedsiębiorstwie energetycznym dla danej jednostki kogeneracji badania, zawierającą stwierdzenie prawidłowości danych zawartych w sprawozdaniu oraz zasadności składania wniosku o wydanie świadectw pochodzenia z kogeneracji dla energii elektrycznej wytworzonej w poprzednim roku kalendarzowym, oraz
 - 2) wniosek o wydanie odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia z kogeneracji dla energii elektrycznej, w przypadku wystąpienia niedo-

boru ilości energii elektrycznej wynikającej z wydanych temu przedsiębiorstwu świadectw pochodzenia z kogeneracji w stosunku do rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji przez daną jednostkę kogeneracji w poprzednim roku kalendarzowym i wykazanej w sprawozdaniu, lub

3) wniosek o umorzenie odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia z kogeneracji dla energii elektrycznej, w przypadku wystąpienia nadwyżki ilości energii elektrycznej wynikającej z wydanych temu przedsiębiorstwu świadectw pochodzenia z kogeneracji w stosunku do rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji przez daną jednostkę kogeneracji w poprzednim roku kalendarzowym i wykazanej w sprawozdaniu; tak umorzone świadectwa pochodzenia z kogeneracji nie stanowią podstawy do rozliczenia obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 8.

11. Do wydawania świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w ust. 10 pkt 2, przepisy ust. 1-5 stosuje się odpowiednio. Do umarzania świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w ust. 10 pkt 3, przepisy art. 9e ust. 13 i 15-17 oraz art. 9m ust. 2 stosuje się odpowiednio.

12. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki umarza świadectwo pochodzenia z kogeneracji wydane

dla energii elektrycznej, o której mowa w art. 9a ust. 8d.

13. Do świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w ust. 12, przepisów art. 9m nie stosuje się.
14. Polskie Centrum Akredytacji przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, na jego wniosek, wykaz akredytowanych jednostek, które zatrudniają osoby o odpowiednich kwalifikacjach technicznych z zakresu kogeneracji oraz zapewniają niezależność w przedstawianiu wyników badań, o których mowa w ust. 10 pkt 1, a także przekazuje informacje o jednostkach, którym udzielono akredytacji, ograniczono zakres akredytacji, zawieszono lub cofnięto akredytację.

Art. 9m. 1. Przepisy art. 9e ust. 6-13 i 15-17 stosuje się do:

- 1) praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia z kogeneracji i przeniesienia tych praw;
- 2) prowadzenia rejestru świadectw pochodzenia z kogeneracji przez podmiot prowadzący giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych i organizujący na tej giełdzie obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia z kogeneracji;
- 3) wydawania dokumentu stwierdzającego prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, przez podmiot, o którym mowa w pkt 2;

- 4) opłat za wpis do rejestru świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz za dokonane zmiany w tym rejestrze;
 - 5) wniosków o umorzenie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki świadectw pochodzenia z kogeneracji i trybu ich umorzenia;
 - 6) wygaśnięcia praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia z kogeneracji;
 - 7) przekazywania, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, podmiotowi, o którym mowa w pkt 2, informacji o wydanych i umorzonych świadectwach pochodzenia z kogeneracji.
2. Prawom majątkowym wynikającym ze świadectw pochodzenia z kogeneracji odpowiada określona ilość energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, wyrażona z dokładnością do jednej kWh.
 3. Świadectwo pochodzenia z kogeneracji umorzone do dnia 31 marca danego roku kalendarzowego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, obejmujące energię elektryczną z kogeneracji wytworzoną w poprzednich latach kalendarzowych, jest uwzględniane przy rozliczeniu wykonania obowiązku określonego w art. 9a ust. 8, w poprzednim roku kalendarzowym.

Art. 9n. 1. Minister właściwy do spraw gospodarki, co cztery lata, sporządza raport oceniający postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycz-

nej i przedkłada Komisji Europejskiej w terminie przez nią wyznaczonym.

2. Minister właściwy do spraw gospodarki informuje Komisję Europejską o podjętych działaniach ułatwiających przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się wytwarzaniem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW dostęp do systemu elektroenergetycznego.”;

8) w art. 16a:

a) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. W przetargu mogą uczestniczyć także podmioty niebędące przedsiębiorstwami energetycznymi. Do przetargu stosuje się odpowiednio przepisy art. 9i ust. 4-9.”,

b) ust. 8 otrzymuje brzmienie:

„8. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe wymagania co do zawartości dokumentacji przetargowej na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub na realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz warunki i tryb organizowania i przeprowadzania przetargu, w tym powoływania i pracy komisji przetargowej, kierując się potrzebą zapewnienia przejrzystych warunków i kryteriów przetargu oraz równoprawnego traktowania jego uczestników.”;

9) w art. 19 w ust. 3 pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem

energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii, energii elektrycznej i ciepła użytkowego wytwarzanego w kogeneracji oraz zagospodarowanie ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych;”;

10) w art. 20 w ust. 2 pkt 1a otrzymuje brzmienie:

„1a) propozycje w zakresie wykorzystywania odnawialnych źródeł energii i wysokosprawnej kogeneracji;”;

11) w art. 23 w ust. 2:

a) w pkt 3 dodaje się lit. e w brzmieniu:

„e) jednostkowych opłat zastępczych, o których mowa w art. 9a ust. 4 i ust. 8b;”;

b) w pkt 18 lit. a otrzymuje brzmienie:

„a) średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji obliczonych oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 oraz pkt 2;”;

c) pkt 21 otrzymuje brzmienie:

„21) wydawanie świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1, i świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1, oraz ich umarzanie;”;

12) w art. 32 w ust. 1 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) wytwarzania paliw lub energii, z wyłączeniem: wytwarzania paliw stałych lub paliw gazowych, wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczanych do odnawialnych źródeł energii lub do źródeł wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji, wytwarzania

ciepła w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW;”;

13) w art. 47 po ust. 2d dodaje się ust. 2e w brzmieniu:

„2e. Prezes URE analizuje i weryfikuje koszty uzasadnione, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1 i 2, w zakresie ich zgodności z przepisami ustawy, na podstawie sprawozdań finansowych i planów rzeczowo-finansowych przedsiębiorstw energetycznych, stosując do ich oceny metody tworzące warunki dla konkurencji i promocji efektywności wykonywanej działalności gospodarczej, w tym metody porównawcze oceny efektywności między przedsiębiorstwami energetycznymi wykonującymi tego samego rodzaju działalność gospodarczą, o zbliżonych warunkach jej wykonywania.”;

14) w art. 56:

a) w ust. 1:

– pkt 1a otrzymuje brzmienie:

„1a) nie przestrzega obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia, świadectwa pochodzenia z kogeneracji albo nie uiszcza opłat zastępczych, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8, lub nie przestrzega obowiązków zakupu energii elektrycznej, o których mowa w art. 9a ust. 6, lub nie przestrzega obowiązków zakupu ciepła, o których mowa w art. 9a ust. 7, lub przedkłada Prezesowi URE wnioski o wydanie świadectwa pochodzenia, o którym mowa w art. 9e ust. 1, lub świadectwa pochodzenia z kogeneracji, o którym mowa w art. 9l ust. 1, zawierające da-

ne i informacje niezgodne ze stanem faktycznym;”

– pkt 6 otrzymuje brzmienie:

„6) stosuje ceny lub stawki opłat wyższe od zatwierdzonych lub stosuje taryfę niezgodnie z określonymi w niej warunkami;”

b) w ust. 2a pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) w zakresie nieprzestrzegania obowiązków, o których mowa w art. 9a ust. 8, obliczona według wzoru:

$$K_S = 1,3 \times (O_{ZK} - O_{ZZK}),$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_S – minimalną wysokość kary pieniężnej, wyrażoną w złotych,

O_{ZK} – opłatę zastępczą, obliczoną zgodnie z art. 9a ust. 8a, wyrażoną w złotych,

O_{ZZK} – uiszczoną opłatę zastępczą, wyrażoną w złotych.”.

Art. 2. W ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2006 r. Nr 129, poz. 902 i Nr 170, poz. 1217) w art. 401 ust. 9 i 10 otrzymują brzmienie:

„9. Przychodami Narodowego Funduszu są także wpływy z opłat zastępczych, o których mowa w art. 9a ust. 1 pkt 2 i ust. 8 pkt 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123, Nr 170, poz. 1217 i Nr, poz.), oraz wpływy z kar pieniężnych wymierzanych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1a tej ustawy.

10. Przychody, o których mowa w ust. 9, przeznacza się wyłącznie na wspieranie odnawialnych źródeł energii lub wysokosprawnej kogeneracji, w rozumieniu ustawy, o której mowa w ust. 9.”.

Art. 3. W ustawie z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności (Dz. U. z 2004 r. Nr 204, poz. 2087, z 2005 r. Nr 64, poz. 565 i Nr 267, poz. 2258 oraz z 2006 r. Nr 170, poz. 1217) w art. 26 w ust. 1 pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) prowadzenie wykazu:

- a) akredytowanych jednostek certyfikujących lub kontrolujących oraz akredytowanych laboratoriów lub innych akredytowanych podmiotów dokonujących oceny zgodności lub weryfikacji,
- b) akredytowanych jednostek, które zatrudniają osoby o odpowiednich kwalifikacjach technicznych z zakresu kogeneracji w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.”.

Art. 4. 1. Do dnia 30 czerwca 2007 r. przedsiębiorstwa energetyczne dostosują umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej do wymagań określonych w art. 5 ust. 2a i 2b ustawy wymienionej w art. 1, z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy do dnia 30 czerwca 2007 r., w przypadku pisemnego zgłoszenia zamiaru zmiany sprzedawcy energii elektrycznej przez odbiorcę uprawnionego do wyboru sprzedawcy, przedsiębiorstwo energetyczne dostosuje umowy, o których mowa w ust. 1, do wymagań określonych w art. 5 ust. 2a i 2b ustawy wymienionej w art. 1, w terminie 14 dni od dnia otrzymania zgłoszenia odbiorcy.

Art. 5. Do dnia 31 grudnia 2011 r. opłatę za przyłączenie, o której mowa w art. 7 ust. 8 pkt 3 ustawy wymienionej w art. 1, w odniesieniu do przyłączenia do sieci elektroenergetycznej jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW, pobiera się w wysokości jednej drugiej obliczonej opłaty.

Art. 6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ustali i ogłosi w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki jednostkowe opłaty zastępcze, o których mowa w art. 9a ust. 8b ustawy wymienionej w art. 1, obowiązujące w roku 2007, w terminie 60 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 7. Podmioty wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji, która na podstawie przepisów dotychczasowych nie wymagała uzyskania koncesji, i zamierzające wystąpić z wnioskiem o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji, o którym mowa w art. 9l ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, mogą tę działalność wykonywać na dotychczasowych zasadach do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sprawy przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, pod warunkiem złożenia wniosku o udzielenie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w kogeneracji, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 8. 1. Pierwsze świadectwa pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, mogą być wydane dla energii elektrycznej wytworzonej w 2007 r. pod warunkiem przedstawienia przez przedsiębiorstwa energetyczne, wraz z wnioskiem, o którym mowa w art. 9l ust. 3 ustawy wymienionej w art. 1:

- 1) sprawozdania, o którym mowa w art. 9l ust. 9 ustawy wymienionej w art. 1, za 2006 r., oraz
- 2) opinii akredytowanej jednostki, o której mowa w art. 9l ust. 10 pkt 1 ustawy wymienionej w art. 1, potwierdzającej dane dotyczące wytwarzania energii elektrycznej

w wysokosprawnej kogeneracji w 2006 r. oraz możliwej do uzyskania ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w 2007 r.

2. Świadectwa pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, mogą zostać wydane dla energii elektrycznej wytworzonej od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy do dnia 31 grudnia 2006 r. pod warunkiem przedstawienia przez przedsiębiorstwo energetyczne, wraz z wnioskiem, o którym mowa w art. 9l ust. 3 ustawy wymienionej w art. 1, opinii akredytowanej jednostki, o której mowa w art. 9l ust. 10 pkt 1 ustawy wymienionej w art. 1, potwierdzającej prawidłowość danych zawartych we wniosku.

3. Do świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w ust. 2, nie stosuje się przepisów art. 9a ust. 8 i art. 9m ustawy wymienionej w art. 1.

Art. 9. 1. Pierwsze ogłoszenie raportu, o którym mowa w art. 9n ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, nastąpi do dnia 21 lutego 2007 r.

2. Pierwszy raport będzie zawierał także ocenę:

- 1) dokładności i niezawodności systemu wydawania świadectw pochodzenia z kogeneracji;
- 2) możliwości stosowania wysokosprawnej kogeneracji;
- 3) barier utrudniających wykorzystanie krajowego potencjału wysokosprawnej kogeneracji.

Art. 10. Do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy tej ustawy.

Art. 11. Wypełnienie i ocena wypełnienia obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła za 2006 r. nałożonego na podstawie art. 9a ust. 8 ustawy, o której mowa w art. 1, w brzmieniu

obowiązującym przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, następuje na podstawie przepisów dotychczasowych.

Art. 12. Przepis wykonawczy, wydany przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy na podstawie art. 9a ust. 9 ustawy, o której mowa w art. 1, zachowuje moc do dnia wejścia w życie nowego przepisu wykonawczego, nie dłużej jednak niż przez okres 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 13. Przepisy art. 9a ust. 8-8d, art. 9m, art. 23 ust. 2 pkt 21 oraz art. 56 ust. 1 pkt 1a i ust. 2a pkt 3 ustawy wymienionej w art. 1, w zakresie obowiązku uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się do dnia 31 grudnia 2011 r.

Art. 14. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem:

- 1) art. 9a ust. 8 i 8a, art. 9c ust. 6 i 7 oraz art. 56 ust. 2a pkt 3 ustawy wymienionej w art. 1, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2007 r.;
- 2) art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a ustawy wymienionej w art. 1, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2008 r.

¹⁾ Niniejsza ustawa dokonuje w zakresie swojej regulacji wdrożenia dyrektywy 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 zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG (Dz.Urz. WE L 52 z 21.02.2004, str. 50, z późn. zm.; Dz.Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 3, str. 3).

UZASADNIENIE

Obecna nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, zwana dalej „ustawą”, ma głównie na celu dostosowanie jej przepisów do dyrektywy 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 zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG (Dz.Urz. WE L 52 z 21.02.2004), zwanej dalej „dyrektywą”.

W projekcie uwzględniono również przepisy wprowadzające zmiany niektórych obowiązujących przepisów ustawy wynikające z doświadczeń w ich stosowaniu i funkcjonowaniu rynku energii elektrycznej oraz służące rozwojowi wysokosprawnej kogeneracji.

Zgodnie z postanowieniami dyrektywy (art. 15 dyrektywy), jej implementacja w krajowym ustawodawstwie powinna zostać wprowadzona za pomocą przepisów ustawowych, wykonawczych i administracyjnych najpóźniej w terminie do dnia 21 lutego 2006 r. Występujące opóźnienie w uzgodnieniu ustawy wynika z przedłużenia się prac w Komisji Europejskiej nad wytycznymi do wdrażania dyrektywy, określającymi referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego i sposobu obliczania ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, oraz dłużej trwających konsultacji projektowanych mechanizmów wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji.

Ustawa zmienia zasadniczo zakres dotychczasowego wsparcia kogeneracji, zastępując obowiązek zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji z wytwarzaniem ciepła obowiązkiem uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, zgodnie z wymaganiami dyrektywy, lub uiszczenia opłaty zastępczej. Świadectwa pochodzenia z kogeneracji będą mogły być nabywane na rynku giełdowym po cenie rynku konkurencyjnego lub w transakcjach pozagiełdowych. Wysokość ceny nabycia praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia w praktyce będzie kształtowała się poniżej wysokości jednostkowej opłaty za-

stępczej. Jednostkowa opłata zastępcza będzie odpowiadała różnicy między średnią ceną energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym i średnimi kosztami wytwarzania energii elektrycznej w jednostkach kogeneracji dla danej grupy jednostek.

Potwierdzeniem realizacji obowiązku będzie umorzenie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE) odpowiedniej liczby świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji. Obowiązek ten proponuje się wprowadzić na okres przejściowy, tj. na lata 2007-2011.

Przyjęty przez Radę Ministrów w marcu 2006 r. dokument pt. „Program dla elektroenergetyki” przewiduje szereg działań mających na celu stworzenie warunków rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Zakłada on również konsolidację pionową wytwórców, dystrybucji i obrotu energią elektryczną. Niezbędne jest zatem stworzenie warunków funkcjonowania i rozwoju niezależnych lokalnych podmiotów nieobjętych konsolidacją i zapewnienie ciągłości dostaw ciepła użytkowego do odbiorców wytwarzanego w kogeneracji, w szczególności z rozproszonych i mniejszych źródeł energii, w tym zużywających droższe paliwa gazowe.

Przyjęty w ustawie mechanizm wsparcia wysokosprawnej kogeneracji wynika z ww. dokumentu rządowego, ujętego w części zawierającej program działań dla ograniczenia szkodliwego wpływu energetyki na środowisko, m.in. przez wdrożenie w 2007 r. rynku praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia z kogeneracji.

Występują pewne obawy Prezesa URE i niezależnych wytwórców w kogeneracji o znalezienie nabywcy energii z kogeneracji na rynku energii po konsolidacji pionowej dużych wytwórców energii i spółek dystrybucyjnych, wraz z ich rynkiem energii, oraz po zniesieniu obowiązku zakupu, które wynikają z występowania nadwyżek zdolności wytwórczych energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym. W trakcie prac nad ustawą wytwórcy energii w kogeneracji, przedsiębiorstwa ciepłownicze i Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wnioskowali o utrzymanie obecnego obowiązku zakupu oferowanej energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji po średnich cenach rynkowych.

W 2004 r. produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji stanowiła 15,7% krajowej produkcji energii elektrycznej brutto, co stanowiło 22,6% energii dostarczanej odbiorcom końcowym. Natomiast ilość energii elektrycznej wytworzonej w pełnym skojarzeniu, która obecnie objęta jest obowiązkiem zakupu, w 2004 r. stanowiła 10,8% krajowej produkcji energii elektrycznej brutto i 15,65% energii dostarczanej odbiorcom końcowym. W przypadku wprowadzenia obowiązku zakupu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji udział energii elektrycznej z kogeneracji w sprzedaży energii odbiorcom końcowym objętej obowiązkiem zakupu uległby zwiększeniu z 15,65% do 22,6%, tj. o ok. 7% (wg analizy wykonanej w 2005 r. przez Agencję Rynku Energii S.A.). Powodowałoby to zwiększenie udziału energii elektrycznej wyłączonej spod działania mechanizmów rynku konkurencyjnego.

W związku z możliwym potencjalnym wzrostem w ilości energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji udział energii objętej obowiązkiem zakupu uległby w następnych latach dalszemu zwiększeniu. Nie sprzyjałoby to zwiększaniu efektywności wytwarzania energii elektrycznej, ale powodowałoby większe naciski na podwyższanie cen energii elektrycznej dla odbiorców. Wprowadzenie obrotu prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz odejście od obowiązku zakupu energii elektrycznej z kogeneracji jest zgodne z rynkowymi zasadami funkcjonowania elektroenergetyki, które powinny zostać uwzględnione przez Państwa Członkowskie zgodnie z wdrażaną dyrektywą, jak również z polityką energetyczną Rządu.

Określenie i wprowadzenie skuteczniejszych mechanizmów wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji, przynoszących realny wzrost wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wymaga opracowania szczegółowej analizy potencjału, określenia barier ograniczających rozwój kogeneracji, określenia mechanizmów wsparcia rozwoju w kierunkach najbardziej efektywnych oraz uzyskania wymaganych uzgodnień, a także ich notyfikacji w Komisji Europejskiej w zakresie pomocy publicznej. W 2004 r. na zlecenie Ministerstwa Gospodarki Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A. wykonała opracowanie pt. „Analiza skutków technicznych i ekonomicznych wprowadzania w Polsce Dyrektywy CHP 2004/8/WE”. W analizie wskazano na uzasadnioną technicznie i ekonomicznie możliwość zwiększenia mocy zainstalowanej elektrycznej w ko-

generacji w krajowym systemie elektroenergetycznym o ok. 3000-4000 MW. W opracowaniu tym wskazano, że system wspierania rozwoju kogeneracji powinien być spójny z systemem wspierania rozwoju odnawialnych źródeł energii. W opracowaniu wskazuje się też na potrzebę utworzenia centralnego funduszu wspierania rozwoju odnawialnych źródeł energii i kogeneracji opartego o opłaty ekologiczne płacone przez odbiorców energii, które pozwolą na dopłaty dla wytwórców w kogeneracji, proporcjonalne do uzyskanej oszczędności energii pierwotnej. Ponadto za niezbędne uznano zapewnienie obowiązku pierwszeństwa zakupu energii na rynku bilansującym przez operatorów systemów elektroenergetycznych z wysokosprawnej kogeneracji, według zasad zatwierdzonych przez Prezesa URE, która nie znalazła nabywców na tym rynku. W ustawie utrzymuje się obowiązek odbioru energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji przez operatorów systemu na rynku bilansującym.

Zgodnie z art. 6 ust. 1 i 2 dyrektywy, w Ministerstwie Gospodarki prowadzone są prace nad szczegółową analizą krajowego potencjału dla stosowania wysokosprawnej kogeneracji, opartej o ekonomiczne zapotrzebowanie na ciepło użytkowe, w tym określenie barier i strategii działań dla rozwoju wysokosprawnej kogeneracji. Bazą do tych analiz, przewidzianych do wykonania w 2006 r., są wytyczne Komisji Europejskiej zawierające zharmonizowane wartości sprawności w układach rozdzielonych, które są przewidywane do przyjęcia w Komisji. Zgodnie z preambułą dyrektywy sposób określania ilości energii elektrycznej, ciepła użytkowego i paliw zużywanych w kogeneracji służących do określania ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji określają dyrektywa i wytyczne Komisji. Wymagania te uwzględniono w ustawie oraz w załączonym projekcie rozporządzenia, stanowiącym realizację delegacji zawartej w art. 9a ust. 10 ustawy.

Punkty 17 i 25 preambuły wskazują na potrzebę zapewnienia, że korzyści z ciepła użytkowego wytworzonego w kogeneracji nie zostaną utracone przez straty w sieciach dystrybucyjnych, a systemy wsparcia zostaną oparte o ekonomicznie uzasadnione zapotrzebowanie na ciepło użytkowe. W celu zapewnienia pewności systemu wydawania świadectw pochodzenia z kogeneracji działalność gospodarcza wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej

kogeneracji objęta będzie koncesjonowaniem, co umożliwi kontrolę tej działalności przez Prezesa URE.

Z uwagi na nieuwzględnienie internalizacji kosztów zewnętrznych środowiska w cenach energii oraz brak rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych w elektroenergetyce i wynikających stąd ograniczeń dla właściwego funkcjonowania rynku hurtowego energii elektrycznej, potrzebne jest obecnie wsparcie dla wykorzystywania istniejących jednostek kogeneracji. W szczególności zapewnienie możliwości wytwarzania energii w jednostkach kogeneracji dotyczy jednostek kogeneracji o małej skali i zużywających paliwa gazowe.

Wsparcie kierowane dla całej energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, z wyjątkiem jednostek kogeneracji objętych kontraktami długoterminowymi, polegające na sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, przewidziane jest w okresie przejściowym, w którym powinno nastąpić wdrożenie rozwiązań rynkowych w obrocie hurtowym oraz wypracowanie i wprowadzenie mechanizmów wsparcia dla nowych i zmodernizowanych, bardziej efektywnych, jednostek kogeneracji.

Ustawa realizuje cel dyrektywy (art. 1), którym jest zwiększenie efektywności energetycznej i poprawa bezpieczeństwa dostaw przez stworzenie zasad i ram dla identyfikowania i oznakowania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji oraz jej wspierania. Ustawa służyć powinna wykorzystaniu istniejących jednostek kogeneracji i możliwemu rozwojowi produkcji ciepła i energii elektrycznej w układzie kogeneracji o wysokiej sprawności opartej na zapotrzebowaniu na ciepło użytkowe i oszczędnościach energii pierwotnej na wewnętrznym rynku energii, z uwzględnieniem specyficznych uwarunkowań krajowych, szczególnie w odniesieniu do warunków klimatycznych i ekonomicznych.

Priorytetem Unii Europejskiej w zakresie funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej jest promowanie wysokosprawnej kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe. Przyczynia się to bowiem do oszczędzania energii pierwotnej, unikania strat sieciowych oraz ograniczania emisji szkodliwych substancji. Ponadto efektywne użytkowanie energii wytwarzanej w kogeneracji zapewnia bezpieczeństwo dostaw energii oraz konkurencyjność na rynku energii elektrycznej. W związku z powyższym mechanizmem wsparcia

przewidzianym ustawą objęta będzie jedynie energia elektryczna wytwarzana w wysokosprawnej kogeneracji spełniająca kryteria dyrektywy.

Ustawa ujednocila definicję kogeneracji, określając, że jest to równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego (art. 3 lit. a dyrektywy). W przypadku instalacji wytwórczych wyposażonych w urządzenia do oddzielnego wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, wytwarzanie w takich jednostkach nie jest uznawane za kogenerację. Należy mieć przy tym na uwadze, że wytwarzane w kogeneracji ciepło jest ciepłem użytkowym, służącym zaspokajaniu niezbędnego popytu na ciepło i chłód (art. 3 lit. b dyrektywy).

Ustawa wprowadza definicję jednostki kogeneracji (art. 3 lit. l dyrektywy), która dotychczas definiowana była w rozporządzeniu wykonawczym dotyczącym obowiązku zakupu energii z kogeneracji. Ustawa wprowadza również definicję energii elektrycznej z kogeneracji (art. 3 lit. d dyrektywy) oraz energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Nie zawsze cała energia elektryczna wytworzona w kogeneracji będzie równa energii wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, która będzie objęta wsparciem. Celem ustawy w tym zakresie jest ustalenie jednolitej metody obliczania ilości energii elektrycznej uzyskanej z wytwarzania w kogeneracji. Przyjęty sposób obliczania ilości energii elektrycznej odpowiada metodzie obliczania zgodnie z wymogami dyrektywy.

Ustawa pozwala, przez nowelizację rozporządzenia wykonawczego, na zmiany dostosowawcze uwzględniające postęp techniczny. Zgodnie z postanowieniami ustawy energia elektryczna wytwarzana w kogeneracji jest równa całkowitej rocznej produkcji energii elektrycznej wytworzonej przez daną jednostkę wytwórczą mierzonej na zaciskach generatora ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło łącznie co najmniej 75% lub 80% (w zależności od typu jednostek wytwórczych), a w źródle energii o średniorocznej sprawności przemiany niższej – równa iloczynowi współczynnika energii elektrycznej do ciepła i rocznej ilości wytworzonego ciepła użytkowego.

Ustawa, w ślad za dyrektywą, zapewnia pierwszeństwo energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji. Kryterium uznania wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji jako wytwarzania w wysokosprawnej kogene-

racji jest uzyskanie oszczędności energii pierwotnej powyżej 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o zharmonizowanych referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego lub – dla źródeł o mocy osiągalnej elektrycznej poniżej 1 MW – uzyskanie oszczędności energii pierwotnej. Przedsiębiorstwo występujące z wnioskiem o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji powinno uzyskać w jednostce kogeneracji co najmniej 10% oszczędności energii pierwotnej w porównaniu do odpowiednich jednostek wytwarzających tylko ciepło użytkowe i tylko energię elektryczną.

Zgodnie z postanowieniami dyrektywy obliczanie oszczędności energii pierwotnej zawartej w paliwie uzależnione jest od referencyjnych wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego, rozumianej jako sprawność rozdzielonego wytwarzania ciepła albo energii elektrycznej, stosowaną do wyliczenia oszczędności energii pierwotnej w wyniku zastosowania kogeneracji zamiast rozdzielonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Referencyjne wartości powinny zostać ustalone oddzielnie dla wytwarzanego ciepła i energii elektrycznej. W tym celu Komisja Europejska zobowiązana została dyrektywą (art. 4 ust. 1 dyrektywy) do określenia tych wartości referencyjnych do dnia 21 lutego 2006 r.

Ustawa przewiduje, że minister właściwy do spraw gospodarki wprowadzi te wartości referencyjne sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej i ciepła, w drodze rozporządzenia (wydanego na podstawie art. 9a ust. 10 ustawy).

Ustawa wprowadza nową instytucję – świadectwo pochodzenia z kogeneracji energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, spełniając w ten sposób wymóg nałożony przez dyrektywę (art. 5 dyrektywy). Dyrektywa nie określiła sposobu wykorzystywania świadectwa pochodzenia.

Ustawa nakłada na ministra właściwego do spraw gospodarki obowiązki w zakresie:

- opublikowania raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji (wg art. 6 ust. 3 i art. 10 ust. 2 dyrektywy, pierwszy raport należy przedstawić do dnia 21 lutego 2007 r., a następne co cztery lata),

- przedkładania Komisji Europejskiej corocznie danych statystycznych dotyczących krajowej produkcji energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w kogeneracji, istniejących zdolności wytwarzania w kogeneracji, paliw wykorzystywanych przy wytwarzaniu w kogeneracji, oszczędności energii pierwotnej zawartej w paliwie (wg art. 10 ust. 3 dyrektywy corocznie do dnia 31 grudnia każdego roku).

Zgodnie z ustawą o statystyce publicznej, właściwy organ administracji rządowej w sprawach statystyki będzie przekazywał dane statystyczne określone dyrektywą do Komisji Europejskiej. Program badań statystycznych na 2006 r. przyjęty przez Radę Ministrów uwzględnia przedmiotowy zakres badania statystycznego. Pierwszy raport w tym zakresie został opracowany w listopadzie 2005 r. Koszty dodatkowych obowiązków statystycznych finansowanych z budżetu na 2006 r. określono w budżecie jednostki prowadzącej te badania.

Ponadto dyrektywa nakłada obowiązek opublikowania raportu oceniającego środki podjęte w celu zapewnienia niezawodności działania systemu świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz zawierającego analizę krajowego potencjału dla stosowania wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji (art. 10 ust. 1, art. 5 ust. 3, art. 6 ust. 1, art. 9 ust. 1 i 2 dyrektywy), w terminie do dnia 21 lutego 2006 r. Zadanie zostanie zrealizowane przez Ministra Gospodarki w 2006 r. z uwzględnieniem wytycznych Komisji Europejskiej na podstawie przyjętych przez Komisję zharmonizowanych referencyjnych wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego.

W ten sposób ustawa realizuje obowiązki sprawozdawcze nałożone dyrektywą na Państwa Członkowskie.

Oprócz wspomnianych powyżej obowiązków nałożonych na Państwa Członkowskie dyrektywa wymaga, aby Państwa Członkowskie zagwarantowały następujące środki wspomagające rozwój wytwarzania w kogeneracji:

- zapewnienie pierwszeństwa przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji. Państwa Członkowskie mogą też zapewnić pierwszeństwo dostępu do systemu elektroenergetycznego tej energii z uwzględnieniem warunków funkcjonowania systemu, określenia

zasad pokrywania kosztów przyłączeń do sieci i rozbudowy sieci na potrzeby jednostek kogeneracji (art. 8 ust. 1 dyrektywy),

- zagwarantowanie, do czasu aż wytwórcy energii elektrycznej w kogeneracji uzyskają prawo wyboru sprzedawcy, aby taryfy na zakup rezerwowej i dodatkowej energii elektrycznej niezbędnej dla celów wytwarzania w kogeneracji przez wytwórców będących odbiorcami uprawnionymi były ustalane na podstawie opublikowanych taryf i warunków ich stosowania (art. 8 ust. 2 dyrektywy),
- możliwość wprowadzenia regulacji ułatwiających małym wytwórcom energii w kogeneracji w małej skali (o mocy zainstalowanej poniżej 1 MW_e) dostępu do sieci elektroenergetycznych (art. 8 ust. 3 dyrektywy).

Mając na względzie, że powyższe środki już funkcjonują w ustawie – Prawo energetyczne, a wszyscy wytwórcy energii z kogeneracji mają już prawo wyboru sprzedawcy energii elektrycznej, ustawa przewiduje jedynie doprecyzowanie obowiązujących przepisów w tym zakresie zgodnie z przepisami dyrektywy, że dotyczą one tylko energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.

Uzasadnienie szczegółowe

Art. 3 pkt 33-38 ustawy wprowadza pojęcia używane w dyrektywie, które w chwili obecnej nie są definiowane. Zgodnie z wymogiem dyrektywy wprowadzona została definicja „kogeneracji”. Dotychczas brak było w ustawie – Prawo energetyczne określenia znaczenia tego pojęcia, chociaż istniał obowiązek zakupu energii elektrycznej pochodzącej właśnie ze skojarzenia. W ustawie wprowadza się pojęcie „jednostki kogeneracji”. Ustawa wprowadza definicje „energii elektrycznej z kogeneracji” oraz sposób jej obliczania. Zdefiniowano także pojęcie „wysokosprawnej kogeneracji”, przez którą rozumieć należy wytwarzanie energii elektrycznej w kogeneracji, które zapewnia:

- oszczędność energii pierwotnej w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego lub

- oszczędność energii pierwotnej w jednostkach kogeneracji o mocy osiągalnej elektrycznej poniżej 1 MW.

Zaznaczyć należy, że zgodnie z ustawą jedynie energia elektryczna spełniająca wymóg zapewnienia takiej właśnie oszczędności może uzyskać świadectwo pochodzenia z kogeneracji i być obejmowana mechanizmami wsparcia, w tym podlegać będzie obowiązkowi uzyskiwania i umarzania świadectw pochodzenia z kogeneracji wydanych dla tej energii.

W związku z tym, że za energię elektryczną wytwarzaną w kogeneracji ustawa uznaje, w ślad za dyrektywą, jedynie energię wytwarzaną w jednoczesnym procesie wytwarzania ciepła użytkowego w celu zaspokojenia ekonomicznie uzasadnionego popytu na ciepło lub chłodzenie, proponuje się wprowadzenie definicji „ciepła użytkowego w kogeneracji”, którego produkcja służyć ma zaspokajaniu niezbędnego popytu na ciepło i chłód.

Ustawa wprowadza również definicję „referencyjnej wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego”, która jest podstawą do obliczania oszczędności energii pierwotnej.

Definicje zawarte w ustawie odzwierciedlają znaczenie nadane im w dyrektywie.

Art. 7 ust. 8 pkt 3. Doprecyzowanie zasad ustalania opłat za przyłączenie do sieci polega na dookreśleniu wielkości źródeł wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji, co wynika z art. 8 ust. 1 i 3 dyrektywy, która przewiduje możliwość wprowadzania ułatwień w dostępie do systemu elektroenergetycznego dla energii elektrycznej wyprodukowanej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach wytwórczych o mocy elektrycznej poniżej 1 MW. Ułatwienie polega na ustaleniu dla tych źródeł opłaty za przyłączenie do sieci w wysokości połowy nakładów ponoszonych przez przedsiębiorstwo sieciowe na przyłączenie tych źródeł do sieci.

Art. 9a ust. 5, 8-8d. Ustawa zastępuje treść dotychczasowego obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła obowiązkiem uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej. Energia elektryczna wytwarzana w kogeneracji objęta obowiązkowym zakupem stanowi ok. 15% energii elektrycznej w skali kraju sprzedawanej odbiorcom końcowym. Uwzględniając (na podstawie wyko-

nanych analiz dla 2004 r. przez Agencję Rynku Energii S.A.) możliwy wzrost tego udziału o ok. 7% do wysokości 22-23% krajowego zużycia energii elektrycznej, utrzymanie w dłuższym okresie dotychczasowego obowiązku zakupu oferowanej energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji stanowiłoby istotne ograniczenie dla rozwoju rynku energii elektrycznej. W dokumencie rządowym pt. „Program dla elektroenergetyki” dla 2010 r. przyjęto udział energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w wytwarzaniu krajowym na poziomie 22-23% krajowej produkcji (ok. 38 TWh).

Dlatego też proponuje się zastąpienie obowiązku zakupu (w okresie przejściowym, do czasu wypracowania i notyfikacji innych sposobów wsparcia dla kogeneracji), bardziej rynkowym obowiązkiem uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej. Przyjęty poziom jednostkowej opłaty zastępczej wynoszący od 15% do 30% lub do 90% (dla małych źródeł do 1 MW i zużywających paliwa gazowe) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym pozwoli uzyskać teoretycznie określone przychody ze sprzedaży praw majątkowych w wysokości od 17,6 do 35 zł/MWh lub do 116 zł/MWh. Przychody obliczono przy przyjęciu ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym ogłoszonej w komunikacie Prezesa URE za 2005 r.

Zakładając, że ceny sprzedaży energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji będą niższe o ok. 5% od cen sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym oraz że sprzedaż praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia z kogeneracji będzie odbywała się po cenach niższych o ok. 15% od jednostkowych opłat zastępczych, możliwe ceny sprzedaży energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji mogą osiągnąć poziom od 125 zł/MWh do 142 zł/MWh lub 215 zł/MWh (dla źródeł o mocy zainstalowanej do 1 MW lub zużywających paliwa gazowe).

Dodatkowym elementem, który będzie miał wpływ na obniżkę kosztów wytwórców w kogeneracji, będzie wprowadzenie projektowanych zmian w zasadach naliczania podatku akcyzowego, gdy wytwórcy nie będą płatnikami tego podatku, oraz uzyskanie przychodów z tytułu wprowadzenia handlu pozwoleniami na emisję zanieczyszczeń, a także likwidacja kontraktów długoterminowych i wpro-

wadzenie stawek opłat przesyłowych uwzględniających lokalizację wytwórcy. Uwzględniając powyższe przewidywane zmiany warunków funkcjonowania wytwórców, Prezes URE będzie mógł, co roku, ustalać wysokość jednostkowych opłat zastępczych w ramach ustalonego przedziału.

Uzyskana średnia cena sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu w 2005 r. (wg komunikatu Prezesa URE) wyniosła 136,19 zł/MWh. Tak więc dla warunków 2005 r. łączne możliwe średnie przychody wytwórców energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, dla przyjętych rozwiązań pozwalają na pokrycie uzasadnionych kosztów wytwarzania oraz nie powinny powodować większego wzrostu cen dla odbiorców.

Proponowana forma obowiązku, przy odpowiedniej jego wysokości przekraczającej możliwą podaż tej energii, powinna pozwolić w najbliższych latach na rozwój wysokosprawnego kogeneracyjnego rynku energii elektrycznej oraz zapewnić sprzedaż po konkurencyjnych cenach rynkowych energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, której produkcja uzależniona jest od produkcji ciepła użytkowego. W tym czasie powinny zostać opracowane inne mechanizmy wsparcia rozwoju wytwarzania energii w wysokosprawnej kogeneracji, zgodne z zasadami rynkowymi, nakierowane, w sposób indywidualny, na wymagające wsparcia nowe lub modernizowane jednostki kogeneracji.

Zastosowanie cen rynku konkurencyjnego w sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji, dodatkowych przychodów ze sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, opłat zastępczych oraz minimalnych kar za niewykonanie obowiązku wzmocnić powinno pozycję rynkową wytwórców energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji oraz zapewnić im pokrycie kosztów produkcji energii elektrycznej w uzasadnionej wysokości. Wysokość ustalonego w rozporządzeniu wykonawczym poziomu obowiązku na podstawie możliwej ilości tej energii oferowanej do sprzedaży oraz opłata zastępcza i minimalna kara, a także oddzielne ustalenie obowiązku dla świadectw pochodzenia dla wytwórców zużywających gaz ziemny lub wytwarzających energię na małą skalę, powinno zapewnić, że wprowadzany system nie będzie powodował nieuzasadnionego

wzrostu cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, a będzie jednocześnie służył rozwojowi wytwarzania energii w wysokosprawnej kogeneracji.

Ilość energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji w jednostkach kogeneracji zużywających paliwa gazowe oraz o mocy zainstalowanej do 1 MW wynosi ok. 2,5-3% energii elektrycznej wytworzonej w kraju. Koszty wytworzenia energii elektrycznej w kogeneracji w jednostkach lokalnych zużywających paliwa gazowe wynoszą ok. 210 zł/MWh i są istotnie wyższe niż średnie koszty wytwarzania w jednostkach zużywających węgiel. Wg danych statystycznych różnica ta wynosi ok. 70 zł za 1 MWh. Różnica ta jest znacznie mniejsza w odniesieniu do kosztów energii elektrycznej z jednostek objętych kontraktami długoterminowymi. Koszty te nie uwzględniają kosztów zewnętrznych wpływu na środowisko wytwarzania energii w jednostkach zużywających węgiel. Uwzględniając koszty zewnętrzne oraz różnice w kosztach ponoszonych na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej pomiędzy źródłami lokalnymi zużywającymi paliwa gazowe oraz elektrowniami i elektrociepłowniami zużywającymi węgiel, całkowite koszty zaopatrzenia w energię elektryczną są konkurencyjne w lokalnych elektrociepłowniach opalanych gazem ziemnym. Korzystniejszym jest zatem tworzenie warunków rozwoju kogeneracji rozproszonej dla zaspokajania rosnących potrzeb kraju na energię elektryczną. Dlatego też oddzielne określenie obowiązku dla jednostek kogeneracji o małej skali i zużywających paliwa gazowe wydaje się uzasadnione.

Ponadto obecnie nowoczesne jednostki kogeneracji, wytwarzające energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji, zużywające gaz ziemny, uzyskujące sprawność przemiany energii chemicznej paliwa na poziomie ok. 85%, nie są w pełni wykorzystane i notują przerwy w wytwarzaniu (np. elektrociepłownia w Siedlcach), podczas gdy wykorzystywane są jednostki wytwórcze znacznie mniej efektywne energetycznie. Obecny obowiązek zakupu oferowanej energii przez spółki obrotu i wytwórców nie jest w pełni realizowany i wytwórcy napotykają na poważne trudności w sprzedaży swojej energii wytworzonej w pełnym skojarzeniu (ze sprawnością przemiany powyżej 70%). Jak wynika ze sprawozdania URE za 2005 r. faktyczny udział energii ze skojarzenia w sprzedaży odbiorcom końcowym wyniósł ok. 10,92% (11,6 TWh) przy obowiązku wynoszącym na poziomie 13,7% (w 2006 r. obowiązek zakupu ustalono na poziomie

15%). Ma to niekorzystny wpływ na środowisko i powoduje wzrost kosztów ogólnych działalności wytwórców, a także niekorzystnie oceniane jest przez opinię społeczną, że inwestycje służące środowisku nie są wykorzystywane.

Proponowane w art. 9a ust. 8d wyłączenie energii elektrycznej wytwarzanej w jednostkach kogeneracji objętych KDT z obowiązku uzyskania i umorzenia świadectw zmniejszy udział obowiązku, o co najmniej 5%, w planowanym okresie stosowania proponowanych rozwiązań (do ok. 17%). Koszty energii elektrycznej objętej kontraktami długoterminowymi, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, są już zawarte w taryfach przesyłowych i dystrybucyjnych, a energia ta kupowana jest w ramach Minimalnych Ilości Energii, co wynika z zapisów taryf przedsiębiorstw: PSE S.A i PSE – Operator S.A. Energia z KDT objęta jest już preferencjami w postaci wnoszonych przez odbiorców opłat w składniku opłaty systemowej (składnik wyrównawczy), a ponadto energia ta rozdysponowana jest do spółek dystrybucyjnych, które praktycznie mają „obowiązek jej zakupu”. Do czasu rozwiązania tych kontraktów dodatkowe preferencje, obciążające koszty odbiorców końcowych, nie powinny być stosowane, z uwagi na możliwość uznania tego za naruszenie zakazu kumulowania pomocy publicznej.

Art. 9a ust. 10. Przepisy znowelizowanego art. 9a ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne doprecyzowują zakres delegacji ustawowej uprawniającej ministra właściwego do spraw gospodarki do wydania rozporządzenia wykonawczego określającego szczegółowy zakres obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy, oraz wymagania dyrektywy dla wydania świadectwa pochodzenia.

W związku z wprowadzoną definicją energii elektrycznej z kogeneracji, bazującej na sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło łącznie, wynikającą z dyrektywy, zasadne jest szczegółowe określenie, w drodze rozporządzenia, sposobu obliczania sprawności przemiany zgodnie z jej wymaganiami.

Mając powyższe na uwadze, proponuje się, aby rozporządzenie określało szczegółowy sposób obliczania sprawności przemiany, który kwalifikować będzie wytworzoną energię elektryczną jako energię pochodzącą z wysokosprawnej kogeneracji. Jednocześnie rozporządzenie powinno określić sposób obli-

czania ilości energii elektrycznej z kogeneracji w zależności od współczynnika energii elektrycznej do ciepła dla jednostek kogeneracji o średniorocznej sprawności przemiany niższej niż wielkości graniczne (odpowiednio 75% lub 80%). Zasadne jest również sprecyzowanie w rozporządzeniu wykonawczym szczegółowego sposobu określenia wielkości oszczędności energii pierwotnej uzyskanej dzięki wytwarzaniu w kogeneracji w porównaniu z wytwarzaniem rozdzielonym. Tylko taka bowiem energia będzie mogła uzyskać świadectwo pochodzenia oraz być przedmiotem obowiązkowego odbioru i pierwszeństwa przesyłania i dystrybucji.

Rozporządzenie powinno określić również zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego, oddzielnie dla ciepła i energii elektrycznej, służące do obliczania oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku wytwarzania w kogeneracji, ustanowione przez Komisję Europejską. Sposób i szczegółowość regulacji rozporządzenia zależna jest od formy, w jakiej zostaną wydane wytyczne Komisji Europejskiej.

Uwzględniając potrzebę zapewnienia zbytu energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji opalanych gazem ziemnym lub o małej skali o mocy elektrycznej poniżej 1 MW, z uwagi na wyższe koszty wytwarzania i uzyskiwane efekty, wprowadzono dla tych źródeł oddzielny obowiązek, celem uzyskania odpowiedniego rozwoju także tych źródeł.

Jednocześnie rozporządzenie wykonawcze powinno określić wielkość i sposób obliczania udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, wynikającej z obowiązku sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, oddzielnie dla obydwu grup jednostek kogeneracji, co jasno przedstawi nałożony obowiązek na zobowiązane przedsiębiorstwa.

Rozporządzenie w zakresie obowiązku uzyskiwania i przedstawiania do umorzenia praw majątkowych ze świadectw pochodzenia kogeneracji powinno określić sposób uwzględniania w kalkulacji taryf przedsiębiorstw zobowiązanych kosztów zakupu energii elektrycznej z kogeneracji.

Art. 9c ust. 6 i 7. Dookreślenie energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji wynika z art. 8 ust. 1 i 3 dyrektywy, która przewiduje możliwość wprowadzania ułatwień w dostępie do systemu elektroenergetycznego

tylko dla tej energii. Utrzymanie obowiązku odbioru energii z kogeneracji przez operatorów, wynikającego z ust. 7, służyć ma pełnemu zagospodarowaniu energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, która nie znajduje nabywcy na rynku, w sytuacji uchylecia obowiązku zakupu energii z kogeneracji. Planowana konsolidacja pionowa w elektroenergetyce oraz brak rozwiązań systemowych uwzględniających mniejsze koszty systemowe dla wykorzystania lokalnych źródeł energii z kogeneracji może powodować ograniczenie zakupu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wytwarzanej przez niezależnych wytwórców.

Art. 9l. Przepisy art. 9l wprowadzają do Prawa energetycznego instytucję świadectwa pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, realizując wymóg zawarty w dyrektywie.

Świadectwa pochodzenia z kogeneracji umożliwią wytwórcom energii elektrycznej wykazanie, że wytwarzana i sprzedawana przez nich energia elektryczna pochodzi z wysokosprawnej kogeneracji. Jednocześnie świadectwo pochodzenia stanowić będzie środek do realizacji obowiązku uzyskania i umorzenia określonej liczby świadectw pochodzenia z kogeneracji.

Z postanowień dyrektywy (art. 5 ust. 5 dyrektywy) przeniesiono do art. 9l ustawy przepisy określające treść świadectwa pochodzenia oraz wniosku przedsiębiorstwa energetycznego o wydanie świadectwa pochodzenia.

Świadectwa pochodzenia z kogeneracji, podobnie jak świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii, wydawane będą przez Prezesa URE na wniosek wytwórcy tej energii. Prezes URE jest organem regulacyjnym i nadzoru nad działalnością przedsiębiorstw energetycznych i jako taki jest odpowiednim organem administracji w tym zakresie. Dyrektywa wymaga, aby Państwa Członkowskie zapewniły nadzór nad wydawaniem świadectw pochodzenia. Możliwe jest to przez wyznaczenie organu niezwiązanego z działalnością wytwórczą i dystrybucyjną energii elektrycznej.

Wniosek o wydanie świadectwa pochodzenia wytwórca składać będzie za jeden lub kilka miesięcy jednego roku kalendarzowego, albo za cały rok kalendarzowy, w terminie 14 dni od dnia zakończenia wytworzenia energii elektrycznej wykazanej we wniosku, na podstawie planowanej lub wykonanej średniorocznej

sprawności wytwarzania w danym roku. W terminie do dnia 15 lutego następnego roku, przedsiębiorstwo energetyczne ma obowiązek przedłożyć Prezesowi URE sprawozdanie za poprzedni rok, zawierające dane roczne za poprzedni rok kalendarzowy podawane we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia na podstawie faktycznie uzyskanej wielkości średniorocznej sprawności. Do sprawozdania dołącza się potwierdzenie danych zawartych w sprawozdaniu przez akredytowaną jednostkę oraz wniosek o umorzenie lub wydanie świadectw pochodzenia w ilości odpowiadającej różnicy pomiędzy wydanymi świadectwami i sprawozdaniem rocznym.

Polskie Centrum Akredytacji będzie prowadzi listę akredytowanych jednostek, które zatrudniają osoby o odpowiednich kwalifikacjach technicznych z zakresu kogeneracji oraz zapewniają niezależność w przedstawianiu wyników badań, obejmujących stwierdzenie zasadności oraz prawidłowości wniosków o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji. Polskie Centrum Akredytacji przekazuje listę tych jednostek Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki na jego wniosek oraz informuje go o zmianach. Służyć to powinno, zgodnie z wymaganiami dyrektywy, niezawodności działania systemu świadectw pochodzenia.

Prezes URE będzie wydawał świadectwa pochodzenia w formie zaświadczenia, na podstawie przepisów K.p.a., analogicznie do świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii.

Dla spełnienia wymagań dyrektywy (art. 5 ust. 3 dyrektywy), aby Państwa Członkowskie podjęły odpowiednie środki zapewniające, że świadectwa pochodzenia są zarówno dokładne, jak i niezawodne, proponuje się badanie wniosków przedsiębiorstw energetycznych przez niezależne od przedsiębiorstw akredytowane laboratoria, znajdujące się w ww. wykazie prowadzonym przez Polskie Centrum Akredytacji.

Przyjęte rozwiązania umożliwiają przedsiębiorstwom energetycznym uzyskiwanie świadectw pochodzenia dla okresów krótszych niż rok, jednak nie częściej niż raz na miesiąc, na podstawie historycznych i planowanych wielkości średniorocznej sprawności i oszczędności energii elektrycznej w danym roku i odpowiednich parametrów wynikających z pomiarów. W przypadku podania we wniosku danych niezgodnych ze stanem faktycznym Prezes URE będzie mógł

nałożyć na przedsiębiorstwo energetyczne karę pieniężną, na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne.

Przedsiębiorstwo energetyczne, występujące z wnioskiem o wydanie świadectwa pochodzenia dla okresów miesięcznych, zostało zobowiązane do rozliczenia faktycznej ilości energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji w poprzednim roku kalendarzowym, wykazanego w świadectwie pochodzenia w odniesieniu do ilości tej energii wynikającej ze zgłoszeń za poprzedni rok kalendarzowy. W przypadku wystąpienia nadwyżki ilości energii elektrycznej wynikającej ze zgłoszeń nad ilością energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji podanej w świadectwie pochodzenia, przedsiębiorstwo energetyczne będzie zobowiązane umorzyć świadectwa pochodzenia w wysokości tej nadwyżki. Regulacje te mają zapewnić prawidłowe funkcjonowanie, przez kontrolę, systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji.

Niezbędne jest określanie (we wniosku o wydanie świadectw pochodzenia, a następnie na świadectwie pochodzenia) ilości ciepła użytkowego i ilości paliwa zużytego do wytworzenia energii elektrycznej w kogeneracji ze względu na konieczność ograniczenia ewentualnych możliwości manipulacji ilościami ciepła i energii elektrycznej, które mają być wytworzone jednocześnie. Podstawą w kogeneracji jest produkcja ciepła użytkowego, przy której wytwarzana jest jednocześnie energia elektryczna, co oznacza, że nie można pomijać ilości ciepła użytkowego w przedstawianym wniosku o wydanie świadectw. W sytuacji gdy przedsiębiorstwo chce skorzystać z przywileju wspomagania kogeneracji, musi dostosować układy pomiarowe umożliwiające pomiar danych podawanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia. Należy ponadto zwrócić uwagę, że dyrektywa kogeneracyjna nosi datę 11 luty 2004 r. i środowisko kogeneracyjne mogło zapoznać się z zamieszczoną w dyrektywie informacją m.in. o konieczności pomiaru produkcji ciepła użytkowego.

Ponadto w art. 91 ust. 2 pkt 4 oraz ust. 4 pkt 4, ze względu na różnorodność możliwych sposobów wykorzystania ciepła wytworzonego w wysokosprawnym skojarzeniu oraz swobodę w deklaracji jego wykorzystania, proponuje się ujęcie w delegacji ustawowej do wydania rozporządzenia upoważnienia do określenia sposobu wykorzystania ciepła użytkowego, które może być zużyte np. na po-

trzeby ciepłej wody użytkowej, centralnego ogrzewania, pary na potrzeby procesów technologicznych i chłodu.

W związku z wymaganiami dyrektywy dotyczącymi precyzyjnego opomiarowania źródeł kogeneracyjnych, konieczne stało się wprowadzenie przepisów dotyczących potwierdzania przez operatora systemu elektroenergetycznego danych dotyczących ilości wytworzonej energii elektrycznej podawanej we wniosku. Działanie takie ma na celu zapewnienie większej „szczelności” systemu i wiarygodności składanych wniosków. Przy czym, podobnie jak przy źródłach odnawialnych, powinno zostać wyraźnie wskazane (w rozporządzeniu), że pomiar jest dokonywany na zaciskach generatora – w ustawie proponuje się odpowiednie upoważnienie do wydania rozporządzenia.

W odniesieniu do świadectw pochodzenia z kogeneracji wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji objętych kontraktami długoterminowymi (projektowany art. 9l ust. 12 i 13 ustawy – Prawo energetyczne) Prezes URE będzie te świadectwa automatycznie umarzał po ich wydaniu i do tych świadectw nie będą stosowane przepisy art. 9m w zakresie praw majątkowych wynikających z tych świadectw pochodzenia.

Art. 9m. Świadectwo pochodzenia z kogeneracji będzie inkorporować prawa majątkowe, które będą zbywalne i stanowić będą towar giełdowy. Zbycie praw majątkowych będzie dokonywane przez giełdę towarową, analogicznie jak dla świadectw pochodzenia wydawanych dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii. Przepisy art. 9e będą stosowane odpowiednio do świadectw pochodzenia z kogeneracji. Warunkiem ważności każdej transakcji będzie zarejestrowanie jej w rejestrze świadectw pochodzenia prowadzonym przez giełdę towarową. Ważność świadectw pochodzenia dla celów realizacji obowiązku ich pozyskania i umorzenia przyjęto bezterminową. Powinno to pozwolić na uzyskanie przez podmioty zobowiązane świadectw pochodzenia w ilości ustalonego obowiązku. Równocześnie wprowadzenie opłaty zastępczej ma kompensować wystąpienie niedoboru świadectw pochodzenia w niektórych latach, jak również działania spekulacyjne dla uzyskania wyższych cen świadectw pochodzenia z kogeneracji.

Prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia z kogeneracji powstawać będą z chwilą zapisania świadectw pochodzenia po raz pierwszy na koncie ewidencyjnym w rejestrze i przysługiwać będą posiadaczowi tego konta. Przeniesienie praw majątkowych następować będzie z chwilą dokonania odpowiedniego zapisu w rejestrze świadectw pochodzenia z kogeneracji. Zgodnie z postanowieniami art. 9m ustawy przeniesienie praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia może być dokonywane w stosunku do całości bądź części praw majątkowych wynikających z tych świadectw, przy czym minimalna wartość praw majątkowych odpowiadać powinna 1 kWh energii elektrycznej. Transakcje zbycia praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia z kogeneracji będą rejestrowane przez giełdę towarową, w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, w prowadzonym przez nią rejestrze świadectw pochodzenia z kogeneracji. Prezes URE, na wniosek podmiotu zobowiązanego do uzyskania i przedstawienia do umorzenia praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia, umarzał będzie gwarancje pochodzenia. Z chwilą umorzenia gwarancji pochodzenia wygasają prawa majątkowe z nich wynikające. O wydaniu lub umorzeniu świadectw pochodzenia Prezes URE informował będzie giełdę towarową, w celu wprowadzenia do rejestru lub wykreślenia praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia z kogeneracji z rejestru.

Art. 9n ust. 1. Ustawa, w ślad za postanowieniami dyrektywy (art. 6 ust. 3 i art. 10 ust. 2 dyrektywy), nakłada na ministra właściwego do spraw gospodarki obowiązek opracowywania, co cztery lata, raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji. Dyrektywa stanowi, że na wniosek Komisji Europejskiej, wyrażony na sześć miesięcy przed wyznaczonym terminem, Państwo Członkowskie ma obowiązek opublikowania raportu. Art. 9n ust. 2 stanowi implementację art. 8 ust. 3 dyrektywy zobowiązującego Państwa Członkowskie do powiadamiania Komisji Europejskiej o wprowadzanych ułatwieniach w dostępie do sieci dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach skojarzonych poniżej 1 MW.

Art. 19 i 20 ust. 2 pkt 3 zawiera zmiany, mające na celu dostosowanie przepisu do zmienionych pojęć stosowanych w ustawie (zamiast pojęcia „skojarzenie”

wprowadzono pojęcie „kogeneracji”). W art. 20 w ust. 2 pkt 1a ustawy proponuje się, aby sporządzany przez gminy projekt planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe zawierał, oprócz obecnie przewidzianych w tym przepisie ustawy – Prawo energetyczne propozycji w zakresie wykorzystania energii w odnawialnych źródłach energii, również propozycje w zakresie wykorzystywania wysokosprawnej kogeneracji. Powinno to służyć wspieraniu przez gminy rozwoju wysokosprawnej kogeneracji, które sporządzają dla swojego obszaru założenia i plany zaopatrzenia w paliwa gazowe i energię.

Art. 23 ust. 2. W związku z wprowadzeniem w art. 9l ustawy instytucji świadectwa pochodzenia z kogeneracji, które mają być wydawane przez Prezesa URE, oraz w związku z wprowadzeniem potwierdzania wykonania obowiązku przez umarzanie świadectw pochodzenia z kogeneracji i ustalania jednostkowej opłaty zastępczej, w art. 23 ust. 2 ustawy wprowadza się nowe kompetencje dla Prezesa URE. Ponadto, w związku z uchyleniem obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu i zmianą sposobu ustalania kar pieniężnych, zmienia się obecny przepis art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a, w sprawie obliczania i ogłaszania średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, który wejdzie w życie z dniem 1 stycznia 2008 r. Proponuje się nowy przepis art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a, wprowadzający obowiązek ustalania i publikowania średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, które będą uwzględniane przy ustalaniu jednostkowych opłat zastępczych.

Art. 32 ust. 1 pkt 1. Wprowadzenie obowiązków wydawania i umorzenia gwarancji pochodzenia z kogeneracji w art. 9a ust. 8 wymaga objęcia koncesjonowaniem wszystkich wytwórców wytwarzających energię w kogeneracji, celem umożliwienia Prezesowi URE kontroli prawidłowości wypełniania tych obowiązków oraz zapewnienia, wymaganych dyrektywą, pewności i dokładności systemu świadectw pochodzenia z kogeneracji.

Art. 56 ust. 1 pkt 1a. W związku ze zmianą sposobu realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy, zmianie ulegnie również przedmiot odpowiedzialności karnej za niewykonanie tego obowiązku. Karze pieniężnej podlegać będą wytwórcy za podawanie we wniosku o wydanie świadectw pochodzenia

z kogeneracji danych niezgodnych ze stanem faktycznym, tj. niezgodnie z ilością energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji oraz nierealizujący obowiązku uzyskania umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej.

Art. 56 ust. 2a pkt 3. Zmiana zakresu obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy, wymaga doprecyzowania określania sposobu obliczania kary pieniężnej z tytułu niewykonania tego obowiązku. Ustawa określa minimalną wysokość kary pieniężnej, jaką wymierzyć może Prezes URE za niewypełnienie obowiązku przedłożenia do umorzenia świadectwa pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej. Minimalna wysokość kary pieniężnej obliczana będzie, w sposób analogiczny jak w przypadku obowiązku dla odnawialnych źródeł energii, jako iloczyn współczynnika 1,3 i różnicy opłaty zastępczej, która powinna zostać zapłacona i rzeczywiście zapłaconej opłaty zastępczej.

Inne zmiany ustawy

Podstawą skutecznego wdrożenia mechanizmów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej w wysokosprawnym skojarzeniu jest stworzenie właściwej infrastruktury rynku, tj. właściwe określenie ról i obowiązków poszczególnych uczestników rynku energii. Wdrażane rozwiązania powinny być oparte na regułach rynkowych, których podstawowym założeniem jest jednakowe traktowanie energii, niezależnie od rodzaju źródła, w jakim została wytworzona. Kluczowym warunkiem funkcjonowania rynku energii jest sprawny mechanizm bilansowania (tak od strony technicznej, jak i handlowej), który tworzy warunki nieskrępowanego rozwoju rynku krajowego i integracji z wewnętrznym rynkiem Unii Europejskiej.

Dyrektywy rynkowe (2003/54/WE i 2003/55/WE) wymagają rzeczywistego zapewnienia odbiorcom możliwości korzystania z prawa wyboru sprzedawcy. Prowadzony przez Prezesa URE monitoring korzystania przez odbiorców z prawa wyboru sprzedawcy wskazuje, że w 2005 r. z tego prawa skorzystało 35 odbiorców, którzy zakupili ok. 7% całkowitej ilości energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom końcowym. Ogółem na warunkach rynkowych w 2005 r.

dostarczono odbiorcom końcowym tylko 12,2 TWh, tj. 11,4% energii dostarczonej odbiorcom końcowym.

Niski poziom wykorzystania przez odbiorców prawa do zmiany sprzedawcy jest spowodowany m.in. niedoskonałością funkcjonowania rynku hurtowego, głównie z braku możliwości konkurowania sprzedawców ze spółkami dystrybucyjnymi mimo oferowania niższych cen energii elektrycznej. Istniejące bariery natury administracyjnej i technicznej, takie jak brak jednolitej procedury zmiany sprzedawcy, przedłużanie i stosowanie przez spółki dystrybucyjne niejasnych zasad zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, niekorzystne zasady bilansowania, zawyżanie przez spółki dystrybucyjne wymagań dotyczących układów pomiarowo-rozliczeniowych, wymagają wprowadzenia dodatkowych elementów umów sprzedaży i umów o świadczenie usług dystrybucyjnych oraz zadań operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w tym zakresie. Zwiększenie możliwości korzystania przez odbiorców energii elektrycznej z prawa wyboru sprzedawcy służyć powinno rozwojowi wytwarzania rozproszonego w wysoko-sprawnej kogeneracji.

Dla umożliwienia większej liczbie odbiorców korzystania z prawa wyboru sprzedawcy energii elektrycznej, w ustawie proponuje się uzupełnienie wymagań co do minimalnej zawartości umów sprzedaży i umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (art. 5 ust. 2a i 2b). Umowy te, w zakresie energii elektrycznej przeznaczonej dla użytkowników systemu elektroenergetycznego nieuczestniczących w centralnym mechanizmie bilansowania handlowego, powinny określać dodatkowo sposób określenia niezbilansowania według indywidualnych grafików handlowych odbiorców albo według opracowywanego przez operatora systemu dystrybucyjnego standardowego profilu zużycia energii elektrycznej oraz wskazanie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe.

Umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej powinny zawierać także sposób przekazywania danych pomiarowych energii elektrycznej pobranych przez odbiorców korzystających z usług dystrybucji celem ułatwienia odbiorcom korzystania z prawa wyboru sprzedawcy. Umowy o świadczenie usług dystrybucji powinny także, dla zapewnienia ciągłości rozliczeń, pozwalać na

zawieranie przez operatora systemu dystrybucyjnego w imieniu odbiorcy, którego wybrany przez niego sprzedawca zaprzestał dostaw energii elektrycznej, umowy sprzedaży ze wskazanym w umowie innym sprzedawcą.

Uzupełniono również art. 3 o pkt 39-42 zawierające definicje, użyte w zmianach do art. 5 i 9c ustawy, pojęcia: „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe”, „centralny mechanizm bilansowania handlowego” i „bilansowanie handlowe”.

Dodane w art. 5 ust. 6a i 6b określają wprost obowiązki sprzedawców w zakresie informowania odbiorców o strukturze paliw zużytych do wytworzenia energii elektrycznej oraz o ich wpływie na środowisko naturalne. Obecnie wymagania te powinno określać rozporządzenie wydane na podstawie art. 9 ust. 4 ustawy. Niemniej zastrzeżenia Komisji Europejskiej, co do sposobu implementacji tego obowiązku wynikającego z dyrektywy rynkowej dla energii elektrycznej, wskazują na potrzebę uzupełnienia tego przepisu o obowiązek wynikający wprost z ustawy.

Również w celu ułatwienia odbiorcom korzystania z prawa wyboru sprzedawcy i umożliwienia realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej uzupełniono ich zadania (art. 9c ust. 3 pkt 9a) o:

- a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu, transmisji oraz zarządzaniu danymi pomiarowymi i zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,
- b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wskazanym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe,
- c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom ich standardowych profili zużycia energii elektrycznej,
- d) opracowywanie i wdrażanie procedury zmiany sprzedawcy.

Praktyka wdrażania przepisów ustawy – Prawo energetyczne (art. 9e ust. 4 pkt 4 i ust. 5) wskazuje na potrzebę ich doprecyzowania zgodnie z wymaganiami dyrektywy w sprawie wspierania odnawialnych źródeł energii. Zmiana art. 9e ust. 2 pkt 4 i ust. 4 pkt 4 oraz dodanie ust. 4a i 4b służyć powinno wyeliminowaniu wątpliwości interpretacyjnych, powodujących administracyjne ograniczenia częstotliwości składania wniosków o wydanie świadectwa pochodzenia za pełne kwartały roku kalendarzowego i umożliwić przedsiębiorstwom energetycznym występowanie z wnioskami stosownie do uzasadnionych ekonomicznie potrzeb co miesiąc. Zmiana art. 9e ust. 5 służyć powinna wyraźnemu wskazaniu, że świadectwa pochodzenia obejmują całą energię wytworzoną w odnawialnych źródłach energii, niezależnie od jej przeznaczenia. Precyzuje również odpowiedzialność wytwórcy za zapewnienie odpowiednich urządzeń pomiarowych służących do potwierdzania ilości wytworzonej energii w odnawialnych źródłach energii. Doprecyzowano również przepisy w art. 9a ust. 9, dodając upoważnienie do określenia w rozporządzeniu miejsca dokonywania pomiarów ilości energii elektrycznej na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania tej energii przez operatora.

Art. 9e ust. 3 – proponuje się dookreślić, o którego operatora systemu elektroenergetycznego chodzi. Dlatego też po słowach „operatora systemu elektroenergetycznego” należy dodać „na którego terenie działania znajduje się źródło wskazane we wniosku”. Przepis ten, w trakcie swojego obowiązywania, wzbudzał wątpliwości interpretacyjne. Przyjmowano bowiem, że może być to jakikolwiek operator, zatem to uzupełnienie wydaje się konieczne.

Zmiana w art. 16a stanowi doprecyzowanie przepisów umożliwiające realizację upoważnienia ustawowego do wydania rozporządzenia przez ministra właściwego do spraw gospodarki, określającego szczegółowe wymagania co do zawartości dokumentacji przetargowej oraz warunki i tryb organizowania i przeprowadzania przetargu. Zmiana w ust. 3 służy uzupełnieniu przepisów art. 16a potrzebnych dla przeprowadzenia przetargu i wydania rozporządzenia wykonawczego. Natomiast tryb ogłaszania przetargu jest uregulowany w art. 16a (art. 16a ust. 1 i 2 oraz art. 9i ust. 4, do którego odsyła art. 16a ust. 3). W związku z powyższym, tryb ogłaszania przetargu nie powinien stanowić materii rozporządzenia, dlatego też z treści art. 16a ust. 8 proponuje się go wykre-

ślić. Art. 16a ust. 8 uzupełniono o tryb powołania i pracy komisji przetargowej, która jest ważnym elementem, zapewniającym przejrzyste warunki przeprowadzenia przetargu. Brak tej delegacji nie pozwalał na uregulowanie w rozporządzeniu spraw związanych z powoływaniem tej komisji.

W wyniku przetargu, o którym mowa w art. 16a ustawy – Prawo energetyczne, organizowanego przez Prezesa URE zostanie wybrane przedsięwzięcie inwestycyjne spełniające określone kryteria, zapewniające pokrycie niedoboru energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym kraju. Zawierana przez Prezesa URE umowa z uczestnikiem przetargu, którego oferta zostanie wybrana, nie będzie umową odpłatną zawieraną między zamawiającym i wykonawcą przedsięwzięcia inwestycyjnego w rozumieniu definicji zamówienia publicznego zawartej w ustawie – Prawo zamówień publicznych. Umowa ta, zgodnie z art. 16a ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, określi obowiązki uczestnika przetargu, rodzaje instrumentów ekonomiczno-finansowych określone w odrębnych przepisach umożliwiające realizację przedsięwzięcia na warunkach preferencyjnych oraz zasady rozliczenia wsparcia wynikającego z tych instrumentów. W związku z powyższym przetarg, o którym mowa w art. 16a ustawy – Prawo energetyczne, nie jest przetargiem w rozumieniu przepisów o zamówieniach publicznych.

W nowelizacji art. 47 ustawy – Prawo energetyczne dodano ust. 2e, wprowadzający podstawę prawną dla Prezesa URE, stosowanej już obecnie do analizy i weryfikacji kosztów uzasadnionych uwzględnianych w taryfach, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, oceny efektywności działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych opartych na metodzie porównawczej między przedsiębiorstwami energetycznymi. Zmiana ta wynika z wniosków Najwyższej Izby Kontroli zawartych w informacji o wynikach kontroli działalności zakładów energetycznych w zakresie ograniczania nieuzasadnionych strat energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej i wpływu tych strat na wysokość ustalanych taryf. Możliwość stosowania metod porównawczych w zatwierdzaniu taryf pozwala na promowanie przedsiębiorstw energetycznych działających bardziej efektywnie, co jest zgodne z rynkowym podejściem do regulacji taryf.

W art. 56 ust. 1 pkt 6 doprecyzowano zakres przypadków stosowania kar pieniężnych, w przypadku stosowania taryf niezgodnie z określonymi w niej warunkami.

Uzasadnienie przepisów przejściowych i końcowych ustawy

Art. 2 wprowadza zmiany do ustawy – Prawo ochrony środowiska polegające na uzupełnieniu art. 401 ust. 9 i 10, że przychodami Narodowego Funduszu są także wpływy z opłat zastępczych, o których mowa w art. 9a ust. 8 pkt 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne oraz, że przychody, o których mowa w ust. 9, przeznacza się wyłącznie, oprócz wspierania odnawialnych źródeł energii, także na wspieranie wysokosprawnej kogeneracji.

Art. 3 wprowadza zmianę w ustawie o systemie oceny zgodności uzupełniającą zakres działania Centrum Akredytacji o zadania prowadzenia wykazu akredytowanych jednostek, które zatrudniają osoby o odpowiednich kwalifikacjach technicznych z zakresu kogeneracji w rozumieniu przepisów Prawa energetycznego, celem realizacji badań sprawozdań przedsiębiorstw energetycznych w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji.

Art. 4 wprowadza terminy dostosowania umów sprzedaży i umów o świadczenie usługi dystrybucji do zmienionych przepisów art. 5 ust. 2a i 2b. Uzyskanie od dnia 1 lipca 2007 r. przez wszystkich odbiorców prawa do wyboru sprzedawcy energii elektrycznej oraz wyodrębnienie operatorów systemów dystrybucyjnych wymaga uregulowania w umowach sposobów bilansowania handlowego odbiorców nieuczestniczących w centralnym mechanizmie bilansowania handlowego, umożliwiającego bezpieczeństwo dostaw, zmianę sprzedawcy i rozwój konkurencji w dostawach energii.

Art. 5 wprowadza w okresie przejściowym, na 5 lat, utrzymanie niższych opłat za przyłączenie jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej do 5 MW, które zostały wprowadzone w 2005 r., dla zapewnienia stabilności prawa.

Art. 6 określa termin pierwszego ogłoszenia wysokości jednostkowych opłat zastępczych, które będą obowiązywały w 2007 r., co powinno nastąpić w ciągu 60 dni od dnia wejścia w życie ustawy.

Art. 7 reguluje, w okresie przejściowym, wprowadzenie w życie zmienionych przepisów art. 32 ust. 1 pkt 1, w zakresie koncesjonowania wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, dla przedsiębiorstw energetycznych, które nie posiadają wymaganej koncesji i zamierzają wystąpić z wnioskiem o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji. Podmioty wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, która na podstawie przepisów dotychczasowych nie wymagała uzyskania koncesji, i które zamierzają wystąpić z wnioskiem o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji na tę energię, mogą zgodnie z tym przepisem wykonywać tę działalność na dotychczasowych zasadach do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sprawy przez Prezesa URE, pod warunkiem złożenia wniosku o udzielenie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy.

Art. 8 wprowadza wymagania dla potwierdzania wiarygodności wniosków o wydanie świadectw pochodzenia w pierwszym roku stosowania przepisów o wydawaniu świadectw pochodzenia z kogeneracji w 2007 r. na podstawie danych uzyskanych w 2006 r., potwierdzonych przez akredytowaną jednostkę badawczą. Prawo do uzyskania świadectw pochodzenia z kogeneracji zgodnie z dyrektywą powinno zostać zapewnione w sześć miesięcy od dnia 21 lutego 2006 r. Wprowadzenie tzw. audytu startowego, i objęcie nim całego roku 2006, pozwoli na rzeczywistą weryfikację potencjału wysokosprawnej kogeneracji na terenie kraju. Przeprowadzenie tego audytu warunkowałoby wydanie pierwszego świadectwa dla danego podmiotu dla energii wytworzonej w 2007 r. z kogeneracji, a nie uzyskanie koncesji, co ma swój aspekt pozytywny, ponieważ koncesje będą wydawane na produkcję w kogeneracji (niekoniecznie wysokosprawnej), natomiast system wsparcia jest przewidywany jedynie dla kogeneracji wysokosprawnej. Jest także zgodny z przyjętym w projekcie ustawy przeprowadzaniem audytu kontrolnego na początku każdego roku po okresie rozliczeniowym. Dla umożliwienia uzyskania świadectw pochodzenia z kogeneracji dla energii wytworzonej w 2006 r. dopuszcza się wydanie świadectw po-

chodzenia z kogeneracji za okres od dnia wejścia w życie ustawy do końca roku, co jest zgodne z dyrektywą. Świadectwa te nie będą mogły być uwzględnione w realizacji obowiązków zakupu energii elektrycznej w 2006 r., jak również w obowiązku uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia w latach następujących. Jest to podyktowane uniknięciem zakłóceń w rozliczeniach tych obowiązków w 2006 i 2007 r.

Art. 9 mówi, że pierwsze ogłoszenie raportu, o którym mowa w art. 9n ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, nastąpi w terminie do dnia 21 lutego 2007 r. Termin oraz zakres raportu został określony zgodnie z wymogami dyrektywy 2004/8/WE w tym zakresie.

Art. 10 określa właściwość przepisów do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, do których będzie stosować się przepisy tej ustawy. Dotyczyć to będzie w szczególności warunków przyłączenia do sieci dla źródeł energii w wysokosprawnej kogeneracji.

Art. 11 ustawy przewiduje, że do wypełnienia i oceny wypełnienia obowiązku zakupu, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne w obecnym brzmieniu (za rok 2006), stosowane będą przepisy dotychczasowe.

Art. 12 ustawy przewiduje, że przepis wykonawczy wydany przed dniem wejścia w życie ustawy na podstawie upoważnienia z art. 9a ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne, zmienionego niniejszą ustawą, zachowuje moc do dnia wejścia w życie nowego aktu wykonawczego, nie dłużej jednak niż przez okres 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy.

Art. 13 stanowi, że obowiązek uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji stanowiący wsparcie dla wytwórców energii elektrycznej z kogeneracji ustala się na okres pięciu lat.

W tym okresie, na podstawie opracowywanej analizy krajowego potencjału kogeneracji, powinny zostać wypracowane inne formy wsparcia tej energii zgodne z zasadami rynkowymi. Jest to niezbędne szczególnie w sytuacji planowanej, zgodnie z dokumentem rządowym pt. „Program dla elektroenergetyki”, konsolidacji pionowej sektora elektroenergetycznego (do 4 podmiotów). Ponadto powinien zostać rozwiązany problem KDT, co umożliwi konkurencję energii elektrycznej z kogeneracji na rynku energii. Również energia elektryczna

z wysokosprawnej kogeneracji, dostarczana na rynku lokalnym i powodująca mniejsze zagrożenie dla środowiska, powinna stać się bardziej konkurencyjna po wprowadzeniu rozwiązań promujących lokalne źródła o mniejszym zanieczyszczeniu środowiska, w tym wskazanymi w dyrektywie ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych.

Art. 14. Proponuje się, aby ustawa weszła w życie w terminie 14 dni od daty jej ogłoszenia w Dzienniku Ustaw, jednakże przepisy art. 9a ust. 8 i 8a, art. 9c ust. 6 i 7 i art. 56 ust. 2a pkt 3 ustawy byłyby stosowane od dnia 1 stycznia 2007 r. Natomiast art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a będzie stosowany od dnia 1 stycznia 2008 r.

Projekt ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

I. Cel wprowadzenia ustawy

Ustawa ma głównie na celu dostosowanie jej przepisów do dyrektywy 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 zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG (Dz.Urz. WE L 52 z 21.02.2004).

Realizuje zatem zasadnicze cele tej dyrektywy, jakimi są zwiększenie efektywności energetycznej i poprawa bezpieczeństwa dostaw energii przez stworzenie ram prawnych dla wspierania i rozwoju wysokosprawnej kogeneracji, opartej na zapotrzebowaniu na ciepło użytkowe oraz oszczędności energii pierwotnej na wewnętrznym krajowym rynku energii, z uwzględnieniem warunków klimatycznych i gospodarczych. Tym samym ustawa ta stanowi istotny element w tworzeniu w naszym kraju sprzyjających warunków legislacyjnych dla rozwoju kogeneracji.

II. Konsultacje społeczne

Projekt nowelizacji ustawy został poddany konsultacjom społecznym, w szczególności z:

- Polskim Towarzystwem Elektrociepłowni Zawodowych, skupiającym wytwórców energii elektrycznej i ciepła, pracujących w oparciu o technologię kogeneracji, działających w sektorze zawodowych przedsiębiorstw elektroenergetycznych,
- Stowarzyszeniem Niezależnych Wytwórców Energii Skojarzonej, skupiającym wytwórców energii elektrycznej i ciepła, pracujących w oparciu o technologię kogeneracji i działających poza sektorem zawodowych przedsiębiorstw elektroenergetycznych,
- Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie, skupiającą szerokie środowisko ciepłowników i odbiorców ciepła,

- innymi organizacjami gospodarczymi i operatorami działającymi w systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym, organizacjami pracodawców, związków zawodowych i naukowo-technicznych,
- projekt został też przesłany do Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego; Komisja nie zgłosiła uwag do projektu ustawy.

Projekt ustawy był udostępniony zgodnie z ustawą o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa w Biuletynie Informacji Publicznej Ministerstwa Gospodarki w wersji przesłanej do konsultacji sektorowych, do uzgodnień międzyresortowych oraz w wersji przesłanej do rozpatrzenia przez Komitet Europejski Rady Ministrów.

Zgłaszane uwagi i opinie przedstawicieli organizacji przedsiębiorstw sektora były udostępnione zainteresowanym oraz omówione na spotkaniach, które odbyły się w Ministerstwie Gospodarki, w szczególności w dniach 23 i 30 marca oraz 14 kwietnia 2006 r.

Przedkładając ten projekt, kierowano się zasadniczą przesłanką, jaką jest kontynuowanie polityki wspierania działań mogących przyczynić się do zwiększenia efektywności wykorzystania energii w naszym kraju przy zachowaniu rozwoju konkurencji rynku energii i ograniczenie wpływu tych mechanizmów na wzrost cen dla odbiorców oraz zapewnienie bezpieczeństwa dostaw ciepła użytkowego i energii elektrycznej do odbiorców. Sprawą kluczową jest zwiększenie wiedzy o potencjale kogeneracji i korzyściach ze stosowania tej technologii dla konsumentów, gospodarki i środowiska naturalnego.

Ustawa zawiera sugestie i uwagi środowisk energetyków, zajmujących się w sposób profesjonalny wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji i poza nią. Interesy różnych środowisk są tutaj przeciwne. Odbiorcy energii, energetyka przemysłowa, spółki dystrybucyjne i przesyłowe oraz zajmujące się obrotem energią elektryczną opowiadają się za pełną liberalizacją rynku energii i za ograniczeniami w stosowaniu mechanizmów wsparcia dla wytwórców w kogeneracji uznając, że o rozwoju określonych źródeł energii powinien decydować rynek energii i konkurencyjność wykonywanej działalności. Natomiast wytwórcy energii z kogeneracji wskazują na brak

możliwości rozwoju wysokosprawnej kogeneracji w obecnych uwarunkowaniach w przypadku braku mechanizmów wspierających ich produkcję. Uwzględniając interes gospodarki kraju, odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych, zgłoszone uwagi zostały uwzględnione w możliwym stopniu.

Projekt uwzględnia następujące główne przesłanki:

- 1) objęcie obowiązkiem odbioru całej wytworzonej energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji,
- 2) wprowadzenie:
 - a) świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawanego w okresach miesięcznych,
 - b) obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia energii wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, oddzielnie dla jednostki kogeneracji zużywającej paliwa gazowe i o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW lub uiszczenia opłaty zastępczej, przy zróżnicowanej wysokości jednostkowej opłaty zastępczej,
 - c) kar jako środka egzekwowania tego obowiązku

oraz zobowiązuje ministra właściwego do spraw gospodarki do określenia, w drodze rozporządzenia, szczegółowego obszaru technicznych zagadnień związanych z obowiązkiem wydawania świadectwa pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.

III. Zakres OSR

OSR sporządzono zgodnie z obowiązującymi zasadami, przy czym obejmuje ona minimalny zakres oceny ze względu na to, że ustawa nie pociąga za sobą dodatkowych kosztów dla budżetu państwa.

IV. Skutki wprowadzenia regulacji

1. Wpływ na dochody i wydatki budżetu i sektora publicznego

Wprowadzenie regulacji nie powoduje zwiększenia wydatków budżetu i sektora publicznego.

Wprowadzane zmiany w Prawie energetycznym w zakresie implementacji dyrektywy 2004/8/WE powinny przyczynić się do lepszego wykorzystywania paliw w energetyce w procesach wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, przez wzrost udziału wytwarzania energii w kogeneracji, charakteryzującej się wyższą sprawnością przetwarzania energii paliw pierwotnych, a tym samym odpowiednio mniejszym ich zużyciem w stosunku do zużycia w rozdzielonym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła. Wytwarzanie energii w kogeneracji pozwala na oszczędności paliw pierwotnych do 30% w stosunku do wytwarzania rozdzielonego. Prognozowany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce powoduje wzrost zapotrzebowania na paliwa pierwotne. Szacuje się, że w przypadku Polski oszczędności paliwa pierwotnego dzięki wytwarzaniu w kogeneracji wynoszą ok. 3 mln ton węgla kamiennego. Ma to istotny wpływ na poprawę konkurencyjności gospodarki. Istniejące w Polsce instalacje mają stosunkowo niską efektywność, a jej podniesienie może przyczynić się do znaczącego wzrostu oszczędności paliwa pierwotnego i ograniczenia emisji substancji szkodliwych do atmosfery. Zatem zmiany te powinny dobrze służyć wzrostowi gospodarczemu kraju przez poprawę efektywności energetycznej oraz zmniejszenie uciążliwości energetyki dla środowiska naturalnego z tytułu obniżenia zużycia paliw.

Wzmocnienia kadrowego wymagają komórki odpowiedzialne za monitorowanie systemu wydawania świadectw pochodzenia z kogeneracji przez Prezesa URE i przygotowanie odpowiednich sprawozdań w ramach urzędu ministra właściwego do spraw gospodarki. Konieczne wzmocnienie kadrowe jest możliwe do realizacji w drodze zmian organizacyjnych urzędów w ramach limitu zatrudnienia i zaplanowanych środków na wynagrodzenia w ustawie budżetowej. Objęcie koncesjonowaniem wytwarzania energii w kogeneracji w celu zapewnienia pewności

wspierania tylko wysokosprawnej kogeneracji spowoduje wpływy z opłat koncesyjnych pokrywających dodatkowe koszty regulacji, związane z wprowadzeniem systemu wydawania i umarzania świadectw pochodzenia z kogeneracji.

Rozszerzony został wymagany dyrektywą zakres badań statystycznych dotyczący wysokosprawnej kogeneracji. Dodatkowe koszty badań statystycznych finansowanych z budżetu w 2006 r. są planowane w wysokości 79 tys. zł. Badania statystyczne będą wykonywane corocznie.

Nie przewiduje się zmniejszenia dochodów jednostek sektora finansów publicznych w stosunku do wielkości wynikających z obecnie obowiązujących przepisów. Oczekiwane zwiększenie udziału energii elektrycznej i ciepła użytkowego z wysokosprawnej kogeneracji powinno dotyczyć pokrycia prognozowanego rosnącego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz związane będzie z zastępowaniem wyeksploatowanych i wymagających wymiany urządzeń wytwórczych energii. Natomiast wartość i ilość sprzedaży energii wynikająca z zapotrzebowania odbiorców i związane z tym wpływy z podatków i opłat dla jednostek sektora publicznego w skali kraju nie powinny się zmniejszyć. Natomiast oszczędności i zmniejszenie kosztów paliw w wytwarzaniu energii pozwoli na pozyskanie środków na niezbędne nowe inwestycje i ograniczenie wzrostu cen energii.

2. Wpływ na sektor przedsiębiorstw

Realizowany w elektrociepłowniach proces wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji ze swojej natury przyczynia się do znaczącej oszczędności paliw pierwotnych, a to z kolei sprzyja nie tylko poprawie bezpieczeństwa energetycznego, ale także zmniejszeniu emisji szkodliwych gazów powstających w procesie spalania tych paliw. Elektrociepłownie pełnią również ważną funkcję na lokalnych rynkach energii, przyczyniając się do zmniejszenia strat przesyłu energii elektrycznej, zwiększenia niezawodności zasilania odbiorców oraz wykorzystania lokalnych zasobów paliw i energii. Ponadto zwiększenie efektywności

wykorzystania paliw pierwotnych przyczynia się do zmniejszenia kosztów zewnętrznych powodowanych przez zanieczyszczenie środowiska, które w przyszłości powinny być uwzględniane w kosztach energii. Dlatego promowanie rozwoju wysokosprawnej kogeneracji powinno przyczynić się do wzmocnienia pozycji rynkowej tych źródeł energii jako efektywnych energetycznie i przyjaznych dla środowiska, pozwalających równocześnie na rozwój nowoczesnych systemów centralnego ogrzewania z dostawą ciepła, bez zagrożeń dla użytkowników i otoczenia. W kolejnych latach należy zatem oczekiwać stopniowej poprawy kondycji ekonomicznej źródeł energii bazujących na wykorzystywaniu wysokosprawnej kogeneracji, szczególnie w warunkach stale rosnących cen paliw kopalnych i ropopochodnych. Wprowadzenie mechanizmów wsparcia dla kogeneracji celem uzyskania rozwoju wytwarzania w wysokosprawnej kogeneracji będzie pozwalało przedsiębiorstwom na modernizację i budowę nowych jednostek kogeneracji. Wypracowanie tych mechanizmów będzie dokonane w ramach podjętych prac nad określeniem krajowego potencjału kogeneracji i oceny kosztów jej rozwoju oraz określenie kierunków i zakresu rozwoju. Koszty rozwoju kogeneracji powinny być porównywalne do kosztów modernizacji i rozwoju innych źródeł energii niezbędnych dla pokrycia zapotrzebowania kraju na energię i ciepło użytkowe.

3. Wpływ na sektor rządowy i samorządowy

Projekt ustawy jest implementacją do krajowego porządku prawnego dyrektywy nakładającej na Państwa Członkowskie dodatkowe obowiązki w zakresie analizy krajowego potencjału dla wysokosprawnej kogeneracji, oceny postępów w zwiększaniu jej udziału w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła oraz corocznego obowiązku składania raportów z danymi statystycznymi o krajowej produkcji energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji, efektywności tego procesu i zużywanych paliwach. Wprowadzenie tą ustawą obowiązku wydawania gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnym skojarzeniu jest jedno-

częście nałożeniem dodatkowego zakresu obowiązków dla URE. Jednak dla wypełnienia tych nowych obowiązków w sektorze rządowym nie zachodzi konieczność tworzenia nowych struktur, a jedynie dostosowanie i ewentualna rozbudowa już istniejących, co będzie wymagać odpowiedniego wzmocnienia kadrowego zespołów realizujących powstałe nowe zadania. Liczba jednostek, dla których będą wydawane świadectwa pochodzenia, jest mniejsza o połowę niż w przypadku działającego już systemu wydawania świadectw pochodzenia dla odnawialnych źródeł energii. Urząd Regulacji Energetyki posiada już doświadczenie w tym zakresie, co powinno ułatwić wprowadzenie podobnego systemu dla kogeneracji.

Należy oczekiwać, że wejście w życie nowych regulacji wsparcia kogeneracji stanie się pozytywnym impulsem dla samorządów szczebla wojewódzkiego i gminnego w podejmowaniu przez nie inicjatyw na rzecz rozwoju partnerstwa publiczno-prywatnego w zakresie energetyki i ciepłownictwa, szczególnie związanych z poszukiwaniem efektywnych rozwiązań wykorzystania lokalnych surowców energetycznych oraz rozwojem usług multimedialnych.

4. Wpływ regulacji na rynek pracy

Projektowana ustawa nie zawiera przepisów, które w bezpośredni sposób wpływałyby na rynek pracy. Jednakże rozwój lokalnych inicjatyw budowy i przebudowy źródeł ciepła z wykorzystaniem technologii kogeneracji, w tym również z zastosowaniem jednostek mikro- i minikogeneracji oraz rozwój zużycia gazu ziemnego, może prowadzić do korekt struktury zatrudnienia na rynkach lokalnych, w szczególności w branży energetycznej i związanych z nią usługach.

5. Wpływ regulacji na konkurencyjność gospodarki

Projektowane w ustawie regulacje powinny pośrednio wpływać na wzrost konkurencyjności gospodarki przez poprawę efektywności energetycznej

oraz zmniejszenie uciążliwości energetyki dla środowiska naturalnego z tytułu obniżenia zużycia paliw. W zależności od ustaleń poziomu obowiązku pozyskania i umorzenia świadectw pochodzenia i jednostkowej opłaty zastępczej może wystąpić w pierwszym okresie wprowadzania tych rozwiązań wzrost kosztów związany z uzyskaniem świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej i cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, w przypadku gdy wielkość obowiązku będzie ustalona na nieco wyższym od poziomu możliwej podaży świadectw pochodzenia, a spadek cen energii będzie niewystarczający dla zrekompensowania dodatkowych kosztów obowiązku. W następnych latach powinien nastąpić spadek cen energii elektrycznej, gdy poziom obowiązku będzie zbliżony do liczby wydanych świadectw pochodzenia i powstanie większa podaż świadectw pochodzenia w związku ze wzrostem ilości energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w stosunku do ustalonego poziomu obowiązku ich pozyskania i umorzenia oraz tworzeniem warunków dla konkurencji. Niemniej innym istotnym czynnikiem w pierwszym okresie będzie możliwość spełnienia przez wytwórców energii w kogeneracji warunków pomiarów energii i paliw dla uzyskania potwierdzenia przez jednostki badawcze danych wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, uzasadniających wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji, i uzyskaniem przychodów ze świadectw pochodzenia z kogeneracji. W sytuacji dużych potrzeb inwestycyjnych w energetyce, dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii dla gospodarki w najbliższych latach dodatkowe środki uzyskane przez wytwórców ze świadectw pochodzenia z kogeneracji będą mogły być przeznaczone na rozwój źródeł wytwarzania w kogeneracji. Projekt wpłynie również korzystnie na rozwój badań w zakresie nowych technologii kogeneracyjnych w wyniku zaangażowania jednostek badawczych i laboratoriów do procesu wydawania świadectw pochodzenia z kogeneracji.

6. Wpływ regulacji na sytuację i rozwój regionów

Przepisy ustawy nie zawierają bezpośrednio odniesień do poszczególnych regionów, jednakże ze względu na spodziewaną stymulację w zakresie modernizacji i rozwoju źródeł wykorzystujących technologię kogeneracji oraz mikro- i minikogeneracji, dążenie do zwiększenia energetycznego wykorzystywania lokalnych źródeł paliw i energii w ramach rozwoju przedsięwzięć partnerstwa publiczno-prywatnego w obszarze energetyki i ciepłownictwa przez tworzenie gminnych, międzygminnych lub regionalnych przedsiębiorstw multienergetycznych oraz rozwój wykorzystania gazu ziemnego, przepisy tej ustawy powinny pozytywnie wpływać na gospodarczą i społeczną sytuację regionów w wieloletniej perspektywie.

7. Skutki ekologiczne wdrożenia ustawy

W procesie spalania paliw wykorzystywanych w energetyce, przy oddzielnym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła, występuje znacząca emisja do atmosfery dwutlenku węgla, tlenków azotu, dwutlenku siarki i pyłu. Natomiast proces kogeneracji ze swojej natury przyczynia się do oszczędności paliw, co sprzyja odpowiedniemu zmniejszeniu emisji szkodliwych gazów. W 2004 r. w wyniku stosowania kogeneracji uzyskano, obliczoną zgodnie z metodologią określoną w dyrektywie, oszczędność paliw w przeliczeniu na węgiel kamienny w wysokości ok. 3 463 tys. ton. Również rozwój wykorzystania gazu ziemnego zmniejsza zanieczyszczenie środowiska. Dlatego bezpośrednie korzyści ekologiczne, jakie wiążą się z wdrożeniem przepisów tej ustawy, to zmniejszenie emisji tych szkodliwych substancji do atmosfery, co w skali nie tylko naszego kraju będzie bardzo pożądanym efektem na drodze dążenia do poprawy stanu środowiska naturalnego. Oszczędności emisji dwutlenku węgla powstałe dzięki produkcji w kogeneracji w istniejących w Polsce instalacjach wynoszą ok. 7 mln ton. Oszczędność ta może wzrosnąć 3-krotnie dzięki pełnemu wykorzystaniu potencjału rozwoju kogeneracji

w kraju, co istotnie wpłynie na koszty zewnętrzne i poprawę stanu środowiska i zdrowia ludności.



**URZĄD
KOMITETU INTEGRACJI EUROPEJSKIEJ**

**SEKRETARZ
KOMITETU INTEGRACJI EUROPEJSKIEJ
SEKRETARZ STANU**

Ewa Ośniecka-Tamecka

Min.EOT/2438/DP/2006/mn

Warszawa, 12 października 2006 r.

**Pani
Jolanta Rusiniak
Sekretarz Rady Ministrów**

Opinia o zgodności z prawem Unii Europejskiej projektu ustawy o zmianie ustawy-Prawo energetyczne, ustawy-Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności, wyrażona na podstawie art. 2, ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 r. o Komitecie Integracji Europejskiej (Dz. U. Nr 106, poz. 494) przez Sekretarza Komitetu Integracji Europejskiej, Panią Ewę Ośniecką - Tamecką, działającą z upoważnienia Przewodniczącego Komitetu Integracji Europejskiej.

Szanowna Pani Minister!

W związku z przedłożonym projektem (pismo znak RM-10-140-06 z dnia 11 października br.), pozwalam sobie wyrazić następującą opinię:

Projekt ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Z poważaniem,

Do wiadomości:
Pan Tomasz Wilczak
Podsekretarz Stanu
Ministerstwo Gospodarki

GABINET
SEKRETARIAT RADY MINISTRÓW

2006-10-11

TABELA ZGODNOŚCI

1.	Nr celex / nr naturalny / zmiany dyrektywy
	32004L0008 2004/8/EC
2.	Tytuł dyrektywy
	Directive 2004/8/EC of The European Parliament and of The Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending DIRECTIVE 92/42/EEC 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.
3.	<i>Instytucja odpowiedzialna za wdrożenie dyrektywy</i>
	Ministerstwo Gospodarki – termin 21 luty 2006 r.
4.	Akt prawny, na mocy którego wdrażane są przepisy dyrektywy
	<ul style="list-style-type: none">• Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625).• Ustawa z dnia r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr, poz.....).• Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia.....2006 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, uiszczenia opłaty zastępczej oraz sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji (Dz. U. Nr, poz.....).• Rozporządzenie Rady Ministrów z 19 lipca 2005 r. w sprawie programu badań statystycznych statystyki publicznej na rok 2006 (Dz. U. Nr 178, poz. 1482)

5.	Artykuł dyrektywy	Przepis polski (jednostka redakcyjna/ akt normatywny) obowiązujący
1	2	3
	Art. 1 Cel	Nie wymaga transpozycji.
	Art. 2 Zakres stosowania	Nie wymaga transpozycji.
	Art. 3 Definicje	Art. 3 pkt 33-38, art. 9a ust. 10 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.) w brzmieniu nadanym ustawą z dnia r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr , poz.....). Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2006 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, uiszczenia opłaty zastępczej oraz sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji (Dz. U. Nr, poz.....).
	Art. 4 ust. 1 i 2 Kryteria sprawności kogeneracji	Nie wymagają transpozycji.
	Art. 4 ust. 3	Art. 9a ust. 10 pkt 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.) w brzmieniu nadanym ustawą z dnia r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr, poz.....). Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia..... 2006 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, uiszczenia opłaty zastępczej oraz sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji (Dz. U. Nr, poz.....).
	Art. 5 ust.1-3, 5 Gwarancje pochodzenia	Art. 9l ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.) w brzmieniu nadanym ustawą z dnia r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr, poz.....). Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2006 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, uiszczenia opłaty zastępczej oraz sposobu

Ministerstwo Gospodarki
Departament Energetyki

		obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji (Dz. U. Nr , poz.....).
	Art. 5 ust. 4 i 6	Nie wymagają transpozycji.
	Art. 6 ust. 1 i 2 Krajowe potencjały	Realizacja w ramach zadań Ministra Gospodarki. Art. 9 ust. 2 ustawy z dnia r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr, poz.....).
	Art. 6 ust. 3	Art. 9n ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.) w brzmieniu nadanym ustawą z dnia r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr, poz.....). Art. 9 ust. 1 ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr, poz.....).
	Art. 7 ust. 1 Systemy wsparcia	Art. 7 ust. 8 pkt 3, art. 9a ust. 8, 8a i 10 pkt 5, art. 9l, art. 9m, art. 56 ust. 1 pkt 1a i ust. 2a pkt 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.) w brzmieniu nadanym ustawą z dnia r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr ... , poz.....). Art. 2, 5 i 13 ustawy z dnia r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr ... , poz.....).
	Art. 7 ust. 2 i 3	Nie wymagają transpozycji.
	Art. 8 ust. 1 i 3 System elektroenergetyczny	Art. 7 ust. 8 pkt 3 i art. 9c ust. 6 i 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.) w brzmieniu nadanym ustawą z dniar. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr, poz.....). Art. 5 ustawy z dnia r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr , poz.....).
	Art. 8 ust. 2	Nie wymaga transpozycji.
	Art. 9	Realizacja w ramach zadań Ministra Gospodarki.

Ministerstwo Gospodarki
Departament Energetyki

	Procedury administracyjne	Art. 9 ust. 2 ustawy z dnia r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr, poz.....).
	Art. 10 ust. 1 Sprawozdawczość	Realizacja w ramach zadań Ministra Gospodarki. Art. 9 ust. 2 ustawy z dnia r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr ... , poz.....).
	Art. 10 ust. 2	Art. art. 9n ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.) w brzmieniu nadanym ustawą z dnia r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr ... , poz.....). Art. 9 ust. 1 ustawy z dnia o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr, poz.).
	Art. 10 ust. 3	Rozporządzenie Rady Ministrów z 19 lipca 2005 r. w sprawie programu badań statystycznych statystyki publicznej na rok 2006 (Dz. U. Nr 178, poz. 1482).
	Art. 11-18	Nie wymagają transpozycji.
	Załącznik I-IV	Art. 3 pkt 38, art. 9a ust. 10 pkt 1-5, ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.) w brzmieniu nadanym ustawą z dnia r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr, poz.....). Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2006 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, uiszczenia opłaty zastępczej oraz sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji (Dz. U. Nr , poz.....).

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA GOSPODARKI ¹⁾**

z dnia

w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii

Na podstawie art. 9a ust. 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123, Nr 170, poz. 1217 i Nr, poz. ...) zarządza się, co następuje:

§ 1.

Rozporządzenie określa szczegółowy zakres obowiązku uzyskania i przedstawienia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, zwanemu dalej „Prezesem URE”, do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii, w tym:

- 1) rodzaje odnawialnych źródeł energii;
- 2) parametry techniczne i technologiczne wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii;
- 3) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii za pomocą instalacji wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 3 pkt 20 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, zwanej dalej "ustawą", oraz inne paliwa;
- 4) wielkość i sposób obliczania udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii, wynikającej z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w okresie kolejnych 10 lat;
- 5) sposób uwzględniania w kalkulacji cen energii elektrycznej i ciepła, ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w art. 9a ust. 1, 6 i 7 ustawy:
 - a) kosztów uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia,
 - b) poniesionej opłaty zastępczej,
 - c) kosztów zakupu energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii, do których zakupu przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane.

¹⁾ Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej - gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 lipca 2006 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 131, poz. 909).

§ 2.

Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) biomasa - stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, a także przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji;
- 2) uprawy energetyczne – plantacje zakładane w celu wykorzystania pochodzącej z nich biomasy w procesie wytwarzania energii;
- 3) biogaz - gaz pozyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów;
- 4) mieszane paliwo wtórne - paliwo będące mieszkanką biomasy lub biogazu oraz innych paliw, przygotowane poza jednostką wytwórczą zużywającą to paliwo;
- 5) jednostka wytwórcza - wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła i wyprowadzenia mocy, opisany przez dane techniczne i handlowe;
- 6) układ hybrydowy - jednostkę wytwórczą wytwarzającą energię elektryczną albo energię elektryczną i ciepło, w której w procesie wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła wykorzystywane są nośniki energii wytwarzane oddzielnie w odnawialnych źródłach energii i w źródłach energii innych niż odnawialne oraz zużywane wspólnie w tej jednostce wytwórczej do wytworzenia energii elektrycznej lub ciepła.

§ 3.

Obowiązek uzyskania i przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia, lub z uiszczonej przez przedsiębiorstwo energetyczne opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż:

- 1) 3,1% - w 2005 r.;
- 2) 3,6 % - w 2006 r.;
- 3) 5,5 % - w 2007 r.;
- 4) 7,2 % - w 2008 r.;
- 5) 8,8 % - w 2009 r.;
- 6) 10,5 % - w 2010 r.;
- 7) 10,5 % - w 2011 r.;
- 8) 10,5 % - w 2012 r.;
- 9) 10,5 % - w 2013 r.;
- 10) 10,5 % - w 2014 r.

§ 4.

1. Do energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii zalicza się, niezależnie od mocy źródła, energię elektryczną lub ciepło pochodzące w szczególności:
 - 1) z elektrowni wodnych oraz wiatrowych;
 - 2) ze źródeł wytwarzających energię z biomasy oraz biogazu;
 - 3) ze słonecznych ogniw fotowoltaicznych oraz kolektorów do produkcji ciepła;
 - 4) ze źródeł geotermalnych.
2. Dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia, dane dotyczące ilości energii elektrycznej objętej świadectwem pochodzenia, wytworzonej w odnawialnym źródle energii, dotyczą energii elektrycznej mierzonej na zaciskach:
 - 1) generatora;
 - 2) ogniwa fotowoltaicznego;
 - 3) ogniwa paliwowego, w którym następuje bezpośrednia przemiana energii chemicznej w energię elektryczną.
3. W przypadku jednostki wytwórczej, o której mowa w § 5 ust. 1, albo układu hybrydowego, w których spalana jest biomasa, w źródłach o mocy wyższej niż 5 MW, do energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii zalicza się energię elektryczną lub ciepło, w ilości obliczonej według wzoru, o którym mowa w § 5 ust. 1 albo w § 8 ust. 2, o ile udział wagowy biomasy pochodzącej z upraw energetycznych lub odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz przemysłu przetwarzającego jej produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, z wyłączeniem odpadów i pozostałości z produkcji leśnej, a także przemysłu przetwarzającego jej produkty, w łącznej masie biomasy dostarczanej do procesu spalania wynosi nie mniej niż:
 - 1) 5 % - w 2008 r.;
 - 2) 10 % - w 2009 r.;
 - 3) 20 % - w 2010 r.;
 - 4) 30 % - w 2011 r.;
 - 5) 40 % - w 2012 r.;
 - 6) 50 % - w 2013 r.;
 - 7) 60 % - w 2014 r.
4. W przypadku, gdy jedno przedsiębiorstwo energetyczne posiada więcej niż jedną jednostkę wytwórczą, o której mowa w § 5 ust. 1, lub układ hybrydowy dopuszcza się rozliczanie udziału wagowego biomasy dla grupy tych jednostek.

§ 5.

1. W jednostce wytwórczej, w której są spalane biomasa lub biogaz wspólnie z innymi paliwami, do energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii zalicza się część energii elektrycznej lub ciepła odpowiadającą udziałowi energii chemicznej biomasy lub biogazu w energii chemicznej paliwa zużywanego do wytwarzania energii, obliczaną na podstawie rzeczywistych wartości opałowych tych paliw, z zastrzeżeniem § 8 ust. 1, według wzoru:

$$E_{OZE} = \frac{\sum_{i=1}^n M_{Bi} W_{Bi}}{\sum_{i=1}^n M_{Bi} W_{Bi} + \sum_{j=1}^m M_{Kj} W_{Kj}} E$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- E_{OZE} - ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii [w MWh lub GJ],
- E - ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w jednostce wytwórczej, w której jest spalana biomasa lub biogaz wspólnie z innymi paliwami [w MWh lub GJ],
- M_{Bi} - masę biomasy lub biogazu, spalonych w jednostce wytwórczej [w Mg],
- M_{Kj} - masę paliwa innego niż biomasa lub biogaz, spalonego w jednostce wytwórczej [w Mg],
- W_{Bi} - wartość opałową biomasy lub biogazu spalonych w jednostce wytwórczej [w MJ/Mg],
- W_{Kj} - wartość opałową paliwa innego niż biomasa lub biogaz, spalonego w jednostce wytwórczej [w MJ/Mg],
- n - liczbę rodzajów biomasy lub biogazu spalonych w jednostce wytwórczej,
- m - liczbę rodzajów paliw innych niż biomasa lub biogaz, spalonych w jednostce wytwórczej.

2. Pomiary, rejestracja oraz sposób obliczania ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii (E_{OZE}) wykonuje się zgodnie z procedurą pomiarów, rejestracji i obliczania ilości energii wytworzonej w tych źródłach, zwaną dalej "procedurą rozliczeń", dla danej jednostki wytwórczej.
3. Procedurę rozliczeń opracowuje się zgodnie z:
 - 1) przepisami o miarach, w zakresie pomiarów;
 - 2) normami określającymi wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych lub wzorcujących, zgodnie z którymi badania biomasy lub biogazu wykonywane będą w laboratoriach wykazujących się kompetencją techniczną i biegłością w zakresie procedur rozliczeń i badań udokumentowaną w rozumieniu tych norm.
4. W przypadku spalania w jednostce wytwórczej biomasy lub biogazu wspólnie z innymi paliwami:
 - 1) pomiary masy biomasy w postaci stałej i paliwa stałego innego niż biomasa obejmują pomiary masy każdego z tych paliw dostarczonych do procesu spalania;
 - 2) pomiary masy biomasy w postaci ciekłej lub biogazu oraz paliwa ciekłego lub gazowego innego niż biomasa lub biogaz powinny obejmować pomiary masy każdego z tych paliw dostarczonych do procesu spalania, wykonywane metodą bezpośrednią za pomocą pomiaru masy (przepływomierze masowe) lub metodą pośrednią za pomocą pomiaru objętości z korekcją temperatury, a w przypadku paliw gazowych także ciśnienia tych paliw;
 - 3) pobieranie próbek do badania właściwości fizykochemicznych poszczególnych rodzajów paliw, niezbędnych do obliczenia ich wartości opałowej, zwanych dalej "właściwościami fizykochemicznymi", i pomiaru masy tych paliw należy wykonywać w tym samym czasie i miejscu;

- 4) oznaczanie właściwości fizykochemicznych paliw powinno się odbywać zgodnie z normami dotyczącymi właściwości tych paliw;
- 5) w przypadku braku norm, o których mowa w pkt 4, dla danego rodzaju zużywanego paliwa, oznaczanie właściwości fizykochemicznych tego paliwa odbywa się według metod zwalidowanych w rozumieniu norm określających wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych i wzorcujących.

§ 6.

W przypadku stosowania w jednostce wytwórczej mieszanego paliwa wtórnego, należy:

- 1) wykonać pomiary masy tego paliwa dostarczonego do procesu spalania w tej jednostce wytwórczej;
- 2) oznaczyć ciepło spalania i wykonać obliczenia wartości opałowej tego paliwa oraz próbek paliw wchodzących w skład mieszanego paliwa wtórnego;
- 3) rejestrować udział energii chemicznej biomasy lub biogazu w energii chemicznej mieszanego paliwa wtórnego zgodnie z § 9.

§ 7.

1. W przypadkach określonych w § 5 i 6:

- 1) obliczania i rozliczania ilości wytwarzanej energii elektrycznej i ciepła dokonuje się zgodnie z procedurą rozliczeń na podstawie wskazań urządzeń i przyrządów pomiarowych w rozumieniu przepisów o miarach;
- 2) oznaczanie ciepła spalania i obliczanie wartości opałowej biomasy lub biogazu wykonuje się co 24 godziny z uśrednionej próby, z próbek pobieranych co:
 - a) 8 godzin - dla jednostek wytwórczych o całkowitej zainstalowanej mocy cieplnej poniżej 50 MW;
 - b) 4 godziny - dla jednostek wytwórczych o całkowitej zainstalowanej mocy cieplnej w zakresie od 50 MW do 250 MW;
 - c) 2 godziny - dla całkowitej zainstalowanej mocy cieplnej jednostki wytwórczej wyższej od 250 MW.

2. W przypadku:

- 1) okresowego zasilania pośredniego zbiornika paliwa, uniemożliwiającego pobranie próbki w czasie określonym w ust. 1 pkt 2, próbkę powinno się pobrać w trakcie ciągłej pracy układu zasilania zbiornika, nie rzadziej niż co 2 godziny;
- 2) zmiany rodzaju dostarczanego paliwa próbki pobiera się w ciągu godziny od zmiany paliwa, nie później niż przed kolejną zmianą rodzaju dostarczanego paliwa, niezależnie od ostatnio pobranych próbek w czasie określonym w pkt 1 lub ust. 1 pkt 2, przed zmianą rodzaju paliwa;
- 3) dostawy biomasy kierowanej bezpośrednio do pośredniego zbiornika paliwa lub do spalania, uniemożliwiającej pobranie próbek w czasie określonym w pkt 1 lub ust. 1 pkt 2, uśrednioną próbę do oznaczenia ciepła spalania i obliczenia wartości opałowej biomasy należy przygotować z próbek pobieranych w okresie doby z każdej dostawy biomasy.

§ 8.

1. W układach hybrydowych wykonuje się oddzielnie pomiary ilości energii dostarczonej do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, a wytworzonej w:
 - 1) odnawialnych źródłach energii,
 - 2) źródłach innych niż odnawialne- o ile nie są wykonywane pomiary, o których mowa w § 5 ust. 4 oraz § 6 i 7.
2. Ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii, w układzie hybrydowym, oblicza się, przyjmując proporcjonalny udział ilościowy energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w ilości energii wytworzonej we wszystkich źródłach zasilających jednostkę wytwórczą według wzoru:

$$E_{OZE} = \frac{\sum_{i=1}^n E_{POi}}{\sum_{i=1}^n E_{POi} + \sum_{j=1}^m E_{PKj}} E$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- E_{OZE} - ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii, w układzie hybrydowym [w MWh lub GJ],
 - E - całkowitą ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w układzie hybrydowym [w MWh lub GJ],
 - E_{POi} - ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w odnawialnym źródle energii, a wykorzystywanych w układzie hybrydowym [w MWh lub GJ],
 - E_{PKj} - ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w źródle energii innym niż odnawialne źródło energii, a wykorzystywanych w układzie hybrydowym [w MWh lub GJ],
 - n - liczbę odnawialnych źródeł energii wytwarzających nośniki energii wykorzystywane w układzie hybrydowym,
 - m - liczbę źródeł energii wytwarzających nośniki energii wykorzystywane w układzie hybrydowym, innych niż odnawialne źródła energii.
3. Ilość energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii w elektrowni wodnej z członem pompowym, z zastrzeżeniem § 15, oblicza się według wzoru:

$$E_{OZE} = E_{cw} \left(1 - \frac{V_p}{V_c}\right)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- E_{OZE} - ilość energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii [w MWh],
- E_{cw} - całkowitą ilość energii elektrycznej wytworzonej w elektrowni wodnej [w MWh],
- V_p - objętość wody przepompowanej, określaną na podstawie pomiaru strumienia objętości wody przepompowanej [w m³],
- V_c - objętość całkowitą wody pobranej przez turbiny elektrowni wodnej, określaną na podstawie pomiaru strumienia objętości wody pobranej przez te turbiny [w m³].

§ 9.

1. Dane dotyczące ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii za pomocą instalacji wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 3 pkt 20 ustawy, a także wyniki pomiarów i obliczeń właściwości fizykochemicznych, o których mowa w § 5 ust. 4 oraz § 6 i 7, oraz dane uzyskane w wyniku tych pomiarów rejestruje się w książce rejestrowej z ponumerowanymi kartami dziennymi lub z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych.
2. Rejestrację danych oraz wyników pomiarów i obliczeń w książce rejestrowej, należy prowadzić w sposób spełniający następujące warunki:
 - 1) każdą pozycję rejestrowanych danych oraz wyników pomiarów i obliczeń, po dokonaniu wpisów, podkreśla się poziomą linią;
 - 2) poprawki mogą być wprowadzane w sposób umożliwiający odczytanie poprawionego lub skreślonego zapisu; poprawki należy potwierdzić podpisem osoby rejestrującej.
3. Rejestrację danych oraz wyników pomiarów i obliczeń z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych należy tak prowadzić, aby:
 - 1) możliwy był wgląd do treści dokonywanych zapisów, a przechowywane dane oraz wyniki pomiarów i obliczeń były chronione przed zatarciem lub zniekształceniem;
 - 2) zapisy zamieszczane były w sposób chronologiczny;
 - 3) możliwe było sporządzanie wydruków za każdy dzień.

§ 10.

1. Parametry techniczne i technologiczne wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, o których mowa w art. 9a ust. 6 ustawy, powinny umożliwiać:
 - 1) dotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców;
 - 2) współpracę z siecią oraz spełnienie wymagań technicznych w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, w przypadku źródeł przyłączanych do sieci.
2. Parametry techniczne i technologiczne wytwarzania ciepła w odnawialnych źródłach energii, o których mowa w art. 9a ust. 7 ustawy, powinny umożliwiać dotrzymanie parametrów jakościowych nośnika ciepła i standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz być dostosowane do wymagań technicznych w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, a także do parametrów nośnika ciepła oraz warunków pracy sieci ciepłowniczej.

§ 11.

Obowiązek zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o którym mowa w art. 9a ust. 6 ustawy, uznaje się za spełniony jeżeli sprzedawca z urzędu zakupił całą oferowaną mu ilość energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, przyłączonych do sieci elektroenergetycznej, znajdującej się w obszarze działania tego sprzedawcy.

§ 12.

1. Obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 7 ustawy, uznaje się za spełniony, jeżeli oferowane do sprzedaży ciepło, wytworzone w odnawialnych źródłach energii, zakupiono w ilości:
 - 1) w jakiej je oferowano lub
 - 2) równej zapotrzebowaniu odbiorców przedsiębiorstwa energetycznego realizującego ten obowiązek i przyłączonych do sieci ciepłowniczej, do której jest przyłączone odnawialne źródło energii, proporcjonalnie do udziału tego źródła w całkowitej mocy zamówionej przez odbiorców, z uwzględnieniem charakterystyki odbioru oraz możliwości przesyłania ciepła wytwarzanego w tym źródle.
2. W przypadku gdy więcej niż jedno przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 9a ust. 7 ustawy, zajmuje się obrotem ciepłem i sprzedaje to ciepło odbiorcom przyłączonym do połączonych i współpracujących ze sobą sieci ciepłowniczych, obowiązek zakupu dotyczy ciepła wytworzonego w przyłączonych do tych sieci odnawialnych źródłach energii, w ilości proporcjonalnej do udziału każdego z tych przedsiębiorstw w łącznej sprzedaży ciepła przez wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne dostarczające ciepło do odbiorców przyłączonych do tych sieci.

§ 13.

1. Koszty uzasadnione uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, albo poniesienia opłaty zastępczej, uwzględnia się w kalkulacji cen ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych realizujących te obowiązki, przyjmując, że jednostka energii elektrycznej sprzedawana przez dane przedsiębiorstwo energetyczne odbiorcom końcowym, jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.
2. Kosztami, o których mowa w ust. 1, uwzględnianymi w taryfach są koszty:
 - 1) uzyskania świadectw pochodzenia, jednak nie wyższe niż koszty obliczone według wzoru:
$$K_{um} = O_{zj} \times E_{up},$$
gdzie poszczególne symbole oznaczają:
 K_{um} – maksymalny koszt uzasadniony uzyskania świadectw pochodzenia [w zł.],
 O_{zj} – jednostkową opłatę zastępczą, obowiązującą w roku sporządzania taryfy [w zł./MWh],
 E_{up} – ilość energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne planuje przedstawić do umorzenia w pierwszym roku stosowania taryfy [w MWh];
 - 2) opłaty zastępczej poniesionej w roku poprzedzającym rok sporządzania taryfy.
3. Ilość energii elektrycznej E_{up} , o której jest mowa w ust. 2 pkt 1, nie może być wyższa od różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wynikającej z obowiązującego udziału ilościowego, dla danego przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w § 3 i ilością energii wynikającej z poniesionej opłaty zastępczej.

§ 14.

1. Koszty zakupu energii elektrycznej, ponoszone w związku z realizacją obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 6 ustawy, uwzględnia się w kalkulacji cen ustalanych w taryfach sprzedawców z urzędu przyjmując, że jednostka energii elektrycznej sprzedawana przez danego sprzedawcę z urzędu odbiorcom końcowym, jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.
2. Kosztami o których mowa w ust. 1, uwzględnianymi w taryfach są koszty zakupu energii elektrycznej po cenach, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy.
3. Za koszty uzasadnione, ponoszone w związku z realizacją obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 7 ustawy, uwzględniane w taryfach uznaje się koszty zakupu ciepła, które nie spowodują w przedsiębiorstwie energetycznym, w danym roku, wzrostu cen lub stawek opłat za ciepło dostarczane odbiorcom, o więcej niż wartość średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, określonego w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski".
4. Koszty zakupu ciepła, ponoszone w związku z realizacją obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 7 ustawy, uwzględnia się w kalkulacji cen ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych realizujących ten obowiązek przyjmując, że jednostka ciepła sprzedawanego przez dane przedsiębiorstwo energetyczne wszystkim odbiorcom przyłączonym do sieci ciepłowniczej, do której jest przyłączone odnawialne źródło energii, jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.

§ 15.

Do czasu zainstalowania urządzeń służących do pomiaru strumienia objętości wody, o którym mowa w § 8 ust. 3, nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2006 r., dopuszcza się określanie objętości wody przepompowanej i wody pobranej przez turbinę dla celów obliczenia ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii w elektrowni wodnej z członem pompowym, przy wykorzystaniu metod pośrednich opartych o charakterystyki energetyczne hydrozespołów.

§ 16.

Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. Nr 267, poz. 2656).

§ 17.

Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

MINISTER GOSPODARKI

Uzasadnienie

Projekt rozporządzenia stanowi wykonanie delegacji zawartej w art. 9a ust. 9 ustawy - Prawo energetyczne po jej nowelizacji ustawą z dnia r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr z dnia.....r., poz.....), na podstawie której minister właściwy do spraw gospodarki został zobligowany do określenia szczegółowego zakresu nałożonego ustawą obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii.

Projekt rozporządzenia zastąpi rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 19 grudnia 2005 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. Nr 261, poz. 2187).

Rozporządzenie poprzez zmianę § 3 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 19 grudnia 2005 r. w sprawie *szczególne zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii* zwiększa wartości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej, wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawia do umorzenia lub z opłaty zastępczej, uiszczanej przez przedsiębiorstwo energetyczne w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym, w latach 2007-2014. Wartości te określają drogę dojścia do wyznaczonego celu indykatywnego udziału energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych w relacji do zużycia energii elektrycznej brutto. Dla Polski cel ten został wyznaczony w dyrektywie 2001/77/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z 27 września 2001 r. w sprawie *promocji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na wewnętrznym rynku energii elektrycznej* i wynosi 7,5%. Potrzeba zwiększenia tego udziału wynika z konieczności dostosowania wielkości obowiązku do faktycznej i przewidywanej produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

Analiza danych statystycznych dotyczących ilości energii elektrycznej zużytej w kraju, ilości energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom końcowym oraz produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wskazuje na konieczność korekty wielkości udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w celu osiągnięcia w roku 2010 celu indykatywnego wynikającego z dyrektywy 2001/77/UE. Z przeprowadzonej analizy wynika że obecny udział ilościowy sumy energii o której mowa, określony na rok 2010 – 9% nie odpowiada 7,5% wartości zobowiązania wynikającego z dyrektywy.

Analiza danych wskazuje na utrzymywanie się stałych zależności wielkości energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom końcowym i energii elektrycznej zużytej w kraju oraz utrzymujących się relacji pomiędzy eksportem a importem energii elektrycznej, co ma bezpośredni wpływ na określenie wielkości obowiązku i w konsekwencji ilości energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych. W roku 2005 zużyto w kraju 145 752 GWh energii elektrycznej, dostarczając odbiorcom końcowym 108 625 GWh energii elektrycznej. Przyjęty na 2010 r. 7.5% cel produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, przy założeniu utrzymania obecnego tempa wzrostu zużycia energii elektrycznej, odpowiada wyprodukowaniu ok. 11 000 GWh energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w 2010 r., co

przy obecnym stanie, stabilnego wzrostu ilości energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym, odpowiada 10,5% udziałowi energii elektrycznej wytworzonej ze źródeł odnawialnych w stosunku do energii elektrycznej dostarczonej tym odbiorcom.

Ponadto wprowadzenie mechanizmu wsparcia produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, opartego na formule zielonych certyfikatów, spowodowało wzrost zainteresowania inwestorów, co w konsekwencji, jak wskazują obserwacje rynku, przekłada się na wzrost mocy zainstalowanej źródeł wykorzystujących zasoby odnawialne i tym samym wzrost produkcji energii elektrycznej w tych źródłach. Na rok 2005 w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 19 grudnia 2005 r. *w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii* wyznaczony został 3,1% udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawia do umorzenia lub z opłaty zastępczej, uiszczanej przez przedsiębiorstwo energetyczne w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym. Według danych Prezesa URE w roku 2005 wydano świadectwa pochodzenia, potwierdzające wyprodukowanie 3,46% energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w stosunku do energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom końcowym. Przekroczenie o 0,36 pkt. procentowego tego udziału obniża motywację inwestorów do realizacji przedsięwzięć w sektorze energetyki odnawialnej.

W roku obecnym również obserwuje się wzrost produkcji energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych, co może stać się przyczyną obniżenia wartości świadectw pochodzenia na rynku i w konsekwencji doprowadzenie do sytuacji, w której mechanizm wsparcia rozwoju wykorzystania zasobów odnawialnych, z którym wiąże się duże nadzieje, nie przyczyni się do rozwoju sektora.

Oczekuje się, że poprzez zwiększenie obowiązku mechanizm przyniesie oczekiwane efekty i pozwoli na osiągnięcie w roku 2010 wyznaczonego celu.

OCENA SKUTKÓW REGULACJI (OSR)

Cel wprowadzenia rozporządzenia

Rozporządzenie prowadzi do zwiększenia udziału energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, jako wymiar obowiązku uzyskania i przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej. Potrzeba zwiększenia tego udziału wynika z konieczności dostosowania wielkości obowiązku do faktycznej i przewidywanej produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

I. Konsultacje społeczne

Projekt rozporządzenia poddany został procedurze konsultacji z:

1. Urzędem Regulacji Energetyki,
2. Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A.,
3. PSE-Operator S.A.,
4. Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
5. Izbą Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska,
6. Towarzystwem Gospodarczym Elektrownie Polskie,
7. Polskim Towarzystwem Elektrociepłowni Zawodowych,
8. Towarzystwem Obrotu Energią,
9. Polską Izbą Gospodarczą Energii Odnawialnej,
10. Stowarzyszeniem Energii Odnawialnej,
11. Towarzystwem Elektrowni Wodnych,
12. Towarzystwem Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
13. Polskim Stowarzyszeniem Energetyki Wiatrowej VIS VENTI,
14. Polskim Towarzystwem Energetyki Wiatrowej,
15. Polskim Towarzystwem Biomasy – Polbiom,
16. Polskim Towarzystwem Energetyki Słonecznej - ISES,
17. Polską Geotermalną Asocjacją,
18. Towarową Giełdą Energii S.A.,
19. Polskim Towarzystwem Certyfikacji Energii,
20. Polskim Związkiem Pracodawców Sektora Energetyki Odnawialnej i Ochrony Środowiska.

W uwagach przesłanych do Ministerstwa Gospodarki Urząd Regulacji Energetyki zgłosił potrzebę dokonania korekty związanej z ilością wydanych w 2005 r. świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych. Dane te zweryfikowano w niniejszym projekcie rozporządzenia. PSE – Electra S.A. zaproponowała rozważenie zmiany

obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej i objęcie tym obowiązkiem także zużycia na potrzeby własne w elektrowniach przemysłowych oraz sprzedaży bezpośredniej z elektrowni. Zawarty w ustawie – *Prawo energetyczne* obowiązek obejmuje również sprzedaż energii elektrycznej z elektrowni bezpośrednio do odbiorców końcowych, natomiast pozostała część uwagi ze względu na sprzeczność z ustawą nie może zostać uwzględniona.

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej oraz Towarzystwo Obrotu Energią w swoich uwagach podkreśliły wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego w związku z zwiększeniem obowiązku zaproponowanego w § 3. Według Ministerstwa Gospodarki wzrost cen wynika z rozłożenia kosztów produkcji energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii na wszystkich finalnych odbiorców energii i zakładany był przy konstruowaniu systemu wsparcia wykorzystania zasobów odnawialnych.

II. Zakres OSR

Przygotowana OSR sporządzona została zgodnie z obowiązującymi zasadami i obejmuje minimalny zakres oceny, ze względu na to, że regulacja nie pociąga kosztów dla budżetu państwa.

Wprowadzone zmiany będą mieć istotne znaczenie dla wywołania rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii, niezbędnego dla wypełnienia obowiązku osiągnięcia celu indykatywnego dla Polski, wynoszącego 7,5% udziału energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych w relacji do zużycia energii elektrycznej brutto w roku 2010. Powinny one doprowadzić do zrównania się w najbliższych latach popytu i podaży energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, co będzie skutkowało obniżeniem faktycznej ceny energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (suma średniej ceny energii elektrycznej w poprzednim roku oraz ceny sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia). Spowoduje to też, że w przyszłości poziom jednostkowej opłaty zastępczej nie powinien odgrywać istotnej roli dla kształtowania się kosztów i cen energii elektrycznej dla odbiorców, ponieważ nie będzie potrzeby jej stosowania z uwagi na wystarczającą podaż energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych.

III. Skutki wprowadzenia regulacji

1) Wpływ regulacji na dochody i wydatki budżetu i sektora publicznego

Wdrożenie rozporządzenia nie spowoduje bezpośrednich negatywnych skutków dla budżetu państwa i sektora publicznego.

Pośrednio na wydatki i wpływy budżetowe mogą wpływać następujące czynniki:

- wzrost wpływów z podatku VAT w związku z pojawieniem się na rynku, większej ilości energii ze źródeł odnawialnych oraz świadectw pochodzenia, które powodując wzrost cen energii będą generowały wyższe wpływy z podatku VAT,
- wzrost wpływów w wyniku inwestycji związanych z rozwojem mocy wytwórczych energetyki odnawialnej,
- zmniejszenie wpływów z podatku akcyzowego w związku ze zwiększeniem udziału energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych,
- potencjalny wzrost wydatków na energię elektryczną w związku z możliwym

wzrostem cen energii elektrycznej.

2) Wpływ regulacji na rynek pracy

Projektowane rozporządzenie nie zawiera przepisów, które w bezpośredni sposób wpływałyby na rynek pracy. Jednakże realizacja zawartych w nim przepisów może, poprzez wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii, prowadzić do wzrostu zatrudnienia w innych sektorach.

3) Wpływ regulacji na konkurencyjność gospodarki

Regulacje zaprojektowane w rozporządzeniu nie wpływają bezpośrednio na konkurencyjność gospodarki. Ewentualny wzrost cen energii elektrycznej (na skutek większego udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych w ilości energii sprzedawanej do odbiorców końcowych) może być zrekompensowany przez wzrost efektywności wykorzystania energii elektrycznej przez przedsiębiorców, albowiem energochłonność niektórych wyrobów w Polsce jest wyższa niż w krajach UE.

4) Wpływ regulacji na sytuację i rozwój regionów

Zapisy rozporządzenia nie zawierają odniesień do poszczególnych regionów, jednakże ze względu na nierównomierny rozkład zasobów naturalnych wpływających na ekonomikę wykorzystania odnawialnych źródeł energii można się spodziewać stymulacji rozwoju terenów o większych możliwościach wykorzystania odnawialnych źródeł energii (np. tereny pasa nadmorskiego, gdzie w dużym zakresie może nastąpić rozwój energetyki wiatrowej).

5) Wpływ regulacji na budżety odbiorców końcowych

Wspomniany wyżej wzrost cen energii elektrycznej może obciążyć dodatkowymi kosztami budżety odbiorców końcowych tej energii, w tym gospodarstw domowych.

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA GOSPODARKI¹⁾²⁾

z dniar.

w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, uiszczenia opłaty zastępczej oraz sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji.

Na podstawie art. 9a ust. 10 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123, Nr 170, poz. 1217 i Nr..., poz.) zarządza się, co następuje:

§ 1.

Rozporządzenie określa szczegółowy zakres obowiązku uzyskania i przedstawienia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, zwanemu dalej „Prezesem URE”, do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, uiszczenia opłaty zastępczej oraz sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji, w tym:

1) sposób obliczania:

- a) średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji, zwanej dalej „średnioroczną sprawnością”,
- b) ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, o której mowa w art. 3 pkt 36 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”,
- c) ilości ciepła użytkowego w kogeneracji,
- d) oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w kogeneracji w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego, zwanej dalej „oszczędnością energii pierwotnej”;

2) sposoby wykorzystania ciepła użytkowego w kogeneracji przyjmowanego do obliczeń i podawane we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji;

¹⁾ Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej - gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 lipca 2006 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki i Pracy (Dz. U. Nr 131, poz. 909).

²⁾ Niniejsze rozporządzenie dokonuje w zakresie swojej regulacji wdrożenia dyrektywy Wspólnot Europejskich 2004/8/WE dotyczącej wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG (Dz.Urz. WE L 52 z 21. 02. 2004, str. 50, z późn. zm.; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, Roz.12, t. 3, str. 3).

- 3) referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego, oddzielnie dla energii elektrycznej i ciepła, służące do obliczania oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku wytwarzania energii w kogeneracji;
- 4) miejsce dokonywania pomiarów ilości energii elektrycznej i ciepła użytkowego w jednostkach kogeneracji oraz ilości paliw zużywanych do ich wytwarzania, w tym na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 91 ust. 5 ustawy;
- 5) wielkość i sposób obliczania udziałów ilości energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, wynikającej z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji, o której mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1 oraz, o której mowa w art. 91 ust. 1 pkt 2 ustawy;
- 6) maksymalną wysokość i sposób uwzględniania w kalkulacji cen energii elektrycznej ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w art. 9a ust. 8 ustawy:
 - a) kosztów uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji,
 - b) poniesionej opłaty zastępczej, o której mowa w art. 9a ust. 8 pkt 2 ustawy.

§ 2.

Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) jednostka mikrokogeneracji - jednostkę kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 50 kW;
- 2) kogeneracja na małą skalę - jednostkę kogeneracji lub grupę jednostek kogeneracji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej dla źródła energii poniżej 1MW.

§ 3.

1. Do obliczania ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, średniorocznej sprawności oraz wielkości oszczędności energii pierwotnej, stosowane są wartości określone na podstawie rzeczywistych parametrów funkcjonowania jednostki kogeneracji w normalnych warunkach pracy i danych ilościowych oraz jakościowych wytwarzania energii elektrycznej i ciepła użytkowego w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia danego roku.
2. Dla jednostki mikrokogeneracji obliczenia, o których mowa w ust. 1, mogą być wykonane na podstawie parametrów i wartości certyfikowanych określonych w dokumentacji technicznej urządzeń.
3. Przepisy ust. 1-2 stosuje się także do wniosków o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji obejmujących okres jednego lub kilku miesięcy oraz dla jednostek kogeneracji nowobudowanych, z wyjątkiem wartości średniorocznej sprawności, którą przyjmuje się na podstawie wartości planowanych dla danego roku kalendarzowego.
4. Do obliczeń danych, o których mowa w ust. 1, dla różnych rodzajów i układów urządzeń wchodzących w skład jednostki kogeneracji stosuje się wytyczne określone w załączniku nr 1 do rozporządzenia.

§ 4.

1. Średnioroczną sprawność, oznaczoną symbolem „ η ” i wyrażoną w %, oblicza się według wzoru:

$$\eta = (3,6 \times A_b + Q_{uq}) \times 100 / (Q_b - Q_{bck})$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

A_b – całkowitą ilość energii elektrycznej brutto, która jest sumą wytworzonej ilości energii elektrycznej brutto, oznaczonej dalej symbolem „ A_{be} ”, zmierzonej na zaciskach generatorów lub ogniwa paliwowego i ilości energii elektrycznej odpowiadającej energii mechanicznej brutto, oznaczonej dalej symbolem „ A_{bm} ”, wytworzonych w jednostce kogeneracji, wyrażoną w MWh,

Q_{uq} – ilość ciepła użytkowego wytworzonego w kogeneracji w jednostce kogeneracji, dostarczonego do sieci ciepłowniczej lub procesu produkcyjnego, wyrażoną w GJ,

Q_b – ilość energii chemicznej paliw zużytych w jednostce kogeneracji, wyrażoną w GJ,

Q_{bck} – ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytworzenia ciepła użytkowego w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji, wyrażoną w GJ.

2. Ilość wytworzonej energii elektrycznej, oznaczonej symbolem „ A_{be} ”, o której mowa w ust. 1, oblicza się jako sumę ilości całkowitej produkcji energii elektrycznej brutto, zmierzonej na zaciskach wszystkich generatorów lub ogniw paliwowych wchodzących w skład jednostki kogeneracji, łącznie ze zużyciem energii elektrycznej na potrzeby własne. Ilość wytworzonej energii elektrycznej określa się poprzez jej bezpośredni pomiar przy pomocy oznaczonych zalegalizowanych urządzeń pomiarowo - rozliczeniowych.

3. Ilość wytworzonej energii mechanicznej, oznaczonej symbolem „ A_{bm} ”, o której mowa w ust. 1, oblicza się jako sumę ilości energii zużytej do bezpośredniego napędzania urządzeń, w szczególności pomp, sprężarek i wentylatorów, wykorzystywanych na potrzeby własne jednostki kogeneracji lub dostarczonej na zewnątrz tej jednostki. Energię mechaniczną przelicza się na energię elektryczną w stosunku 1:1. Ilość wytworzonej energii mechanicznej określa się na podstawie bilansu energii sporządzonego dla napędzanego urządzenia lub dla całego silnika.

4. Ilość ciepła użytkowego wytworzonego w kogeneracji, oznaczoną symbolem „ Q_{uq} ”, o której mowa w ust. 1, obejmuje ilości ciepła użytkowego uzyskanego z upustów i wylotów turbin parowych, kotłów odzysknicowych, ciepłowniczych turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania wchodzących w skład jednostki kogeneracji oraz dostarczonego do instalacji lub sieci ciepłowniczej i przeznaczonego do:

- 1) ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej,
- 2) przemysłowych procesów technologicznych,
- 3) obiektów wykorzystujących ciepło do produkcji rolnej i zwierzęcej, w celu zapewnienia odpowiedniej temperatury i wilgotności w tych obiektach,
- 4) wtórnego wytwarzania chłodu w przypadkach, o których mowa w pkt 1-3

- które w przeciwnym razie byłoby pozyskane, co daje się udowodnić, z innych źródeł.

Do ciepła użytkowego wytworzonego w kogeneracji nie wlicza się ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji.

5. Ilość energii chemicznej zużytych paliw, oznaczoną symbolem Q_b , o której mowa w ust. 1, oblicza się jako sumę ilości energii chemicznej zawartej w paliwach wprowadzonych do jednostki kogeneracji zużytych do wytwarzania energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w tej jednostce kogeneracji. Ilość energii chemicznej zawartej w paliwach wprowadzonych do jednostki kogeneracji określa się stosując metodę bezpośrednią, na podstawie wartości opałowej i pomiarów ilości tych paliw, dokonanych przy pomocy oznaczonych zalegalizowanych urządzeń pomiarowo – rozliczeniowych.

6. W przypadku gdy stosowanie metod bezpośrednich do określenia energii chemicznej zawartej w paliwach, o których mowa w ust. 5, jest technicznie niemożliwe do zastosowania lub ekonomicznie nieuzasadnione, a metody pośrednie dają co najmniej taką samą dokładność jak metody bezpośrednie, wówczas ilość energii chemicznej zawartej w paliwach wprowadzonych do źródła energii w skład którego wchodzi jednostki kogeneracji, określoną metodą bezpośrednią, można rozdzielić na poszczególne urządzenia wchodzące w skład tego źródła energii, przy zastosowaniu metody pośredniej. Do obliczania ilości energii chemicznej paliw zużytych w okresach jednego lub kilku miesięcy mogą być stosowane metody pośrednie.

7. Ilość energii doprowadzonej do jednostki kogeneracji z innych procesów, zwaną dalej „równoważnikiem paliwowym” należy doliczyć do ilości energii chemicznej zużytych paliw, o której mowa w ust. 5. Równoważnik paliwowy należy obliczać z uwzględnieniem współczynnika określającego zmianę ilości wytwarzanej energii elektrycznej lub mechanicznej w wyniku doprowadzenia energii z innych procesów przy stałej ilości energii chemicznej zawartej w paliwach wprowadzonych do jednostki kogeneracji, zwanego dalej „współczynnikiem zmiany mocy” oznaczonego symbolem „ β ”.

8. Współczynnik zmiany mocy, wyznacza się na podstawie aktualnych pomiarów przeprowadzonych oddzielnie dla każdego strumienia energii doprowadzonej z innego procesu lub wyprowadzonej z jednostki kogeneracji.

9. Sposób ustalania lub obliczania:

- 1) ilości energii chemicznej paliw zużytych w jednostce kogeneracji, oznaczoną symbolem Q_b , o której mowa w ust. 1,
- 2) ilości wytworzonej energii elektrycznej, oznaczonej symbolem „ A_{be} ”, i mechanicznej, oznaczonej symbolem „ A_{bm} ”, o których mowa w ust. 2 i 3,
- 3) ilości ciepła użytkowego wytworzonego w kogeneracji dla różnych układów urządzeń wchodzących w skład jednostki kogeneracji, oznaczoną symbolem „ Q_{uq} ”, o której mowa w ust. 4,
- 4) równoważnika paliwowego i wyznaczania współczynnika zmiany mocy, o których mowa w ust. 7

– określa załącznik nr 1 do rozporządzenia, odpowiednio dla: pkt 1 – w pkt VII; pkt 2 – w pkt IV; pkt 3 – w pkt V; pkt 4 – w pkt VIII tego załącznika.

§ 5.

1. Ilość energii elektrycznej z kogeneracji, oznaczonej dalej symbolem „ A_{bq} ”, i wyrażonej w MWh, o której mowa w art. 3 pkt 36 lit. a ustawy, jest równa całkowitej ilości energii elektrycznej brutto wytworzonej w jednostce kogeneracji, ze średnioroczną sprawnością, obliczoną zgodnie § 4 ust. 1, co najmniej w wysokości określonej dla danego rodzaju jednostki kogeneracji w art. 3 pkt 36 lit. a ustawy.

2. Ilość energii elektrycznej z kogeneracji, oznaczonej dalej symbolem „ A_{bq} ”, i wyrażonej w MWh, o której mowa w art. 3 pkt 36 lit.b ustawy, wytworzonej ze średnioroczną sprawnością niższą niż sprawność, o której mowa w w art. 3 pkt 36 lit. a ustawy, określona zgodnie z zasadami, o których mowa w ust. 1, oblicza się według wzoru:

$$A_{bq} = C \times Q_{uq} / 3,6 \text{ [MWh]},$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C – średnioroczną wartość stosunku energii elektrycznej do ciepła wytworzonych w kogeneracji, wyrażoną w GJ/GJ,

Q_{uq} - ilość ciepła użytkowego wytworzonego w kogeneracji, o którym mowa w § 4 ust. 4, wyrażoną w GJ.

3. Ilość energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, oznaczonej symbolem A_{bq} , obliczana jest w sposób określony w ust. 1 albo 2, pod warunkiem uzyskania oszczędności energii pierwotnej, obliczonej w sposób określony w § 6 ust. 1, w wysokości określonej w art. 3 pkt 38 ustawy.

4. Średnioroczną wartość stosunku energii elektrycznej do ciepła wytworzonych w kogeneracji, oznaczoną symbolem „ C ”, o której mowa w ust. 2, wyznacza się jako stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego wytworzonego w kogeneracji podczas pracy jednostki kogeneracji w pełnym trybie kogeneracji, oraz oblicza się na podstawie rzeczywistych parametrów technologicznych jednostki kogeneracji, dla danego przedziału czasowego, według zasad podanych w załączniku nr 1 pkt I do rozporządzenia.

5. Jeśli ilość wytworzonej energii elektrycznej lub mechanicznej zmniejsza się na skutek wzrostu wytwarzania ciepła użytkowego przy stałej ilości energii chemicznej zawartej w paliwach wprowadzonych do jednostki kogeneracji, średnioroczną wartość stosunku energii elektrycznej do ciepła w kogeneracji, oznaczoną symbolem „ C ”, o której mowa w ust. 4, wyznacza się z uwzględnieniem współczynnika zmiany mocy, oznaczonego symbolem „ β ”, o którym mowa w § 4 ust. 7.

6. Sprawność, o której mowa w art. 3 pkt 36 lit. a ustawy, dla jednostki kogeneracji, w której wykorzystywane są urządzenia o różnej sprawności, o której mowa w art. 3 pkt 36 lit. a ustawy, przyjmuje się dla tej jednostki kogeneracji wartość najwyższej sprawności obowiązującej dla technologii kogeneracji występujących w tej jednostce.

§ 6.

1. Oszczędność energii pierwotnej, oznaczonej symbolem „ PES ”, wyrażoną w %, oblicza się według wzoru: $PES = \{ 1 - [1 / (\eta_{qc} / \eta_{refc} + \eta_{qe} / \eta_{refe})] \} \times 100$,

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

η_{qc} - sprawność wytwarzania ciepła użytkowego w kogeneracji, wyrażoną w procentach,

η_{refc} - referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego dla ciepła, wyrażoną w procentach,

η_{qe} - sprawność wytwarzania energii elektrycznej z kogeneracji, wyrażoną w procentach,

η_{refe} - referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego dla energii elektrycznej, wyrażoną w procentach.

2. Referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego dla:

- 1) energii elektrycznej, oznaczone symbolem „ η_{refe} ” - określa pkt I załącznika nr 2 do rozporządzenia;
- 2) ciepła użytkowego, oznaczone symbolem „ η_{refc} ” - określa pkt II załącznika 2 do rozporządzenia.

§ 7.

1. Pomiar ilości energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji, w tym na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 91 ust. 5 ustawy, dokonuje się na zaciskach generatorów lub ogniów paliwowych wchodzących w skład jednostki kogeneracji.

2. Pomiar ilości ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji i dostarczonego do instalacji lub sieci ciepłowniczej, o której mowa w § 4 ust. 4, dokonuje się na granicy bilansowej jednostki kogeneracji lub wyodrębnionego zespołu urządzeń wchodzących w skład jednostki kogeneracji.

3. Pomiar ilości paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła użytkowego w jednostce kogeneracji dokonuje się na granicy bilansowej jednostki kogeneracji lub wyodrębnionego zespołu urządzeń wchodzących w skład jednostki kogeneracji.

4. Miejsca pomiarów i granicę bilansową jednostki kogeneracji, o których mowa w ust. 1-3, oznacza się na schemacie wyodrębnionego zespołu urządzeń wchodzących w skład jednostki kogeneracji, o którym mowa w art. 91 ust. 9 ustawy.

§ 8.

Obowiązek uzyskania i przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy, uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok kalendarzowy udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej z uzyskanych i umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji lub z uiszczonych opłat zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż:

1) dla jednostek kogeneracji o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1 ustawy:

- a) [2,5] % w 2007 r.,
- b) [2,6] % w 2008 r.,
- c) [2,8] % w 2009 r.,
- d) [3,0] % w 2010 r.,
- e) [3,5] % w 2011 r.

2) dla jednostek kogeneracji o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 2 ustawy:

- a) [16,5] % w 2007 r.,
- b) [17,0] % w 2008 r.,
- c) [17,5] % w 2009 r.,
- d) [19,0] % w 2010 r.,
- e) [19,5] % w 2011 r.

§ 9.

1. Koszty uzasadnione uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji albo poniesienia opłaty zastępczej uwzględnia się w kalkulacji cen energii elektrycznej ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych realizujących te obowiązki, przyjmując, że jednostka energii elektrycznej sprzedawana przez dane przedsiębiorstwo energetyczne odbiorcom końcowym jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.

2. Kosztami, o których mowa w ust. 1, uwzględnianymi w taryfach są koszty:

- 1) uzyskania świadectw pochodzenia z kogeneracji, jednak nie wyższe niż koszty obliczone według wzoru:

$$K_{sm} = Ozg \times Epg + Ozk \times Epk,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_{sm} – maksymalny koszt uzasadniony uzyskania świadectw pochodzenia z kogeneracji, wyrażony w zł,

Ozg - jednostkową opłatę zastępczą, obowiązującą w pierwszym roku stosowania taryfy dla jednostek kogeneracji wymienionych w art. 91 ust. 1 pkt 1 ustawy, wyrażoną w zł/MWh,

Epg - ilość energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1 ustawy, które przedsiębiorstwo energetyczne planuje przedstawić do umorzenia w pierwszym roku stosowania taryfy, wyrażoną w MWh,

Ozk - jednostkową opłatę zastępczą, obowiązującą w pierwszym roku stosowania taryfy dla jednostek kogeneracji wymienionych w art. 91 ust. 1 pkt 2 ustawy, wyrażoną w zł/MWh,

Epk - ilość energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 2 ustawy, które przedsiębiorstwo energetyczne planuje przedstawić do umorzenia w pierwszym roku stosowania taryfy, wyrażoną w MWh;

- 2) opłaty zastępczej poniesionej w roku poprzedzającym rok sporządzania taryfy.

3. Ilości energii elektrycznej oznaczonych symbolami Epg i Epk , o których mowa w ust. 1, nie mogą być wyższe od ilości energii elektrycznej wynikających z obowiązujących udziałów ilościowych, dla danego przedsiębiorstwa energetycznego, o których mowa w § 9, pomniejszonych o ilości energii wynikających z poniesionych opłat zastępczych w roku poprzedzającym rok sporządzania taryfy.

4. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne, w roku poprzedzającym rok sporządzania taryfy, zrealizowało obowiązek wynikający z obowiązujących udziałów ilościowych dla danego przedsiębiorstwa energetycznego, o których mowa w § 8, poprzez uiszczenie opłaty zastępczej w wysokości odpowiadającej ilości energii elektrycznej wyższej niż 10 % ilości energii wynikającej z obowiązku uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej, w kosztach, o których mowa w ust. 1, uwzględnia się 80% kosztów poniesionej opłaty zastępczej, o której mowa w ust. 2 pkt 2.

§ 10.

Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. Nr 267, poz. 2657).

§ 11.

Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2007 r.

MINISTER GOSPODARKI

Sposób obliczania ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji oraz oszczędności energii pierwotnej

I. Zakres i zasady ogólne

1. Ilość energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w okresie sprawozdawczym oraz oszczędność energii pierwotnej uzyskanej w kogeneracji w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych obliczana jest przez użycie wzorów obliczeniowych oraz zasad określonych w niniejszym rozporządzeniu oraz w załącznikach do tego rozporządzenia.

2. Technologie kogeneracji:

- a. turbina gazowo-parowa z odzyskiwaczami ciepła,
- b. turbina parowa przeciwprężna,
- c. turbina parowa upustowo-kondensacyjna,
- d. turbina gazowa z odzyskiwaczami ciepła,
- e. silnik spalinowy,
- f. mikroturbiny,
- g. silniki Stirlinga,
- h. ogniwa paliwowe,
- i. silniki parowe,
- j. organiczny obieg Rankine'a,
- k. pozostałe rodzaje technologii pracujących w kogeneracji.

3. Kogeneracja na małą skalę obejmuje między innymi mikrokogenerację i jednostki kogeneracji rozproszonej, takie jak jednostki kogeneracji zaopatrujące obszary wyizolowane lub obsługujące ograniczone zapotrzebowanie mieszkalne, handlowe lub przemysłowe.

4. Wartości średniorocznych sprawności granicznych wytwarzania energii elektrycznej i ciepła łącznie, o których mowa w §5 ust. 1 rozporządzenia, dostosowywane są do postępu technicznego i dla poszczególnych rodzajów technologii kogeneracji, o których mowa w pkt. 2 wynoszą:

1. w jednostkach kogeneracji typu b), d), e), f), g) i h) co najmniej 75%;
2. w jednostkach kogeneracji typu a) i c), co najmniej 80%.

5. W przypadku, gdy średnioroczna sprawność, obliczona zgodnie § 4. ust. 1 rozporządzenia osiąga lub przekracza wartość graniczną określoną w pkt. 4 dla danego rodzaju technologii kogeneracji, wówczas przyjmuje się, że nie występuje wytwarzanie energii elektrycznej poza procesem kogeneracji, a ilość energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji w okresie sprawozdawczym, o którym mowa w pkt. 6, jest równa całkowitej ilości energii elektrycznej brutto wytworzonej w jednostce kogeneracji w tym okresie. Ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytworzenia energii elektrycznej poza procesem kogeneracji jest wówczas równa zero.

6. Okres sprawozdawczy obejmuje także czas rozruchów i postojów i może dotyczyć:
- okresu od 1 stycznia do 31 grudnia danego roku, szczególnie dla spełnienia obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy;
 - jednego lub kilku, kolejno następujących po sobie, pełnych miesięcy kalendarzowych danego roku kalendarzowego. W takim przypadku dane ilościowe podaje się za cały okres sprawozdawczy łącznie i w podziale na poszczególne miesiące tego okresu.
7. Średnioroczną wartość stosunku energii elektrycznej do ciepła w kogeneracji, oznaczoną symbolem „C” i wyrażoną w GJ/GJ, o której mowa w § 5. ust. 2, dla okresów sprawozdawczych, o których mowa w pkt.6, wyznacza się na podstawie rzeczywistych parametrów technologicznych jednostki kogeneracji, według wzorów:

- i. dla jednostek kogeneracji z ubytkiem mocy elektrycznej, o których mowa w pkt. 49.

$$C = \frac{\eta_{ek} - \beta \cdot \eta_{gr}}{\eta_{gr} - \eta_{ek}}$$

- ii. dla jednostek kogeneracji bez ubytku mocy elektrycznej, o których mowa w pkt. 51.

$$C = \frac{\eta_{ek}}{\eta_{gr} - \eta_{ek}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

η_{ek} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej poza procesem kogeneracji, o której mowa w pkt. 8, wyrażona w procentach,

η_{gr} – sprawność graniczna, określona według pkt. 4, wyrażona w procentach,

β – współczynnik zmiany mocy, o którym mowa w pkt. 48, wyrażony w GJ/GJ.

8. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej poza procesem kogeneracji w jednostce kogeneracji, oznaczoną symbolem „ η_{ek} ” i wyrażoną w procentach, dla okresów sprawozdawczych, o których mowa w pkt. 6, wyznacza się według wzorów:

- i. dla jednostek kogeneracji z ubytkiem mocy elektrycznej, o których mowa w pkt. 49.

$$\eta_{ek} = \frac{3,6 \cdot Ab + \beta \cdot Quq}{Qb - Qbck} \cdot 10^2$$

- ii. dla jednostek kogeneracji bez ubytku mocy elektrycznej, o których mowa w pkt. 51.

$$\eta_{ek} = \frac{3,6 \cdot Ab}{Qb - Qbck} \cdot 10^2$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Ab – ilość energii elektrycznej brutto, o której mowa w § 4. ust. 1 rozporządzenia, wyrażona w MWh,

Quq – ilość ciepła użytkowego wytworzonego w kogeneracji, o której mowa w § 4. ust. 4 rozporządzenia, wyrażona w GJ,

Qb – ilość energii chemicznej zużytych paliw, o której mowa § 4. ust. 5 rozporządzenia, wyrażona w GJ,

Q_{bc} – ilość energii chemicznej paliw do wytworzenia ciepła użytkowego w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji, o której mowa w § 4. ust. 1 rozporządzenia, wyrażona w GJ,

β – współczynnik zmiany mocy, o którym mowa w pkt. 48, wyrażony w GJ/GJ.

II. Wymagania pomiarowe

9. Przy obliczaniu ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, o której mowa w § 5 ust. 3 oraz oszczędności energii pierwotnej, o której mowa w § 6 ust. 1, dobrą praktyką jest zachowanie odpowiedniego poziomu opomiarowania, według możliwego do przyjęcia standardu i rozsądnej praktyki zgodnie z Normami Europejskimi EN lub Międzynarodowymi ISO lub poradnikami. Na granicy bilansowej jednostki kogeneracji lub wyodrębnionego zespołu urządzeń wchodzących w jej skład powinny być mierzone i monitorowane wszystkie strumienie paliw i energii doprowadzanych do jednostki kogeneracji oraz energii elektrycznej i ciepła użytkowego wyprowadzanych poza tę jednostkę w danym okresie sprawozdawczym, o którym mowa w pkt. 6.

10. Dla jednostek kogeneracji na małą skalę:

- i. które nie posiadają urządzeń do odprowadzenia ciepła odpadowego i charakteryzują się stałym stosunkiem ilości energii elektrycznej do ciepła użytkowego we wszystkich warunkach eksploatacyjnych niezbędny jest pomiar tylko ilości wyprowadzonej energii elektrycznej, natomiast nie jest konieczny pomiar ciepła użytkowego i zużycia paliw;
- ii. wyposażonych w urządzenia do odprowadzania ciepła odpadowego lub dla których stosunek ilości energii elektrycznej do ciepła nie jest stały we wszystkich warunkach eksploatacyjnych, niezbędny jest pomiar ilości energii elektrycznej, ciepła użytkowego i zużycia paliw.

11. Dla jednostek mikrokogeneracji wielkości, o których mowa w pkt. 9, mogą być określane na podstawie wartości certyfikowanych określonych w dokumentacji technicznej urządzeń wchodzących w skład tych jednostek. Obliczenia mogą być oparte na wynikach przeprowadzonych testów urządzeń, potwierdzonych certyfikatem przez kompetentny niezależny organ.

12. W przypadkach, gdy transakcje handlowe lub układy podatkowe są oparte na zmierzonych ilościach, przyrząd pomiarowy, na podstawie którego wskazania jest wystawiana faktura będzie traktowany jako wystarczający. Dla wszystkich innych układów pomiarowych:

- 1) Procedury atestacji dla systemu monitorowania powinny być prowadzone na miejscu przez bezpośrednią kalibrację lub przez sprawdzanie zgodności każdego ze składników układu pomiarowego;
- 2) Kalibracja okresowa powinna być wykonywana przez organizacje akredytowane przez Europejskie Służby Akredytacyjne, pracujące w obrębie zakresu procedur Europejskiej Akredytacji Pomiaru i Próbkowania;
- 3) Niepewności systemu monitorowania powinny być utrzymywane w zakresie specyfikacji przyrządów pomiarowych, a kalibracja realizowana z częstotliwością co najmniej raz na pięć lat, lub częściej, jeśli jest to zalecane przez producenta;
- 4) Pomiary powinny być zabezpieczone przed ingerencją osób niepowołanych.

13. Szczegółowe wymagania pomiarowe:

- 1) Pomiary energii, przepływu, ciśnienia, temperatury oraz momentu obrotowego muszą być wykonywane za pomocą kalibrowanych przyrządów pomiarowych;

- 2) Ilość energii mechanicznej musi być mierzona za pomocą miernika momentu obrotowego;
- 3) Ilość doprowadzonego paliwa musi być mierzona poprzez pomiar przepływu masowego paliwa zużytego w danym okresie sprawozdawczym;
- 4) Ilość pary doprowadzonej do jednostki kogeneracji z zewnątrz, ilość pary wyprowadzanej, a także ilość wody uzupełniającej muszą być mierzone na granicy bilansowej jednostki kogeneracji lub wyodrębnionego zespołu urządzeń wchodzących w jej skład. Entalpia właściwa dla zmierzonego ciśnienia i temperatury pary powinna być odczytywana z tablic parowych lub wykresów pary, które posiadają poziom odniesienia 0 °C i 1013 hPa;
- 5) W przypadku, gdy ciepło użytkowe zużywane w jednostce kogeneracji na potrzeby własne jednostki kogeneracji, o których mowa w § 4 ust. 4 rozporządzenia, nie jest monitorowane powinny być zainstalowane przyrządy pomiarowe. W sytuacji, gdy nie ma tych przyrządów pomiarowych lub są one nieodpowiednie, dopuszcza się oszacowanie przepływu pary lub ciepła na podstawie metody pośredniej;
- 6) Przyrządy pomiarowe muszą spełniać wymagania Europejskiej Dyrektywy Pomiarowej i muszą spełniać odpowiednie Normy Europejskie, jak np.: EN 1434;
- 7) Współczynniki zmiany mocy, o których mowa w pkt. 48 muszą być mierzone dla różnych stanów pracy, oddzielnie dla każdego strumienia energii wyprowadzonej lub doprowadzonej do jednostki kogeneracji, za pomocą 1-godzinnych testów wykonywanych w warunkach maksymalnie zbliżonych do warunków projektowych;
- 8) Ilość paliwa doprowadzanego do urządzeń spalania pomocniczego i uzupełniającego oraz produkcja ciepła użytkowego i energii elektrycznej w wyniku tego spalania muszą być mierzone oddzielnie za pomocą odpowiednich testów. Sprawność tych urządzeń musi być mierzona poprzez 1-godzinny test, przy pełnym oraz częściowym obciążeniu palnika, przeprowadzony w warunkach maksymalnie zbliżonych do warunków projektowych.

14. Wartość opałowa poszczególnych paliw jest mierzona przez wytwórcę, współpracując z nim laboratorium lub dostawcę paliwa. Procedury stosowane do próbkowania paliwa i do ustalania jego wartości opałowej opierają się na odpowiednich normach CEN, a gdy nie są one dostępne na normach ISO lub normach krajowych. W przypadku braku norm można stosować procedury zgodnie z projektami norm lub Wytycznymi określającymi optymalne praktyki w danej branży. Poszczególne wartości obowiązują tylko za okres dostawy albo dla tej partii paliwa, dostarczanej jednorazowo lub w sposób ciągły, dla których mają być reprezentatywne.

15. Dla jednostek kogeneracji na małą skalę dopuszcza się stosowanie wartości opałowych właściwych dla danego kraju dla danego rodzaju paliwa, zgłoszonych w najnowszym wykazie przekazanym do Sekretariatu Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatycznych lub w przypadku paliw będących w obrocie pomiędzy niezależnymi organizacjami, stosuje się wartość opałową podaną przez dostawcę paliwa w dokumentacji zakupowej dla tegoż paliwa.

III. Określanie granicy bilansowej i schemat jednostki kogeneracji

16. Dla każdej jednostki kogeneracji należy prawidłowo określić granicę bilansową przeprowadzoną wokół procesu, obejmującą wszystkie urządzenia biorące udział w procesie kogeneracji oraz towarzyszące im urządzenia do odzysku ciepła, a także należy przedstawić schemat jednostki kogeneracji. Schemat ten powinien zawierać wszystkie główne elementy, które znajdują się wewnątrz granicy bilansowej jednostki kogeneracji, ich wzajemne

połączenia, a także miejsca doprowadzenia paliw i innych strumieni energii oraz miejsca wyprowadzenia energii elektrycznej i ciepła użytkowego (pary, gorącej wody i spalin). Przyrządy pomiarowe strumieni energii powinny być umieszczone na granicy bilansowej jednostki kogeneracji lub wyodrębnionego zespołu urządzeń wchodzących w jej skład i zaznaczone na schemacie.

17. W granicach bilansowych jednostki kogeneracji powinno się umieszczać tylko te urządzenia do produkcji ciepła użytkowego lub energii elektrycznej, które biorą udział w procesie kogeneracji. W przypadku, gdy jednostka kogeneracji wyposażona jest w urządzenia, które umożliwiają oddzielne wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła użytkowego, produkcja taka powinna być odliczona od całkowitej produkcji w jednostce kogeneracji, a energia chemiczna zużyta na jej wytworzenie powinna być odliczona od całkowitej ilości energii chemicznej paliw, o których mowa w pkt. 35.

18. Pomocnicze turbiny parowe do napędu pomp lub sprężarek, dostarczających energię napędową lub ciepło do odbiorcy, muszą być włączone w granice bilansowe jednostki kogeneracji, a energia elektryczna lub mechaniczna wytwarzana przez te turbiny musi być zaliczona do energii wyprowadzonej z tej jednostki.

19. W układach gazowo-parowych połączone szeregowo urządzenia przetwarzające energię chemiczną paliw w energię napędową lub ciepło, gdzie ciepło ze spalin turbiny gazowej jest wykorzystane do produkcji pary zasilającej turbinę parową, nie mogą być traktowane rozdzielnie, nawet jeśli turbina parowa jest zlokalizowana w innym miejscu.

20. Wszystkie główne urządzenia i przyrządy pomiarowe przedstawione na schemacie jednostki kogeneracji powinny być opisane za pomocą prostych oznaczeń, składających się z przedrostka oznaczającego typ urządzenia, numeru urządzenia, podanego w nawiasie przyrostka oznaczającego podtyp urządzenia, przykładowo: TP1(K), TP2 (U/K), ST1 (G), ST2 (DP), M1 (FcS), M2 (TR) itd. Proponowane oznaczenia podano w tabeli nr 2, wraz z ich odpowiednikami stosowanymi w krajach UE. Strumienie doprowadzane do jednostki kogeneracji oraz wyjścia energii elektrycznej i ciepła użytkowego powinny być jednoznacznie opisane i zawierać informację o przepływającym medium, a w przypadku pary i gorącej wody także robocze ciśnienie i temperaturę.

Tabela nr 2

Przedrostek polski	Przedrostek UE	Typ urządzenia	Przyrostek polski	Przyrostek UE	Podtyp
BYP	BYP	Urządzenie obejściowe (by-pass)			
TG	GT	Turbina gazowa			
ST	RE	Silnik tłokowy	(G)	(G)	Silnik gazowy
			(W)	(D)	Silnik wysokoprężny
			(DP)	(DF)	Silnik dwupaliwowy
			(COO)	(HFO)	Ciężki olej opałowy
TP	ST	Turbina parowa	(P)	(BP)	Przeciwprężna
			(U)	(PO)	Upustowa
			(D)	(PI)	„Dopustowa”

			(K)	(CO)	Kondensacyjna
KO	HRB	Kocioł odzysknicowy	(P)	(S)	Para
			(W)	(W)	Gorąca woda
			(SpU)	(SF)	Spalanie uzupełniające
			(SpP)	(AF)	Spalanie pomocnicze
K	FB	Kocioł	(P)	(NO)	Podstawowy
			(RG)	(HS)	W rezerwie gorącej
			(RZ)	(CS)	W rezerwie zimnej
M	M	Stacja pomiarowa	(F)	(F)	Przepływy / (Fc) przepływ skorygowany
			(E)	(E)	Energia elektryczna
			(Q)	(H)	Ciepło
			(T)	(T)	Temperatura
			(P)	(P)	Ciśnienie
			(An)	(An)	Analizator
			(I)	(I)	Wskaźnik
			(R)	(R)	Rejestrator
			(M)	(W)	Ciężar
			(S)	(Q)	Licznik
OC	HC	Odbiorca ciepła			

IV. Określanie ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w jednostce kogeneracji

21. Dla wyznaczania całkowitej ilości energii elektrycznej lub mechanicznej, o której mowa w § 4 ust. 1 rozporządzenia, pomiary są zalecane wszędzie tam, gdzie jest to technicznie wykonalne. Metody pośrednie mogą być stosowane tylko w przypadku braku możliwości zastosowania metod bezpośrednich.

22. Ilość energii elektrycznej brutto, o której mowa w § 4. ust. 2 rozporządzenia, oznaczonej symbolem „Abe” i wyrażonej w MWh, wytworzonej w jednostce kogeneracji w okresie sprawozdawczym, o którym mowa w pkt. 6, jest określana poprzez bezpośredni pomiar przy pomocy oznaczonych zalegalizowanych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Miejsca pomiaru powinny być zaznaczone na schemacie jednostki kogeneracji, o którym mowa w pkt. 16.

23. Ilość energii mechanicznej, o której mowa w § 4. ust. 3 rozporządzenia, oznaczonej symbolem „Abm” i wyrażonej w MWh, wytworzonej w jednostce kogeneracji w okresie sprawozdawczym, jest określana poprzez bezpośredni pomiar za pomocą miernika momentu obrotowego. Dopuszcza się określanie ilości energii mechanicznej na podstawie bilansu energii napędzanego urządzenia lub jeśli jest to niemożliwe na podstawie bilansu całego silnika. Miejsca pomiaru wielkości niezbędnych do określenia ilości tej energii powinny być zaznaczone na schemacie jednostki kogeneracji, o którym mowa w pkt. 16.

24. W przypadku trudności z pomiarem energii napędowej dopuszcza się wykorzystanie wyników przeprowadzonych badań testowych urządzeń lub danych projektowych producenta, przy czym należy oszacować wpływ starzenia się urządzenia na jego sprawność.

25. Moc mechaniczna stosowana do napędu urządzeń pomocniczych jednostki kogeneracji, dla których alternatywny napęd stanowi silnik elektryczny, może być zaliczona do wyjściowej energii mechanicznej jednostki np.:

- pompy wody zasilającej kocioł napędzane turbiną parową,
- pompy wody chłodzącej,
- pompy kondensatu,
- wentylatory i sprężarki powietrza technologicznego.

26. Ilość energii elektrycznej wytworzonej poza kogeneracją w jednostce kogeneracji, o której mowa w pkt. 27, oznaczona symbolem „Abk”, i wyrażona w MWh, jest to całkowita ilość energii elektrycznej brutto wytworzonej w jednostce kogeneracji bez bezpośredniego związku z wytwarzaniem ciepła użytkowego, np:

- w części kondensacyjnej siłowni parowych, w siłowniach gazowo-parowych wykorzystujących turbiny parowe upustowo-kondensacyjne,
- w ogniwach paliwowych, turbinach gazowych i silnikach spalinowych bez odzysku ciepła lub z niepełnym odzyskiem ciepła, które jest odprowadzane do otoczenia zamiast zostać wykorzystane jako ciepło użyteczne.

27. Ilość energii elektrycznej wytworzonej poza kogeneracją, o której mowa w pkt. 26 jest wyznaczana tylko w przypadku, gdy średnioroczna sprawność, obliczona zgodnie § 4 ust. 1 rozporządzenia jest niższa niż sprawność graniczna dla danego rodzaju technologii kogeneracji, o której mowa w pkt. 4. Ilość tej energii, w okresie sprawozdawczym obliczana jest według wzoru:

$$Abk = Ab - Abq$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Ab – ilość energii elektrycznej brutto, o której mowa w § 4. ust. 1 rozporządzenia, wyrażona w MWh,

Abq – ilość energii elektrycznej w kogeneracji, o której mowa w § 5. ust. 2 rozporządzenia, wyrażona w MWh.

V. Określanie ilości ciepła użytkowego wytworzonego w kogeneracji w jednostce kogeneracji

28. Ilość ciepła użytkowego wytworzonego w kogeneracji, o której mowa § 4. ust. 4 rozporządzenia, oznaczoną symbolem „Quq” i wyrażoną w GJ, wytworzoną w jednostce kogeneracji w okresie sprawozdawczym, o którym mowa w pkt. 6, określa się na podstawie pomiarów dokonanych przy pomocy oznaczonych zalegalizowanych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych i oblicza według wzoru:

$$Quq = Qu - Quk$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Qu – ilość ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji, o której mowa w pkt. 29, wyrażona w GJ,

Q_{uk} – ilość ciepła użytkowego wytworzonego poza kogeneracją w jednostce kogeneracji, o której mowa w pkt. 33, wyrażona w GJ.

Jeśli w jednostce kogeneracji ciepło użytkowe jest wytwarzane tylko w procesie kogeneracji, jest ono równe całkowitej ilości ciepła użytkowego wytworzonego w tej jednostce.

Miejsca pomiaru wielkości niezbędnych do określenia tego ciepła powinny być zaznaczone na schemacie jednostki kogeneracji, o którym mowa w pkt. 16.

29. Ilość ciepła użytkowego, o której mowa w pkt. 28, oznaczoną symbolem „Q_u” i wyrażoną w GJ, oblicza się jako całkowitą ilość ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji w okresie sprawozdawczym, wykorzystywanego do celów grzewczych, do przygotowania ciepłej wody użytkowej, bezpośrednio do przemysłowych procesów technologicznych lub do produkcji rolnej i zwierzęcej, które w przeciwnym razie byłoby dostarczone, co daje się udowodnić, z innych źródeł, a które może być dostarczane:

- a) w postaci pary o różnych poziomach ciśnienia i temperatury, wówczas ilość ciepła użytkowego dla każdego poziomu jest określana na podstawie entalpii właściwej pary, zgodnie zasadą podaną w pkt. 31,
- b) w postaci gorącej wody lub oleju grzewczego,
- c) w postaci gazów spalinowych.

30. W przypadku jednostki kogeneracji, która wykorzystuje proces technologiczny dla produkcji biogazu, maksymalnie 50% ciepła użytego w tym celu może być zaliczone jako ciepło użytkowe.

31. Dla potrzeb niniejszego rozporządzenia do ilości ciepła użytkowego wyprodukowanego w jednostce kogeneracji w postaci pary, o którym mowa w pkt. 29 a) zalicza się całkowitą ilość energii pary opuszczającej granice bilansowe, nie pomniejszoną o ilość energii zawartej w kondensacie powrotnym pary dostarczanej odbiorcom.

32. Zużycie energii mechanicznej i ciepła na potrzeby własne nie może być zaliczone do energii wyprowadzanej z układu, z wyjątkiem ciepła zużytego do ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej, które w przeciwnym razie byłoby dostarczone, co daje się udowodnić, z innych źródeł.

33. W przypadku, gdy w jednostce kogeneracji jest wytwarzane ciepło użytkowe poza procesem kogeneracji, o którym mowa w pkt. 28, oznaczone symbolem „Q_{uk}” i wyrażone w GJ, musi być wyznaczona ilość tego ciepła w okresie sprawozdawczym, obliczona jako suma wszystkich strumieni ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji, stosując np.:

- upust pary świeżej przed turbiną,
- kotły parowe bez zainstalowanych za nimi turbin parowych,
- kotły odzysknicowe z pomocniczym lub uzupełniającym spalaniem bez zainstalowanych za nimi turbin parowych.

Ciepło produkowane w kotłach odzysknicowych zasilanych spalinami z turbiny gazowej lub silnika należy zaliczyć do produkcji w kogeneracji.

VI. Klasyfikacja paliw wytworzonego w jednostce kogeneracji

34. Do obliczenia ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji oraz oszczędności energii pierwotnej paliwo powinno być klasyfikowane wg następujących kategorii:

- dowolny gaz,
- ropa naftowa lub inne ciekłe węglowodory,
- węgiel kamienny i brunatny,
- koks i półkoks,
- koks naftowy,
- torf i łupek naftowy,
- olej węglowodorowy,
- produkty uboczne z procesów przemysłowych,
- odpady komunalne,
- biomasa zgodnie z Dyrektywą 2001/77/WE dotyczącą promocji elektryczności z substancji odnawialnych.

VII. Określanie ilości energii chemicznej paliw zużytej w jednostce kogeneracji

35. Ilość energii chemicznej paliw, o której mowa § 4. ust. 5 rozporządzenia, oznaczoną symbolem „Qb” i wyrażoną w GJ, zużytą w jednostce kogeneracji w okresie sprawozdawczym, o którym mowa w pkt. 6, określa się jako sumę ilości energii chemicznych wszystkich doprowadzonych do tej jednostki paliw, określonych według wzoru:

$$Q_b = \sum_{j=1}^n B_j \cdot Q_{rj} \cdot 10^{-3}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

B_j – ilość zużytego j-tego paliwa, wyrażona w t lub w m^3 ,

Q_{rj} – wartość opałowa j-tego paliwa, wyrażona w kJ/kg lub w kJ/ m^3 ,

n – ilość paliw doprowadzanych do jednostki kogeneracji.

Jeżeli stosuje się jednostki objętościowe należy zastosować przeliczenie dla uwzględnienia różnic ciśnienia i temperatury, w jakich działa urządzenie pomiarowe, a standardowymi warunkami, dla których określono wartość opałową dla odpowiednich typów paliw.

Miejsca pomiaru ilości paliw oraz wielkości niezbędnych do określenia ilości energii chemicznej paliw, powinny być zaznaczone na schemacie jednostki kogeneracji, o którym mowa w pkt. 16.

36. Ilość poszczególnych paliw, o których mowa w pkt. 35, zużytych w jednostce kogeneracji w okresie sprawozdawczym, określa się przy pomocy oznaczonych zalegalizowanych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych jako całkowitą ilość spalonego paliwa bez uwzględniania pośredniego etapu składowania, lub z uwzględnieniem pośredniego etapu składowania przed spalaniem w instalacji, wg wzoru:

$$B = B_z + (B_s - B_e) - B_o$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Bz – ilość paliwa zakupionego w danym okresie,

Bo – ilość paliwa zużytego do innych celów (transport lub sprzedaż) w danym okresie,

Bs – zapas paliwa na początku danego okresu,

Be – zapas paliwa na końcu danego okresu.

37. W przypadku, gdy ustalenie zapasu paliwa, o którym mowa w pkt. 36 na początku lub na końcu danego okresu sprawozdawczego, o którym mowa w pkt. 6 b), metodami pomiarów jest nieracjonalne technicznie albo powodowałoby ponoszenie nadmiernych kosztów można ocenić te dwie wielkości w oparciu o dane z poprzednich okresów i po porównaniu z wielkością produkcji w danym okresie. Należy potwierdzić szacunkowe dane dokonując obliczeń pomocniczych i przedstawiając odnośne zestawienia finansowe.

38. W przypadku, gdy ilość energii chemicznej zawartej w paliwach, o której mowa w pkt. 35, wyznaczona metodą bezpośrednią jest rozdzielana na poszczególne urządzenia wchodzące w skład danego źródła energii, zgodnie z § 4. ust. 6 rozporządzenia proporcjonalnie do zużycia określonego metodą pośrednią, stosowana jest Polska Norma³, która określa zasady prowadzenia analiz i ocen techniczno-ekonomicznych w eksploatacji, w sprawozdawczości technicznej i statystyce, przy rozliczaniu dostaw i zużycia paliwa.

39. W przypadku, gdy w jednostce kogeneracji spalane jest kilka rodzajów paliwa i gdy ilość energii chemicznej jednego z nich nie może być wyznaczona metodą bezpośrednią z wystarczającą dokładnością, brakującą energię chemiczną można wyznaczyć na podstawie bilansu energii, przez odjęcie od całkowitej ilości energii chemicznej zużytej w danej jednostce sumy ilości zużytych energii chemicznych pozostałych paliw, wyznaczanych metodą pośrednią. Ilość całkowitej energii chemicznej zawartej we wszystkich zużytych w jednostce kogeneracji paliwach wyznacza się metodą pośrednią, m.in. mierząc ilość otrzymywanych produktów użytecznych, tj. energii elektrycznej oraz ciepła użytkowego w postaci pary lub gorącej wody.

40. W przypadku spalania niektórych paliw, gdy pomiar bezpośredni jest mniej dokładny lub powoduje zbyt wysokie koszty, ze względu na niedokładny pomiar strumienia masowego paliwa, jego zmienną wartość opałową lub gęstość, w przypadku niejednorodnych paliw zawierających frakcje posiadające ziarna dużych rozmiarów i trudności z poborem reprezentatywnych próbek, dopuszcza się stosowanie metod pośrednich.

41. W przypadku, gdy część energii chemicznej paliwa zużywanego w procesie kogeneracji jest odzyskiwana w postaci związków chemicznych i wprowadzana ponownie do użytku, część tę można odliczyć od całkowitej ilości doprowadzanej energii chemicznej paliw, o której mowa w pkt. 35. przed obliczeniem średniorocznej sprawności.

42. Równoważnik paliwowy, o którym mowa § 4. ust. 8 rozporządzenia, oznaczony symbolem „Qbr” i wyrażony w GJ, określa się według wzoru:

$$Q_{br} = \frac{\sum_{i=1}^n \beta_i \cdot Q_i}{\eta_{ek}} \cdot 10^2$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

³ PN-93/M-35500 „Metodyka obliczania zużycia paliwa do wytwarzania energii elektrycznej, cieplnej i mechanicznej” lub odpowiednia norma ją zastępująca czy uzupełniająca

Q_i – ilość energii doprowadzonej do jednostki kogeneracji z innych procesów dla i-tego strumienia energii, wyrażona w GJ,

β_i – średni współczynnik zmiany mocy, o którym mowa w pkt. 48, który musi być wyznaczony oddzielnie dla każdego i-tego strumienia energii doprowadzonej do jednostki kogeneracji z innych procesów, wyrażony w GJ/GJ,

η_{ek} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej poza procesem kogeneracji, o której mowa w pkt. 8, wyrażona w procentach,

n – ilość strumieni energii doprowadzanych do jednostki kogeneracji.

43. Równoważnik paliwowy, o którym mowa w pkt. 42 należy wyznaczyć dla energii doprowadzonej do jednostki kogeneracji z innych procesów, zużytej do wytwarzania energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w tej jednostce kogeneracji. Energia może być doprowadzona:

- 1) W postaci pary lub gorącej wody z dowolnej instalacji.

Strumienie energii pary lub wody, które są częściowo lub w całości sprzedawane ponownie, bez wykorzystania w procesie kogeneracji, muszą być umieszczone poza granicami jednostki kogeneracji;

- 2) W postaci gorącego gazu z gazów procesu wysokotemperaturowego, wytwarzanych przez reakcje chemiczne wywoływane przez paliwo spalane w piecach reakcyjnych lub wytwarzanych przez egzotermiczne reakcje chemiczne.

44. Do wyznaczenia równoważnika paliwowego „ Q_{br} ” wyrażonego w GJ, w szczególnym przypadku, gdy para doprowadzana do jednostki kogeneracji ma takie same parametry jak para świeża wywarzana przez tą jednostkę, można wykorzystać sprawność kotła tej jednostki:

$$Q_{br} = \frac{\beta \cdot Q}{\eta_{ek}} \cdot 10^2 = \frac{Q}{\eta_k} \cdot 10^2$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Q – ilość energii doprowadzonej w parze do jednostki kogeneracji, wyrażona w GJ,

β – średni współczynnik zmiany mocy, o którym mowa w pkt. 48, wyrażony w GJ/GJ,

η_{ek} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej poza procesem kogeneracji, o której mowa w pkt. 8, wyrażona w procentach,

η_k – sprawność kotła jednostki kogeneracji, wyrażona w procentach.

45. W przypadku, gdy w następstwie spalania pomocniczego z doprowadzeniem dodatkowego powietrza, lub spalania uzupełniającego bez doprowadzenia dodatkowego powietrza:

- a) Odbywa się dalszy proces kogeneracji, wówczas ilość energii dodatkowego paliwa należy doliczyć do ilości energii chemicznej paliw zużytych w kogeneracji w jednostce kogeneracji, o których mowa w pkt. 35,
- b) W przypadku, gdy w dalszym ciągu technologicznym po procesie spalania nie zachodzi dalszy proces kogeneracji, wówczas spalanie to jest uznawane za wytwarzanie ciepła użytkowego poza procesem kogeneracji, o którym mowa w pkt. 33, uzyskane w wyniku spalania pomocniczego lub uzupełniającego. Ilość tego ciepła jest oznaczona symbolem „ Q_{uk} ” i wyliczana według wzoru:

$$Q_{uk} = Q_{bck} \cdot \eta_{ck} \cdot 10^{-2}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Q_{bck} – ilość energii chemicznej zużytej na wytwarzanie tego ciepła użytkowego, wyrażona w GJ,

η_{ck} – sprawności wytwarzania ciepła poza procesem kogeneracji, wyrażona w procentach.

46. W przypadku, gdy w jednostce kogeneracji może być wytwarzane ciepło użyteczne poza procesem kogeneracji, musi być określona ilość energii chemicznej paliw zużytych do produkcji tego ciepła, oznaczona symbolem „ Q_{bck} ” i wyrażona w GJ, wyznaczona jako suma wszystkich strumieni energii chemicznej paliw zużytych do wytwarzania ciepła poza procesem kogeneracji w okresie sprawozdawczym.

47. Ilość energii chemicznej paliw zużytych w okresie sprawozdawczym w jednostce kogeneracji do wytworzenia energii elektrycznej poza procesem kogeneracji, o której mowa w pkt. 22 załącznika nr 2, oznaczoną symbolem „ Q_{bek} ” i wyrażoną w GJ, należy określać według wzoru:

$$Q_{bek} = \frac{3,6 \cdot A_{bk}}{\eta_{ek}} \cdot 10^2$$

Wariant 2 - w zależności od przyjętego rozwiązania w Komisji Europejskiej

1) dla technologii kogeneracji, o których mowa w pkt. 2, typu turbina parowa przeciwpiętna, turbina gazowa z odzyskiwaczami ciepła lub silnik spalinowy:

$$Q_{bek} = \frac{3,6 \cdot A_{bk}}{\eta_{refe}} \cdot 10^2$$

2) dla pozostałych technologii kogeneracji:

$$Q_{bek} = \frac{3,6 \cdot A_{bk}}{\eta_{kond}} \cdot 10^2$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

A_{bk} – ilość energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji, o której mowa w pkt. 26, wyrażona w MWh,

η_{ek} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej poza procesem kogeneracji, o której mowa w pkt. 8, wyrażona w procentach,

η_{refe} – referencyjna wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego dla energii elektrycznej, o której mowa w załączniku nr 2 do rozporządzenia, wyrażona w procentach,

η_{kond} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej w kondensacji, wyrażona w procentach. W przypadku, gdy wartość tej sprawności jest niedostępna, stosowana jest sprawność referencyjna „ η_{refe} ”.

VIII. Współczynniki zmiany mocy w jednostce kogeneracji

48. Współczynniki zmiany mocy oznaczone symbolem „ β ” i wyrażone w GJ/GJ, o których mowa w § 4. i § 5. niniejszego rozporządzenia, określają zmianę ilości energii elektrycznej

lub mechanicznej wyprodukowanej w jednostce kogeneracji w okresie sprawozdawczym, o którym mowa w pkt. 6, przy zachowaniu stałej ilości energii chemicznej paliw doprowadzanych do jednostki kogeneracji, o której mowa w pkt. 35:

- a) zmniejszenie ilości energii elektrycznej w wyniku poboru części pary do produkcji ciepła użytkowego,
- b) zwiększenie ilości energii elektrycznej w wyniku doprowadzenia do jednostki kogeneracji innych nośników energii z procesów zewnętrznych w stosunku do jednostki kogeneracji, o których mowa w pkt. 43.

49. Jednostkami kogeneracji z ubytkiem mocy elektrycznej nazywane są jednostki kogeneracji, w których, w których wzrost ilości wytwarzanego ciepła użytecznego jest osiągnięty kosztem obniżenia produkcji energii elektrycznej, przy zachowaniu stałej ilości energii chemicznej paliw doprowadzanych do jednostki kogeneracji, o której mowa w pkt. 35, przykładowo w jednostkach z turbiną parową kondensacyjną, upustowo-kondensacyjną lub upustowo-przeciwprężną, w których część pary przepływa do skraplacza.

50. W przypadku, gdy dla danej jednostki kogeneracji występuje więcej niż jedno ciśnienie pary upustowej lub pary zasilającej procesy technologiczne, średnie współczynniki zmiany mocy powinny być wyznaczone jako średnia ważona dla wszystkich poziomów ciśnienia, proporcjonalnie do ciepła użytkowego pobieranego z upustów i określane się wg wzoru:

$$\beta = \frac{\sum_{i=1}^m (\beta_i \cdot Q_{ui})}{Q_u}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

β_i – współczynnik zmiany mocy dla i-tego strumienia energii wyprowadzonej z jednostki kogeneracji, wyrażony w GJ/GJ,

Q_{ui} – ilość ciepła użytkowego wytworzonego dla i-tego strumienia energii wyprowadzonej z jednostki kogeneracji, wyrażona w GJ,

Q_u – całkowita ilość wytworzonego ciepła użytkowego, wyrażona w GJ,

m – ilość strumieni energii wyprowadzonych z jednostki kogeneracji.

51. Jednostkami kogeneracji bez ubytku mocy elektrycznej, dla których współczynnik zmiany mocy jest równy zero, nazywane są jednostki, w których, przy zachowaniu stałej ilości energii chemicznej doprowadzanych paliw, o której mowa w pkt. 35, ilość wytwarzanej energii elektrycznej pozostaje na stałym poziomie:

- a) pomimo doprowadzenia dodatkowej energii, o której mowa w pkt. 43;
- b) pomimo wzrostu produkcji ciepła użytkowego, przykładowo w turbinach parowych przeciwprężnych, ogniach paliwowych, turbinach gazowych z kotłem odzysknicowym, silnikach spalinowych, itd.

52. Współczynnik zmiany mocy określa się jako wartość stosunku zmiany ilości wytwarzanej energii elektrycznej i mechanicznej do zmiany ilości wytworzonego ciepła użytkowego, według wzoru:

$$\beta = \frac{-3,6 \cdot \Delta A_b}{\Delta Q_u}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

ΔAb – zmiana (zmniejszenie lub zwiększenie) produkcji energii elektrycznej w jednostce kogeneracji w okresie sprawozdawczym, spowodowana przyczynami, o których mowa w pkt. 48, wyrażona w MWh,

ΔQu – przyrost całkowitej produkcji ciepła użytkowego w jednostce kogeneracji w okresie sprawozdawczym, spowodowany przyczynami, o których mowa w pkt. 48, wyrażona w GJ.

53. Współczynniki zmiany mocy należy wyznaczać:

- a) Na podstawie aktualnej charakterystyki techniczno-ruchowej wyznaczonej w trakcie pomiarów danej jednostki kogeneracji, a w przypadku, gdy nie jest dostępna aktualna charakterystyka należy przeprowadzić pomiary w celu wyznaczenia tej charakterystyki,
- b) Obliczeniowo, na podstawie ciśnienia i temperatury dostarczanej pary, sprawności mechanicznej i wewnętrznej turbozespołu oraz ciśnienia w skraplaczu, w przypadku gdy niemożliwe jest przeprowadzenie pomiarów, lub brak charakterystyk techniczno-ruchowych, o których mowa w pkt. a).

Referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego i energii elektrycznej.

I. Zakres i zasady ogólne

1. Referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej i ciepła użytkowego, o których mowa w § 6 ust. 1 rozporządzenia, oznaczone symbolami „ η_{refe} ” oraz „ η_{refc} ” i wyrażone w procentach, należy określać za okres od 1 stycznia do 31 grudnia danego roku, według zharmonizowanych referencyjnych wartości sprawności, z zastosowaniem odpowiednich zasad i korekt określonych w niniejszym rozporządzeniu i w załącznikach do rozporządzenia, na podstawie rzeczywistych parametrów i wielkości dla jednostki kogeneracji w normalnych warunkach pracy.

2. Zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej, przyjmowane do obliczeń w latach 2006 – 2011 zawiera tablica nr 1. Jako rok rozpoczęcia eksploatacji przyjmowany jest rok kalendarzowy, w którym rozpoczęto produkcję energii elektrycznej.

3. Zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego, przyjmowane do obliczeń w latach 2006 – 2011 zawiera tablica nr 3.

4. Zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego i energii elektrycznej będą podane ponownie w 2011r., a następnie co cztery lata, w celu uwzględnienia postępu technologicznego i zmian w dystrybucji źródeł energii. Wartości historyczne nie będą weryfikowane.

5. Zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej i ciepła użytkowego są określone dla następujących warunków:

- temperatura otoczenia 15°C,
- ciśnienie atmosferyczne 1013 hPa,
- wilgotność względna 60%.

II. Referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej

6. Referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej należy wyznaczać według zharmonizowanych referencyjnych wartości sprawności wyrażonych w procentach, podanych w tablicy nr 1, z zastosowaniem odpowiednich zasad i korekt, o których mowa kolejno w pkt. od 7 do 15.

Tablica nr 1

Rodzaj paliwa zużytego w jednostce kogeneracji		Rok rozpoczęcia eksploatacji jednostki kogeneracji										
		≤1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006- 2011
Stałe	Węgiel kamienny, koks	39,7%	40,5%	41,2%	41,8%	42,3%	42,7%	43,1%	43,5%	43,8%	44,0%	44,2%
	Węgiel brunatny, brykiety z węgla brunatnego	37,3%	38,1%	38,8%	39,4%	39,9%	40,3%	40,7%	41,1%	41,4%	41,6%	41,8%
	Torf, brykiety z torfu	36,5%	36,9%	37,2%	37,5%	37,8%	38,1%	38,4%	38,6%	38,8%	38,9%	39,0%
	Drewno opałowe	25,0%	26,3%	27,5%	28,5%	29,6%	30,4%	31,1%	31,7%	32,2%	32,6%	33,0%
	Biomasa pochodzenia rolniczego	20,0%	21,0%	21,6%	22,1%	22,6%	23,1%	23,5%	24,0%	24,4%	24,7%	25,0%
	Biorozkładalne odpady komunalne	20,0%	21,0%	21,6%	22,1%	22,6%	23,1%	23,5%	24,0%	24,4%	24,7%	25,0%
	Nieodnawialne odpady komunalne i przemysłowe	20,0%	21,0%	21,6%	22,1%	22,6%	23,1%	23,5%	24,0%	24,4%	24,7%	25,0%
	Łupek naftowy	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	39,0%
Ciekłe	Olej (olej napędowy, olej opałowy), LPG	39,7%	40,5%	41,2%	41,8%	42,3%	42,7%	43,1%	43,5%	43,8%	44,0%	44,2%
	Biopaliwa	39,7%	40,5%	41,2%	41,8%	42,3%	42,7%	43,1%	43,5%	43,8%	44,0%	44,2%
	Biorozkładalne odpady	20,0%	21,0%	21,6%	22,1%	22,6%	23,1%	23,5%	24,0%	24,4%	24,7%	25,0%
	Nieodnawialne odpady	20,0%	21,0%	21,6%	22,1%	22,6%	23,1%	23,5%	24,0%	24,4%	24,7%	25,0%
Gazowe	Gaz naturalny	50,0%	50,4%	50,8%	51,1%	51,4%	51,7%	51,9%	52,1%	52,3%	52,4%	52,5%
	Gaz rafineryjny, wodór	39,7%	40,5%	41,2%	41,8%	42,3%	42,7%	43,1%	43,5%	43,8%	44,0%	44,2%
	Biogaz	36,7%	37,5%	38,3%	39,0%	39,6%	40,1%	40,6%	41,0%	41,4%	41,7%	42,0%
	Gaz koksowniczy, gaz wielkopieczowy, inne paliwa gazowe pochodzące z odpadów	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%

7. Dla jednostki kogeneracji uruchomionej w okresie ostatnich dziesięciu lat przed rokiem, dla którego ustala się referencyjną wartość sprawności, zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej przyjmuje się z tablicy nr 1 dla roku rozpoczęcia eksploatacji tej jednostki.

8. Dla jednostki kogeneracji uruchomionej wcześniej niż w okresie ostatnich dziesięciu lat przed rokiem, dla którego ustala się referencyjną wartość sprawności, zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej przyjmuje się z tablicy nr 1 dla roku rozpoczęcia eksploatacji jak jednostki 10-cio letniej.

9. W przypadku, gdy jednostka kogeneracji została zmodernizowana lub odbudowana, jako rok rozpoczęcia eksploatacji przyjmuje się:

- a. rok modernizacji/odbudowy, jeśli wartość inwestycji przewyższyła 50% nakładów inwestycyjnych na budowę porównywalnej nowej jednostki kogeneracji,
- b. rok rozpoczęcia eksploatacji jednostki, jeśli wartość inwestycji nie przewyższyła 50% nakładów inwestycyjnych na budowę porównywalnej nowej jednostki kogeneracji.

10. Jeśli jednostka kogeneracji składa się z dwóch lub więcej jednostek kogeneracji, które zostały zbudowane w różnych latach, wówczas tam gdzie jest to możliwe każda jednostka kogeneracji powinna być oceniana osobno. W przypadku, gdy ocena każdej jednostki kogeneracji osobno jest niewykonalna, wówczas wiek całego układu jest określony jako średnia ważona, liczona na podstawie udziału inwestycji w latach rozpoczęcia eksploatacji poszczególnych jednostek kogeneracji.

11. W przypadku, gdy w jednostce kogeneracji spalane są różne rodzaje paliw, referencyjną wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej skorygowaną ze względu na różnorodność paliw, oznaczaną symbolem „ $\eta_{refe\ pal}$ ” i wyrażoną w procentach, należy określać według wzoru:

$$\eta_{refe\ pal} = \sum_{i=1}^n U_i \cdot \eta_{refe\ Z_i}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

U_i - udział energii chemicznej strumienia i -tego rodzaju paliwa w całkowitej energii chemicznej paliw, o której mowa w pkt. 35 załącznika nr 1, doprowadzonych do jednostki kogeneracji, wyrażony w GJ/GJ,

$\eta_{refe\ Z_i}$ – zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej dla i -tego rodzaju paliwa spalanego w jednostce kogeneracji, podane w tablicy nr 1, wyrażone w procentach,

n – ilość strumieni energii chemicznej paliw spalanych w jednostce kogeneracji.

12. W przypadku, gdy paliwo spalane w danej jednostce kogeneracji nie widnieje w tablicy nr 1, musi ono zostać przypisane do jednego z istniejących typów paliw, zgodnie z uzasadnioną decyzją, opisującą charakterystyczne cechy danego paliwa i wybrane przyporządkowanie. Dla paliw, które nie są w żaden sposób powiązane z paliwami z tablicy nr 1 (np. paliwo jądrowe) należy odrębnie dla każdego przypadku wyznaczyć referencyjne wartości sprawności, które muszą zostać zaakceptowane przez Komisję.

13. Referencyjną wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej należy korygować w celu dostosowania średniej rocznej temperatury otoczenia wynoszącej dla

warunków panujących w Polsce 8°C, do poziomu referencyjnego, o którym mowa w pkt. 5, zgodnie z zasadą:

- o 0,1% (punktu procentowego) obniżenia sprawności za każdy stopień powyżej 15°C,
- o 0,1% (punktu procentowego) wzrostu sprawności za każdy stopień poniżej 15°C.

Referencyjna wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej skorygowana ze względu na temperaturę otoczenia, oznaczona symbolem „ $\eta_{\text{refe } t_0}$ ” i wyrażona w procentach, będzie określana według wzoru:

$$\eta_{\text{refe } t_0} = \eta_{\text{refe } p_{al}} + 0,1 \cdot (15 - t_0)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$\eta_{\text{refe } p_{al}}$ – referencyjna wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej, o której mowa w pkt. 11, wyrażona w procentach,

t_0 – średnia roczna temperatura otoczenia, przyjęta jako 8°C.

14. Korekta referencyjnych wartości sprawności z uwagi na zmianę temperatury nie jest stosowana dla ogniw paliwowych.

15. Referencyjną wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej, oznaczoną symbolem „ η_{refe} ” i wyrażoną w procentach, należy korygować ze względu na straty sieciowe, dla poziomów napięć podanych w tabelicy nr 2, do których jednostka kogeneracji oddaje energię elektryczną, z wykorzystaniem mnożników podanych w tabelicy nr 2 i określać według wzoru:

$$\eta_{\text{refe}} = \eta_{\text{refe } t_0} \cdot \sum_{i=1}^n U_i \cdot Z_i$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$\eta_{\text{refe } t_0}$ – referencyjna wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej, o której mowa w pkt. 13, wyrażona w procentach,

U_i – udział i-tego strumienia energii elektrycznej na danym poziomie napięcia, dla określonego profilu wykorzystania w całkowitym strumieniu energii elektrycznej z jednostki kogeneracji, wyrażony w MWh/MW,

Z_i – wartości mnożników dla i-tego strumienia energii elektrycznej, podane w tabelicy nr 2, wielkości bezwymiarowe,

n – ilość strumieni energii elektrycznej w jednostce kogeneracji.

Tablica nr 2

Poziom napięcia	Eksport do sieci	Wykorzystanie na potrzeby lokalne
> 200 kV	1	0,985
100-200 kV	0,985	0,965
50-100 kV	0,965	0,945
0,4-50 kV	0,945	0,925
< 0,4 kV	0,925	0,860

Uwaga:

- mnożniki podane w tablicy nr 2 nie dotyczą paliw pochodzenia drzewnego oraz biogazu
- poziom napięcia jest podawany według poziomu napięcia oddawania energii z jednostki kogeneracji do sieci elektroenergetycznych.

III. Referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego

16. Referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego należy wyznaczać według zharmonizowanych referencyjnych wartości sprawności wyrażonych w procentach, podanych w tablicy nr 3, z zastosowaniem odpowiednich zasad i korekt, o których mowa kolejno w pkt. od 17 do 19.

Tablica nr 3

Paliwo		Para technologiczna/ gorąca woda grzewcza	Bezpośrednie wykorzystanie gazów spalinowych
Stałe	Węgiel kamienny/koks	88%	80%
	Węgiel brunatny/brykiety z węgla brunatnego	86%	78%
	Torf/brykiet torfowy	86%	78%
	Paliwa drzewne	86%	78%
	Stałe (biorozkładalne) odpady + biomasa pochodzenia rolniczego	86%	72%
Płynne	Oleje (olej napędowy + komunalny olej opałowy)	89%	81%
	Płynne biopaliwa	89%	81%
	Płynne (biorozkładalne) odpady	80%	72%
Gazowe	Gaz naturalny	90%	82%
	Gaz rafineryjny	89%	81%
	Biogaz	70%	62%
	Gaz koksowy, gaz wielkopiecowy + inne gazy odpadowe	80%	72%

17. Referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego z poszczególnych paliw, oznaczone symbolem „ $\eta_{refc R}$ ” i wyrażone w procentach, należy korygować ze względu na różne rodzaje ciepła użytkowego podane w tablicy nr 3, i określać według wzoru:

$$\eta_{\text{refc R}} = \sum_{i=1}^n U_i \cdot \eta_{\text{refc Zi}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

U_{Zi} - udział ilości ciepła użytkowego i-tego rodzaju w całkowitej ilości ciepła użytkowego, o którym mowa w pkt. 29 załącznika nr 1, wyprodukowanego w jednostce kogeneracji, wyrażony w GJ/GJ,

$\eta_{\text{refc Zi}}$ – zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego dla i-tego rodzaju ciepła użytkowego w jednostce kogeneracji, podane w tabelicy nr 3, wyrażone w procentach,

n – ilość rodzajów ciepła użytkowego wyprodukowanego w jednostce kogeneracji.

18. Referencyjną wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego, oznaczaną symbolem „ η_{refc} ” i wyrażaną w procentach, należy korygować ze względu na różne rodzaje paliw spalanych w jednostce kogeneracji, wymienionych w tabelicy nr 3 i określać według wzoru:

$$\eta_{\text{refc}} = \sum_{j=1}^n U_j \cdot \eta_{\text{refc Rj}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

U_j – udział energii chemicznej strumienia i-tego rodzaju paliwa w całkowitej energii chemicznej paliw, o której mowa w pkt. 35 załącznika nr 1, doprowadzonych do jednostki kogeneracji, wyrażony w GJ/GJ,

$\eta_{\text{refc Rj}}$ – referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego z j-tego paliwa, o których mowa w pkt. 17, wyrażone w procentach,

n – ilość strumieni energii chemicznej paliw spalanych w jednostce kogeneracji.

19. W przypadku, gdy paliwo spalane w danej jednostce kogeneracji nie widnieje na liście w tabelicy nr 3, musi ono zostać przypisane do jednego z istniejących typów paliw, zgodnie z uzasadnioną decyzją, opisującą charakterystyczne cechy danego paliwa i wybrane przyporządkowanie. Dla paliw, które nie są w żaden sposób powiązane z paliwami z tabelicy nr 3 (np. paliwo jądrowe) należy odrębnie dla każdego przypadku wyznaczyć referencyjne wartości sprawności, które muszą zostać zaakceptowane przez Komisję.

IV. Sprawności wytwarzania w kogeneracji

20. Sprawność wytwarzania ciepła użytkowego w kogeneracji, oznaczoną symbolem „ η_{qc} ”, wyrażoną w procentach, o której mowa w § 6 ust. 1 rozporządzenia, oblicza się według wzoru:

$$\eta_{\text{qc}} = Q_{uq} / Q_{bq} \times 100$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Q_{uq} – ilość ciepła użytkowego wytworzonego w kogeneracji w jednostce kogeneracji, dostarczonego do sieci ciepłowniczej lub procesu produkcyjnego, wyrażona w GJ,

Q_{bq} – ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytwarzania energii elektrycznej z kogeneracji i ciepła użytkowego w kogeneracji, wyrażona w GJ.

21. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej z kogeneracji, oznaczonej symbolem „ η_{qe} ”, wyrażoną w procentach, o której mowa w § 6ust. 1, oblicza się według wzoru:

$$\eta_{qe} = 3,6 \text{ Abq} / \text{Qbq} \times 100$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Abq – ilość energii elektrycznej z kogeneracji, wyrażona w MWh,

Qbq – ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytwarzania energii elektrycznej z kogeneracji i ciepła użytkowego w kogeneracji, wyrażona w GJ.

22. Ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła użytkowego w procesie kogeneracji, oznaczoną symbolem „Qbq”, wyrażoną w GJ, o której mowa w pkt 20 i 21, oblicza się według wzoru:

$$\text{Qbq} = \text{Qb} - \text{Qbck} - \text{Qbek}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Qb – ilość energii chemicznej zużytych paliw w jednostce kogeneracji, wyrażona w GJ,

Qbck – ilość energii chemicznej zużytych paliw do wytworzenia ciepła użytkowego w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji, wyrażona w GJ,

Qbek – ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytworzenia energii elektrycznej w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji, wyrażona w GJ.

Uzasadnienie

Projekt rozporządzenia stanowi wykonanie delegacji zawartej w art. 9a ust. 10 ustawy - Prawo energetyczne po jej nowelizacji ustawą z dnia r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr z dniar., poz.....), na podstawie której minister właściwy do spraw gospodarki został zobligowany do określenia szczegółowego zakresu nałożonego ustawą obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, uiszczania opłaty zastępczej oraz sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji.

Projekt rozporządzenia zastąpi rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. Nr 267, poz. 2657).

Projekt implementuje przepisy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG (Dz. Urz. WE L 52 z 21.02.2004)

Implementacja ta dotyczy określonego w dyrektywie i wytycznych Komisji sposobu obliczania danych podawanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji przez Prezesa URE.

W projekcie określono zgodnie z dyrektywą i projektem wytycznych Komisji Europejskiej sposób obliczania:

- średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji,
- ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
- ilości ciepła użytkowego w kogeneracji,
- oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w kogeneracji w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego.

Projekt określa również wynikające z dyrektywy i wytycznych Komisji:

- sposoby wykorzystania ciepła użytkowego w kogeneracji przyjmowanego do obliczeń i podawane we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji,
- zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego, oddzielnie dla energii elektrycznej i ciepła, służące do obliczania oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku wytwarzania energii w kogeneracji,
- miejsce dokonywania pomiarów ilości energii elektrycznej i ciepła użytkowego w jednostkach kogeneracji oraz ilości paliw zużywanych do ich wytwarzania, w tym na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 91 ust. 5 ustawy.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną i dokonujące sprzedaży detalicznej tj. do odbiorców dokonujących zakupu energii elektrycznej na własne potrzeby, zgodnie z projektem ustawy, muszą wykazać się umorzonymi świadectwami z kogeneracji lub potwierdzeniem uiszczenia opłat zastępczych w wysokości odpowiadającej udziałowi określonemu w niniejszym rozporządzeniu.

Ma to na celu objęcie wsparciem energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, wyłącznie z najwyższą efektywnością energetyczną o określonych oszczędnościach energii pierwotnej. Projektowane regulacje powinny zachęcić wytwórców do zwiększania sprawności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji.

Wprowadzony limit udziału energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, objętej obowiązkiem uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji uwzględnia inny sposób określania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji zgodny z dyrektywą oraz przyjęty wzrost tego udziału w „Programie dla elektroenergetyki” przyjętym przez Radę Ministrów w marcu br.

Ze względu na wyłączenie z obowiązku kontraktów długoterminowych zawartych przez PSE S.A. z wytwórcami energii wytwarzanej w skojarzeniu przewidziano zmniejszenie w/w limitu o wielkość wynikającą z tych kontraktów. Z uwagi na trwające prace analityczne nad określeniem krajowego potencjału energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji podane w projekcie limity obowiązku, będą musiały zostać skorygowane, z uwzględnieniem wyników tej analizy.

Projekt rozporządzenia nie pociąga za sobą dodatkowych skutków dla budżetu państwa ponieważ występują takie same czynniki wpływające na budżet, jak w przypadku projektu ustawy.

Projekt również jest zgodny z istniejącymi w tym zakresie przepisami Unii Europejskiej.

OCENA SKUTKÓW REGULACJI (OSR)

Cel wprowadzenia rozporządzenia

Rozporządzenie stanowi akt wykonawczy wynikający z delegacji zawartej w art. 9a ust. 10 ustawy - Prawo energetyczne po jej nowelizacji ustawą z dnia r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr ... z dnia r., poz.), na podstawie której minister właściwy do spraw gospodarki został zobligowany do określenia szczegółowego zakresu nałożonych ustawą obowiązków w zakresie kogeneracji.

Konsultacje społeczne

Tekst rozporządzenia przygotowywany został przy udziale Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych. Projekt rozporządzenia został przesłany do przedstawicieli urzędów biorących udział i zgłaszających uwagi w uzgodnieniach międzyresortowych i konsultacjach społecznych. Projekt będzie rozesłany do towarzystw wytwórców i przedsiębiorstw energetycznych objętych obowiązkiem uzyskania i umorzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej oraz zostanie opublikowany na stronie internetowej Ministerstwa Gospodarki w celu przeprowadzenia konsultacji społecznych.

Zakres OSR

Przygotowana OSR sporządzona została zgodnie z obowiązującymi zasadami i obejmuje minimalny zakres oceny, ze względu na to, że regulacja nie pociąga kosztów dla budżetu państwa. OSR porównuje sytuację jaka jest przewidywana po wejściu w życie rozporządzenia z sytuacją wcześniejszą, kiedy obowiązywało rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. Nr 267, poz. 2657). Wyznaczone limity energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji powinny objąć całość wytwarzanej w ten sposób energii w kraju z uwzględnieniem wyłączeń wynikających z

projektu ustawy (jednostki kogeneracji objęte kontraktami długoterminowymi zgodnie z projektem ustawy nie będą objęte obowiązkiem uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji).

Skutki wprowadzenia regulacji

Wpływ regulacji na dochody i wydatki budżetu i sektora publicznego

Wdrożenie rozporządzenia nie spowoduje bezpośrednich negatywnych skutków dla budżetu państwa i sektora publicznego.

Pośrednio na wydatki i wpływy budżetowe mogą wpływać tak jak dotychczas następujące czynniki:

- wzrost udziału wartości sprzedaży droższej energii elektrycznej z kogeneracji i spadek udziału wartości sprzedaży usług przesyłania w przychodach sektora elektroenergetycznego z uwagi na wykorzystywanie lokalnie energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji,
- wzrost wpływów z podatku VAT w związku z pojawieniem się na rynku większej ilości droższej energii z kogeneracji.

Należy zauważyć, że są to takie same czynniki, jak w przypadku dotychczasowego stanu prawnego w zakresie obowiązku zakupu droższej energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu, którego wielkość przyjęto jako rosnącą w najbliższych latach. Zmiana rodzaju obowiązku może spowodować większe przychody autoproducentów, dużych elektrowni systemowych, elektrowni wykorzystujących paliwa gazowe i jednostki o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW, którzy uzyskają dodatkowe przychody ze sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia z kogeneracji.

Zmiana sposobu nałożenia i wyrównanie obciążeń związanych z obowiązkiem dla energii elektrycznej z kogeneracji nie wprowadza zmian w skali całego kraju, prowadząc jedynie do zmian lokalnych. Zmiana będzie wymuszała, ograniczony wzrost ilości energii elektrycznej objętej obowiązkiem. Wielkość początkowa udziału energii elektrycznej wytwarzanej w z kogeneracji została ustalona na podstawie dostępnych analiz przygotowywanych dla obecnego stanu kogeneracji wysokosprawnej na bazie 2004 r.

Wpływ regulacji na rynek pracy

Projektowane rozporządzenie nie zawiera przepisów, które w bezpośredni sposób wpływałyby na rynek pracy.

Wpływ regulacji na konkurencyjność gospodarki

Regulacje zaprojektowane w rozporządzeniu nie wpływają bezpośrednio na konkurencyjność gospodarki.

Wzrost wymaganej sprawności wytwarzania i uzyskania oszczędności energii pierwotnej dla wytwarzania energii elektrycznej i ciepła użytkowego zaliczanych do wysokosprawnej kogeneracji powinien wymusić działania zwiększające efektywność wykorzystania paliw pierwotnych w tych źródłach o pełnym skojarzeniu, jak i wytwarzanej w niepełnym skojarzeniu, prowadząc do racjonalizacji kosztów.

Wzrost kosztów zaopatrzenia w energię elektryczną jest ograniczony ustawą oraz zapisami rozporządzenia określającymi wysokość obowiązku oraz możliwością uwzględnienia kosztów wykonania obowiązku w taryfach do poziomu wynikającego z wysokości tego obowiązku.

Wpływ regulacji na sytuację i rozwój regionów

Zapisy rozporządzenia nie zawierają odniesień do poszczególnych regionów. Mogą nastąpić zmiany obciążeń lokalnych kosztami zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji: wzrost w regionach objętych zasięgiem działania operatorów systemów dystrybucyjnych o mniejszej mocy zainstalowanej wytwórców na ich terenie, którzy poprzez zmianę rodzaju obowiązku, będą w równym stopniu uczestniczyli w wypełnianiu obowiązku, spadek zaś w pozostałych regionach. Wzrost jest ograniczony, jak wspomniano wyżej.

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA GOSPODARKI ¹⁾
z dnia.....2006 r.

w sprawie przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną

Na podstawie art. 16a ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123, Nr 170, poz. 1217 i Nr ..., poz. ...) zarządza się, co następuje:

§ 1.

Rozporządzenie określa:

- 1) szczegółowe wymagania co do zawartości dokumentacji przetargowej na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną, zwanego dalej „przetargiem”;
- 2) warunki i tryb organizowania i przeprowadzenia przetargu.

§ 2.

1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zwany dalej „Prezesem URE” ogłasza przetarg na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki.
2. Prezes URE sporządza dokumentację przetargową.
3. Postępowanie przetargowe rozpoczyna się w dniu opublikowania ogłoszenia o przetargu w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki i w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej.

§ 3.

1. Dokumentacja przetargowa, w zakresie formalnych warunków uczestnictwa w przetargu określa:

¹⁾ Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej - gospodarka na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 lipca 2006 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 131, poz. 909).

- 1) miejsce, formę oraz termin złożenia oferty;
- 2) obowiązek nabycia dokumentacji przetargowej, po uiszczeniu opłaty o której mowa w art. 16a ust. 3 ustawy;
- 3) wymóg podania adresu właściwego do doręczeń.

2. W zakresie wymagań, jakie powinna spełniać oferta, w dokumentacji przetargowej określa się:

1) obowiązek przedłożenia dokumentów:

- a) potwierdzających formę prawną podmiotu uczestniczącego w przetargu, zwanego dalej „uczestnikiem przetargu”, w tym aktualnego odpisu z właściwego rejestru albo aktualnego zaświadczenia o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej,
- b) potwierdzających wiarygodność finansową uczestnika przetargu, w tym sprawozdań finansowych za ostatnie 3 lata wykonywanej przez uczestnika przetargu działalności gospodarczej, a w przypadku gdy działalność ta wykonywana jest w okresie krótszym niż 3 lata – za okres jej wykonywania,
- c) potwierdzających uiszczenie opłaty, o której mowa w art. 16a ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”;

2) obowiązek przedłożenia informacji:

- a) o zakresie i formie wykonywanej działalności gospodarczej, w szczególności dotyczącej doświadczenia w organizacji finansowania budowy, realizacji budowy mocy wytwórczych energii elektrycznej, realizacji przedsięwzięć określonych w §1, pkt.1, poprzez podanie co najmniej dwóch przedsięwzięć o porównywalnym zakresie,
- b) informacji o środkach finansowych planowanych do realizacji przedsięwzięć określonych w §1, pkt.1, wraz z dokumentami potwierdzającymi możliwość zgromadzenia środków finansowych na te przedsięwzięcia,
- c) o możliwościach technicznych wykonywania przedsięwzięć inwestycyjnych określonych w §1, pkt.1,
- d) wykazu dostarczonych dokumentów;

3) w przypadku oferty dotyczącej budowy nowych mocy wytwórczych, istnieje wymóg przedłożenia:

- a) wstępnego studium wykonalności inwestycji,
- b) harmonogramu robót budowlanych, z uwzględnieniem terminów opracowania projektu budowlanego, rozpoczęcia i zakończenia budowy oraz terminów realizacji poszczególnych obiektów,
- c) informacji o przewidzianych do zastosowania rozwiązaniach technicznych, technologicznych oraz materiałowych,
- d) informacji o planowanych działaniach i kosztach dotyczących ochrony środowiska,
- e) informacji o kwalifikacjach osób odpowiedzialnych za realizację przedsięwzięcia, w tym członków władz zarządzających i głównych ekspertów poprzez przedstawienie ich życiorysów zawodowych i uprawnień zawodowych,

- f) innych danych lub informacji wynikających ze specyfikacji inwestycji;
 - 4) miejsce i termin złożenia i otwarcia ofert.
3. W zakresie kryteriów oceny ofert w dokumentacji przetargowej zamieszcza się:
- 1) szczegółowy opis kryteriów oceny ofert;
 - 2) szczegółowy opis sposobu oceny ofert w zakresie każdego z kryteriów oceny ofert;
 - 3) określenie minimalnej liczby punktów, wymaganej do zakwalifikowania oferty do dalszego postępowania zwaną dalej „minimum kwalifikacyjnym”;
 - 4) określenie maksymalnej liczby punktów, jaką może uzyskać oferta w zakresie każdego z kryteriów oceny ofert.
4. W dokumentacji przetargowej można zamieścić następujące informacje dotyczące realizacji przedsięwzięć będących przedmiotem przetargu:
- 1) wskazanie lokalizacji nowych mocy wytwórczych;
 - 2) podstawowe wymagania techniczne danej inwestycji;
 - 3) tryb składania dokumentacji ofertowej;
 - 4) inne dane lub informacje wynikające ze realizacji przedsięwzięć objętych postępowaniem przetargowym;
 - 5) wzór umowy, pomiędzy Prezesem URE a podmiotem, który zostanie wyłoniony w drodze przetargu.
5. Dokumenty, o których mowa w ust. 2, oferent składa w formie oryginału lub kserokopii poświadczonych za zgodność z oryginałem.
6. Oferty złożone po terminie określonym w dokumentacji przetargowej zwraca się bez otwierania.

§ 4.

- 1. Uczestnik przetargu, który nabył dokumentację przetargową, może, nie później niż na 30 dni przed upływem terminu złożenia ofert, zwrócić się do Prezesa URE z pisemnym wnioskiem o wyjaśnienie jej treści.
- 2. Prezes URE niezwłocznie przekazuje wyjaśnienie, bez ujawniania źródła zapytania, wszystkim uczestnikom przetargu, którzy nabyli dokumentację przetargową oraz podali adres właściwy do doręczeń. Wyjaśnienie to jest wiążące dla uczestników przetargu.
- 3. Wyjaśnienie, o którym mowa w ust. 2, podlega także ogłoszeniu na stronach internetowych URE.
- 4. Przekroczenie terminu określonego w ust. 1 skutkuje pozostawieniem wniosku bez rozpatrzenia.

§ 5.

- 1. Do przeprowadzenia przetargu Prezes URE powołuje Komisję Przetargową, zwaną dalej "Komisją".

2. Powołanie Komisji następuje przed upływem terminu wyznaczonego do składania ofert.
3. Prezes URE powołuje Komisję w składzie od 6 do 9 członków, spośród osób posiadających wiedzę i doświadczenie niezbędne do przeprowadzenia postępowania przetargowego, wyznacza jej przewodniczącego i zatwierdza sporządzony przez Komisję regulamin pracy.
4. Regulamin, o którym mowa w ust. 3, określa w szczególności: tryb i organizację pracy Komisji, zadania przewodniczącego Komisji oraz sposób zapewnienia poufności pracy Komisji.
5. Członkowie Komisji składają pisemne zobowiązanie co do nieujawniania informacji uzyskanych w związku z pracami Komisji.
6. Członkowie Komisji po otwarciu ofert składają pisemne oświadczenia, że:
 - 1) nie pozostają w związku małżeńskim albo w stosunku pokrewieństwa lub powinowactwa w linii prostej, pokrewieństwa lub powinowactwa w linii bocznej do drugiego stopnia oraz nie są związani z tytułu przysposobienia, opieki lub kurateli z oferentem, jego zastępcą prawnym lub członkami władz osób prawnych ubiegających się o realizację przedsięwzięć określonych w §1, pkt1;
 - 2) w ciągu trzech lat do daty wszczęcia postępowania nie pozostawali w stosunku pracy lub zlecenia z oferentem, nie byli członkami władz osób prawnych ubiegających się o realizację przedsięwzięć określonych w §1, pkt1;
 - 3) nie pozostają z oferentem, jego zastępcą prawnym lub członkami władz osób prawnych ubiegających się o realizację przedsięwzięć określonych w par.1, ust. 1w takim stosunku prawnym lub faktycznym, że może to budzić uzasadnione wątpliwości co do ich bezstronności.
7. Prezes URE odwołuje członka Komisji, który nie złożył oświadczenia wymienionego w ust. 5. i ust.6 oraz z chwilą uzyskania informacji wskazujących na nieprawidłowość złożonego oświadczenia.
8. W miejsce odwołanego członka Komisji Prezes URE powołuje nowego członka komisji.
9. Komisja wykonuje swoje czynności na posiedzeniach.
10. Komisja podejmuje uchwały zwykłą większością głosów w obecności co najmniej 2/3 jej składu. W przypadku równej liczby głosów o wyniku głosowania decyduje głos przewodniczącego Komisji.

§ 6.

1. Przetarg przeprowadza się w dwóch etapach.
2. Etap pierwszy obejmuje sprawdzenie ofert pod kątem:
 - 1) terminu złożenia określonego w dokumentacji przetargowej;
 - 2) uiszczenia opłaty za nabycie dokumentacji przetargowej, potwierdzonego dowodem wpłaty;
 - 3) spełnienia warunków określonych w dokumentacji przetargowej, którym odpowiadać powinien uczestnik przetargu;
 - 4) formy i zgodności oferty z wymaganiami dokumentacji przetargowej.

3. Do drugiego etapu kwalifikują się oferty, które spełniają warunki i wymagań określone w pierwszym etapie.
4. Etap drugi obejmuje:
 - 1) ocenę ofert w oparciu o kryteria oceny ofert określone przez Prezesa URE w dokumentacji przetargowej; o których mowa w § 3 ust. 3;
 - 2) przyznanie każdej z ofert liczby punktów w oparciu o poszczególne kryteria w etapie drugim;
 - 3) wskazanie ofert, które uzyskały minimum kwalifikacyjne.
5. Ocena oferty stanowi sumę punktów uzyskanych dla poszczególnych kryteriów w etapie drugim.
6. W przypadku gdy dwie lub więcej ofert uzyska jednakową liczbę punktów, o wyborze oferty decydują następujące czynniki:
 - 1) wysokość nakładów na realizację inwestycji;
 - 2) okres zwrotu nakładów inwestycyjnych;
 - 3) cena energii elektrycznej, która będzie wytworzona w nowych mocach wytwórczych lub
 - 4) oszczędności wynikające z realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną.

§ 7.

1. Komisja sporządza protokół z postępowania przetargowego.
2. Protokół powinien zawierać w szczególności:
 - 1) datę i miejsce przeprowadzenia poszczególnych etapów przetargu;
 - 2) imiona i nazwiska członków Komisji, z wyszczególnieniem czynności, w których brali udział;
 - 3) wykaz nazw i adresów uczestników przetargu;
 - 4) liczbę ofert, które napłynęły oraz wykaz ofert poddanych sprawdzeniu w etapie pierwszym;
 - 5) oznaczenie ofert zakwalifikowanych do etapu drugiego oraz niezakwalifikowanych z podaniem przyczyn ich niezakwalifikowania;
 - 6) liczbę punktów, jaką uzyskała każda z ofert w etapie drugim w zakresie poszczególnych kryteriów;
 - 7) szczegółowe uzasadnienie ocen dokonywanych w postępowaniu przetargowym, w tym rozstrzygnięcia dotyczącego uzyskania minimum kwalifikacyjnego;
 - 8) ustalenie kolejności ofert wraz z oceną punktową i uzasadnieniem;
 - 9) wskazanie wybranej oferty;
 - 10) podanie przyczyn nierozstrzygnięcia przetargu, o ile nie został on rozstrzygnięty;
 - 11) podpisy wszystkich członków Komisji.

3. Dokumentacja związana z przeprowadzonym przetargiem stanowi załącznik do protokołu.
4. Komisja niezwłocznie przekazuje Prezesowi URE protokół z postępowania przetargowego.
5. Protokół wraz z załączoną dokumentacją udostępnia się do wglądu uczestnikom przetargu na ich wniosek, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych oraz innych informacji prawnie chronionych.

§ 8.

Prezes URE, po zakończeniu postępowania przetargowego, niezwłocznie zawiadamia na piśmie uczestników przetargu o wyniku przetargu.

§ 9.

Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

MINISTER GOSPODARKI

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy w sprawie trybu przeprowadzania przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych lub przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną stanowi wykonanie upoważnienia zawartego w art. 16a ust.8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz.625, Nr 104, poz.708, Nr 158, poz. 1123, Nr 170, poz. 1217 i Nr ..., poz. ...).

Proponowane rozwiązania dotyczą materii dotychczas nieregulowanej.

Dostosowanie przepisów ustawy – Prawo energetyczne do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej 2003/54/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 96/92/WE (Dz.Urz. L 176 15.07.2003) (DE), wymagało wprowadzenia regulacji w zakresie prowadzenia przetargów na nowe moce wytwórcze energii elektrycznej lub przedsięwzięcia dla zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną (art. 6 i 7 DE), jeżeli rynek konkurencyjny nie zapewnia odpowiedniej podaży inwestycji w nowe źródła energii elektrycznej. Przetargów na nowe źródła energii nie mogą ogłaszać przedsiębiorstwa sieciowe wchodzące w skład przedsiębiorstw lub grupy przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych. W tym zakresie nowe Dyrektywy zalecają, aby państwa członkowskie wyznaczały do tego celu organy niezależne od przemysłu energetycznego (art. 7 ust. 5 DE). Regulacje te mają służyć zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw w perspektywie długofalowej.

W ogłoszeniu o przetargu określa się instrumenty ekonomiczno- finansowe, określone w odrębnych przepisach, umożliwiające realizację przedmiotowych przedsięwzięć na warunkach preferencyjnych. Prezes URE przed opublikowaniem ogłoszenia, zgodnie z art. 16 ust. 4 ustawy, uzgadnia rodzaje ww. instrumentów z ministrem właściwym ds. finansów publicznych oraz z innymi właściwymi organami administracji państwowej.

Rozporządzenie określa szczegółowy tryb ogłaszania przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub na realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną, w tym szczegółowe wymagania co do zawartości dokumentacji przetargowej oraz określa warunki i tryb organizowania, przeprowadzenia i zakończenia przetargu. Określone w rozporządzeniu wymagania dotyczące warunków organizowania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przetargu powinny zapewnić przejrzystość kryteriów przetargu oraz równoprawne traktowanie jego uczestników.

W § 1 określono zakres przedmiotowy rozporządzenia. W § 2 dotyczy trybu organizowania przetargu. Stanowi, iż przetarg jest ogłaszany przez Prezesa URE na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki oraz określa kiedy rozpoczyna się postępowanie przetargowe.

W § 3 określone zostały szczegółowe wymagania co do zawartości dokumentacji przetargowej z uwzględnieniem podziału na warunki uczestnictwa w przetargu, wymagania, jakim powinna odpowiadać dokumentacja przetargowa, wymagania w zakresie kryteriów oceny ofert, a także z uwzględnieniem dodatkowych wymagań dotyczących zawartości oferty na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej. W § 4 uregulowano kwestię

wyjaśnienia przez Prezesa URE treści dokumentacji przetargowej na żądanie uczestnika przetargu, który tę dokumentację nabył.

Wyznaczenie przez Prezesa URE komisji przetargowej na podstawie przepisów § 5 rozporządzenia, gwarantować będzie obiektywną ocenę przedłożonych ofert, na podstawie której Prezes URE będzie mógł dokonać wyboru najlepszego oferenta zapewniającego prawidłową realizację przedmiotu przetargu. § 5 określa tryb powoływania i pracy komisji. § 6 stanowi, iż postępowanie przetargowe przeprowadza się w dwóch etapach. W pierwszym etapie sprawdza się spełnienie warunków formalnych uczestnictwa w przetargu, natomiast w drugim etapie oferty są poddawane ocenie na podstawie kryteriów oceny ofert. § 7 reguluje kwestie dotyczące protokołu z postępowania przetargowego. Określa kto sporządza protokół i definiuje jego zawartość. Stanowi także, iż protokół udostępnia się do wglądu uczestnikom przetargu. Poinformowanie uczestników przetargu o jego wyniku zapewnia § 8, który stanowi, iż Prezes URE musi tego dokonać pisemnie. § 9 stanowi, że rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

Podmiotami, do których jest adresowane rozporządzenie są podmioty działające w obszarze sektora energetycznego.

Projekt będzie konsultowany z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych sektora elektroenergetycznego.

Wejście w życie projektowanego rozporządzenia nie będzie miało dodatkowego wpływu na sektor finansów publicznych (w tym budżet państwa i budżety jednostek samorządu terytorialnego), rynek pracy, konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki jak również na sytuację i rozwój regionalny.

Przetarg będzie ogłaszany w szczególnych sytuacjach, jedynie gdy procedury wydawania koncesji w odniesieniu do nowych mocy wytwórczych lub podjęte przedsięwzięcia w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw są niewystarczające dla osiągnięcia tego celu.

Określone w uzgodnieniu z właściwymi ministrami i podane w ogłoszeniu o przetargu instrumenty ekonomiczno-finansowe umożliwiające realizację przedmiotowych przedsięwzięć na warunkach preferencyjnych będą wynikały z odrębnych przepisów. Prezes URE przed opublikowaniem ogłoszenia, zgodnie z art. 16 ust. 4 ustawy, uzgadnia rodzaje ww. instrumentów z ministrem właściwym ds. finansów publicznych oraz z innymi właściwymi organami administracji państwowej.

Rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.