



SEJM
RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
VI kadencja
Prezes Rady Ministrów
RM 10-43-09

Do druku nr 2176

Warszawa, 20 sierpnia 2009 r.

Pan
Bronisław Komorowski
Marszałek Sejmu
Rzeczypospolitej Polskiej

Szanowny Panie Marszałku

W ślad za pismem z dnia 29 czerwca 2009 r., przy którym przesłano Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej projekt ustawy

**- o zmianie ustawy - Prawo energetyczne
oraz o zmianie innych ustaw,**

przekazuję, zgodnie z wymogami art. 34 ust 4a regulaminu Sejmu, **projekty aktów wykonawczych.**

Z poważaniem

(-) Donald Tusk

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA GOSPODARKI¹⁾**

z dnia

w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

Na podstawie art. 9 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.²⁾) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci;
- 2) warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich;
- 3) sposób prowadzenia obrotu energią elektryczną;
- 4) warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych;
- 5) zakres, warunki i sposób bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz prowadzenia z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu;
- 6) zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami systemowymi;
- 7) sposób koordynacji planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego;
- 8) warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, zarządzania przepływami i dysponowania mocą jednostek wytwórczych oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych;
- 9) zakres i sposób przekazywania informacji między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;
- 10) zakres i sposób przekazywania odbiorcom przez sprzedawcę informacji o strukturze paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w poprzednim roku;
- 11) sposób informowania odbiorców przez sprzedawcę o miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w

poprzednim roku na środowisko, co najmniej w zakresie emisji dwutlenku węgla i radioaktywnych odpadów;

- 12) parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców;
- 13) sposób załatwiania reklamacji;
- 14) sposób i zakres udostępniania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej, pracy krajowego systemu elektroenergetycznego oraz ofertach bilansujących składanych przez jednostki wytwórcze.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) farma wiatrowa - jednostkę wytwórczą lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia;
- 2) jednostka grafikowa - zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej;
- 3) jednostka wytwórcza centralnie dysponowana (JWCD) - jednostkę wytwórczą:
 - a) przyłączoną do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo
 - b) kondensacyjną o mocy osiągalnej wyższej niż 100 MW przyłączoną do koordynowanej sieci 110 kV, albo
 - c) przyłączoną do koordynowanej sieci 110 kV inną niż określona w lit. b, którą operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ta jednostka wytwórcza jest przyłączona;
- 4) jednostka wytwórcza centralnie koordynowana (JWCK) - jednostkę wytwórczą o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączoną do koordynowanej sieci 110 kV, niebędącą jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną (JWCD);
- 5) ⁽¹⁾ (uchylony);
- 6) miejsce dostarczania energii elektrycznej - punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będący jednocześnie miejscem jej odbioru;
- 7) miejsce przyłączenia - punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią;
- 8) moc przyłączeniowa - moc czynną planowaną do pobierania lub wprowadzania do sieci, określoną w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalną wyznaczaną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, służącą do zaprojektowania przyłącza;
- 9) moc umowna - moc czynną pobieraną lub wprowadzaną do sieci, określoną w:
 - a) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej, jako wartość maksymalną, wyznaczaną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15-minutowych, albo
 - b) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, jako średnią z maksymalnych łącznych mocy średniogodzinnych pobieranych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w miejscach dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej

- będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej, wyznaczoną na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych, albo
- c) umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, zawieranej pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dla miejsc dostarczania energii elektrycznej niebędących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy w okresie godziny;
 - 10) oferta bilansująca - ofertę produkcyjno-cenową wytwarzania energii elektrycznej zawierającą dane handlowe i techniczne, składaną dla jednostki grafikowej w ramach centralnego mechanizmu bilansowania handlowego;
 - 11) operator - operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego;
 - 12) przyłączy - odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
 - 13) rezerwa mocy - możliwą do wykorzystania w danym okresie zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci;
 - 14) rzeczywiste miejsce dostarczania energii elektrycznej - miejsce dostarczania energii elektrycznej, w którym jest realizowana dostawa tej energii powiązana bezpośrednio z jej fizycznymi przepływami, której ilość jest wyznaczana za pomocą układu pomiarowo-rozliczeniowego, będące jednocześnie rzeczywistym miejscem odbioru tej energii;
 - 15) standardowy profil zużycia energii elektrycznej - 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 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 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;
 - 16) swobodne bilansowanie - bilansowanie systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem dostępnych w danym okresie zakresów mocy określonych w ofertach bilansujących o najniższych cenach; za dostępny zakres mocy uznaje się zakres mocy dyspozycyjnej jednostki wytwórczej możliwy do wykorzystania w aktualnych warunkach pracy sieci;
 - 17) system pomiarowo-rozliczeniowy - teleinformatyczny system pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych;
 - 18) układ pomiarowo-rozliczeniowy - liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię;
 - 19) usługi systemowe - usługi świadczone na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego niezbędne do zapewnienia przez tego operatora prawidłowego

funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej;

- 20) ustawa - ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;
- 21) wirtualne miejsce dostarczania energii elektrycznej - miejsce dostarczania energii elektrycznej, w którym jest realizowana dostawa tej energii niepowiązana bezpośrednio z jej fizycznymi przepływami, której ilość jest wyznaczana za pomocą algorytmów na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej, będące jednocześnie wirtualnym miejscem odbioru tej energii;
- 22) wyłączenie awaryjne - wyłączenie urządzeń, automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska;
- 23) wytwórca - przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej.

Rozdział 2

Kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz warunki przyłączenia do sieci

§ 3. 1. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dzieli się na grupy, zwane dalej "grupami przyłączeniowymi", według następujących kryteriów:

- 1) grupa I - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;
- 2) grupa II - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV;
- 3) grupa III - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV;
- 4) grupa IV - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A;
- 5) grupa V - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A;
- 6) grupa VI - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.

2. Napięcie znamionowe, o którym mowa w ust. 1, określa się w miejscu dostarczania energii elektrycznej.

§ 4. Przyłączenie podmiotu do sieci następuje na podstawie umowy o przyłączenie do sieci, o której mowa w art. 7 ust. 1 ustawy, i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci, zwanych dalej "warunkami przyłączenia".

§ 5. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich określa załącznik nr 1 do rozporządzenia.

§ 6. 1. Wniosek, o którym mowa w art. 7 ust. 3a ustawy zwany dalej „wnioskiem o określenie warunków przyłączenia” powinien oprócz danych określonych w art. 7 ust. 3b ustawy zawierać również:

- 2) określenie mocy przyłączeniowej dla każdego miejsca dostarczania energii elektrycznej;
- 3) przewidywane roczne zużycie energii elektrycznej;
- 4) przewidywany termin rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej lub jej poboru;
- 5) parametry techniczne, charakterystykę ruchową i eksploatacyjną przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-IV;
- 6) określenie minimalnej mocy wymaganej dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia, w przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podmiotom zaliczanym do grup przyłączeniowych I-III;
- 7) informacje techniczne dotyczące zakłóceń wprowadzanych przez urządzenia, instalacje i sieci wnioskodawcy oraz charakterystykę obciążeń, niezbędne do określenia warunków przyłączenia, w przypadku podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-IV.

2. Wniosek o określenie warunków przyłączenia dla wytwórców powinien zawierać dane i informacje, o których mowa w ust. 1, oraz:

- 1) określenie:
 - a) maksymalnej rocznej ilości wytwarzania energii elektrycznej i ilości tej energii dostarczanej do sieci,
 - b) mocy zainstalowanej, osiągalnej, dyspozycyjnej i pozornej jednostek wytwórczych,
 - c) zakresu dopuszczalnych zmian obciążeń jednostek wytwórczych lub ich grup,
 - d) liczbę przyłączanych jednostek wytwórczych;
- 2) wielkość planowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w celu pokrycia potrzeb własnych wytwórcy;
- 3) stopień skompensowania mocy biernej:
 - a) związanej z odbiorem energii elektrycznej czynnej na potrzeby własne wytwórcy oraz
 - b) związanej z wprowadzaniem wyprodukowanej energii elektrycznej do sieci.

3. Wniosek o określenie warunków przyłączenia farm wiatrowych powinien zawierać dane i informacje, o których mowa w ust. 1 i 2, oraz określać:

- 1) liczbę jednostek wytwórczych farmy wiatrowej;
- 2) typy generatorów;
- 3) przewidywane wartości parametrów elektrycznych sieci i transformatorów wchodzących w skład instalacji i urządzeń farmy wiatrowej.

4. Wniosek o określenie warunków przyłączenia może zawierać także wymagania dotyczące odmiennych od standardowych parametrów technicznych energii elektrycznej lub parametrów jej dostarczania, w tym:

- 1) dopuszczalnej zawartości interharmonicznych i wyższych harmoniczných;
- 2) dopuszczalnej asymetrii napięć;
- 3) dopuszczalnych odchyleń i wahań napięcia w miejscu dostarczania energii elektrycznej;
- 4) dopuszczalnego czasu trwania przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej.

5. Do wniosku o określenie warunków przyłączenia oprócz dokumentów określonych w art. 7 ust. 8d ustawy należy dołączyć również:

- 1) dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci;
- 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci, względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów;
- 3) wyciąg ze sprawozdania z badań jakości energii elektrycznej wytworzonej przez turbiny wiatrowe, jeżeli wniosek dotyczy warunków przyłączenia farm wiatrowych;
- 4) ekspertyzę wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, o której mowa w art. 7 ust. 8e ustawy.

6. Wzór wniosku o określenie warunków przyłączenia ustala oraz udostępnia przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej; we wzorze wniosku dla podmiotu zaliczanego do II grupy przyłączeniowej powinien być określony co najmniej taki zakres informacji, jaki zawiera wzór wniosku ustalony przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

§ 7. 1. Warunki przyłączenia określają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia;
- 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej;
- 3) moc przyłączeniową;
- 4) rodzaj przyłącza;
- 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem;
- 6) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne graniczne parametry ich pracy;
- 7) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej;
- 8) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 9) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i systemu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 10) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej;
- 11) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów:
 - a) zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - b) zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączenia lub trwania;
- 12) wymagany stopień skompensowania mocy biernej;
- 13) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
 - c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - d) wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie;
- 14) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych;
- 15) dane i informacje dotyczące sieci niezbędne w celu doboru systemu ochrony przed porażeniami w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane.

2. Warunki przyłączenia wytwórcy jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne powinny określać: wymagania, dane i informacje, o których mowa w ust. 1, oraz wymagany stopień skompensowania mocy biernej podczas wprowadzania przez wytwórcę do sieci wyprodukowanej energii elektrycznej czynnej.

3. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej oraz zakres i warunki wykonania ekspertyzy, o której mowa w art. 7 ust. 8e, ustawy wymagają uzgodnienia z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w przypadku:

- 1) urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej;
- 2) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla podmiotu zaliczanego do I lub II grupy przyłączeniowej, uzgadnia je z operatorem, do którego sieci przedsiębiorstwo to jest przyłączone.

5. Operatorzy dokonują uzgodnień, o których mowa w ust. 3 i 4, w terminie nieprzekraczającym 60 dni od dnia złożenia dokumentacji dotyczącej warunków przyłączenia albo warunków połączenia sieci.

6. Warunki przyłączenia są przekazywane wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci.

§ 8. 1. Warunki połączenia skoordynowanej sieci 110 kV pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz warunki połączenia sieci pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego a operatorem zagranicznym określa umowa; warunki te wymagają uzgodnienia z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

2. Warunki połączenia sieci pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej niebędącymi operatorami określa umowa; warunki te wymagają uzgodnienia z operatorem lub operatorami prowadzącymi ruch tych sieci.

3. Uzgodnienia, o których mowa w ust. 1 i 2, są dokonywane w terminie nieprzekraczającym 60 dni od dnia złożenia dokumentów dotyczących połączenia sieci, określonych w umowie.

Rozdział 3

Sposób prowadzenia obrotu energią elektryczną

§ 9. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi obrót energią elektryczną na warunkach określonych w ustawie, koncesji, taryfie i umowie sprzedaży energii elektrycznej.

§ 10. 1. W przypadku zmiany sprzedawcy energii elektrycznej wraz z oświadczeniem o wypowiedzeniu umowy, o której mowa w art. 4j ust. 3, ustawy, odbiorca końcowy energii elektrycznej przekazuje dotychczasowemu sprzedawcy informacje dotyczące nazwy i adresu nowego sprzedawcy tej energii.

2. Dotychczasowy sprzedawca energii elektrycznej po otrzymaniu oświadczenia o wypowiedzeniu umowy, o której mowa w art. 4j ust. 3 ustawy oraz informacji, o których mowa w ust. 1 niezwłocznie informuje nowego sprzedawcę oraz przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, do którego odbiorca wypowiedzanej tej umowy jest przyłączony, o dacie rozwiązania tej umowy.

§ 11. W przypadku gdy umowa, o której mowa w art. 4j ust. 3 ustawy dotyczy odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą w gospodarstwie domowym umowa ta ulega rozwiązaniu w

ostatnim dniu okresu rozliczeniowego lub w każdy inny dzień określony w umowie sprzedaży energii elektrycznej, w którym dokonany zostanie odczyt układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz nastąpi rozpoczęcie dostarczania energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę.

§ 12. Nowy sprzedawca rozpoczyna sprzedaż energii elektrycznej z dniem rozwiązania umowy, o której mowa w art. 4j ust. 3 ustawy.

Rozdział 4

Warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych

§ 13. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej świadczy usługi przesyłania lub dystrybucji tej energii na warunkach określonych w koncesji, w taryfie, w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie kompleksowej oraz w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej zawiera z odbiorcą przyłączonym do jego sieci umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej przed rozwiązaniem umowy kompleksowej.

3. Usługa przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:

- 1) ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz niezawodności jej dostarczania;
- 2) parametrów jakościowych energii elektrycznej.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej:

- 1) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi, o których mowa w § 39, i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej;
- 2) instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz system pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców;
- 3) powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie, o której mowa w § 43 pkt 4;
- 4) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej;
- 5) przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi, o którym mowa w § 14, odpowiedzialnemu za rozliczanie niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu;

6) umożliwia wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energią elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę dystrybucji energii elektrycznej:

- 1) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej;
- 2) opracowuje i wdraża procedury zmiany sprzedawcy.

§ 14. Odbiorca, wytwórca lub podmiot przez niego upoważniony, zawierając umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, powinien określić w tej umowie podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe.

§ 15. 1. Określone w umowie, o której mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2 ustawy, postanowienia dotyczące ilości przesyłanej energii elektrycznej powinny uwzględniać:

- 1) sposób określania i rozliczania niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu:
 - a) na podstawie informacji o nabytej lub sprzedanej energii elektrycznej, przedstawiających zbiór danych określający ilości energii elektrycznej - oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczeniowych albo
 - b) według standardowego profilu zużycia energii elektrycznej oraz rzeczywiście pobranej energii elektrycznej;
- 2) sposób zgłaszania informacji o umowach sprzedaży energii elektrycznej;
- 3) w przypadku gdy umowa ta jest zawierana:
 - a) z wytwórcą - obowiązki stron wynikające z realizacji usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie, o którym mowa w § 13 ust. 3,
 - b) pomiędzy operatorem a przedsiębiorstwem energetycznym posiadającym koncesję na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej niebędącym operatorem - warunki świadczenia usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa, w zakresie, o którym mowa w § 13 ust. 3,
 - c) pomiędzy operatorem systemu przesyłowego a operatorem systemu dystrybucyjnego - warunki świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej dla odbiorców znajdujących się na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w zakresie, o którym mowa w § 13 ust. 3,
 - d) pomiędzy operatorem a wytwórcą - zasady korzystania, w zakresie niezbędnym, przez operatora z sieci, instalacji i urządzeń należących do wytwórcy oraz miejsca rozgraniczania własności tych urządzeń.

2. Rozliczanie niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu prowadzi się dla odbiorców zaliczanych do grupy przyłączeniowej:

- 1) I-IV - na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. a;
- 2) V - na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. b;
- 3) V - gdy odbiorca posiada urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych z wykorzystaniem układów do transmisji danych, zgodnym z systemem akwizycji i przetwarzania danych stosowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony odbiorca, lub innego sposobu przekazywania danych pomiarowych, w tym okresowych odczytów, określonego w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej - na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. a;

- 4) VI - na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. a, z wyjątkiem odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, nieposiadających urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających rejestrację danych, którzy są rozliczani na podstawie informacji, o których mowa w ust. 1 pkt 1 lit. b.

§ 16. Ruch sieciowy i eksploatacja sieci powinny odbywać się zgodnie z instrukcją, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, opracowaną i udostępnianą przez właściwego operatora.

§ 17. Plany remontów i wyłączeń z ruchu urządzeń, instalacji i sieci w zakresie, w jakim mają wpływ na ruch i eksploatację sieci, do której są przyłączone, wymagają uzgodnienia z operatorem prowadzącym ruch i eksploatację tej sieci.

§ 18. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zapewnia dostęp do połączeń międzysystemowych, w zakresie posiadanych zdolności przesyłowych, na warunkach uzgodnionych z operatorami systemów przesyłowych krajów sąsiadujących z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, z wykorzystaniem mechanizmu udostępniania zdolności przesyłowych spełniającego wymagania niedyskryminacji i przejrzystości.

Rozdział 5

Zakres, warunki i sposób bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz prowadzenia z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu

§ 19. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, bilansując system elektroenergetyczny, bierze pod uwagę zrównoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną i jej wytwarzanie, ograniczenia sieciowe dostarczania energii elektrycznej, parametry techniczne jednostek wytwórczych oraz złożone oferty bilansujące.

2. Oferty bilansujące przekazywane operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego przez wytwórców posiadających jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) dotyczą każdej godziny doby, na którą jest przygotowywany plan pracy tego systemu.

§ 20. 1. Rozliczenia wynikające z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu są realizowane przez:

- 1) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz
- 2) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

2. Dla prowadzenia rozliczeń, o których mowa w ust. 1, miejscem dostarczenia energii elektrycznej może być fizyczny punkt przyłączenia wyposażony w układ pomiarowo-rozliczeniowy lub suma tych punktów.

3. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu, dla każdego miejsca jej dostarczania, dokonuje jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe.

4. Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe przekazuje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego informacje o umowach sprzedaży energii elektrycznej oraz ilości energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z tego systemu.

§ 21. 1. Rozliczenia wynikające z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu dokonuje się na podstawie:

- 1) przekazanych informacji o umowach sprzedaży energii elektrycznej;
- 2) zmierzonych ilości energii elektrycznej rzeczywiście wytworzonej lub pobranej z systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
- 3) informacji o wykorzystaniu ofert bilansujących.

2. W przypadku gdy bilansowania systemu dokonuje operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w rozliczeniach wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu cenę za tę energię ustala się jako:

- 1) sumę ceny swobodnego bilansowania i składnika bilansującego - w przypadku energii elektrycznej pobranej z systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
- 2) różnicę między ceną swobodnego bilansowania a składnikiem bilansującym - w przypadku energii elektrycznej dostarczonej do systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

3. Cenę swobodnego bilansowania, o której mowa w ust. 2, określa się jako cenę krańcową wyznaczoną dla każdej godziny doby na podstawie ofert bilansujących dla swobodnego bilansowania.

4. Wartość składnika bilansującego, o którym mowa w ust. 2, określa się na podstawie różnicy pomiędzy średnią ceną energii elektrycznej na rynku energii elektrycznej, z wyłączeniem centralnego mechanizmu bilansowania handlowego, oraz średnią ceną swobodnego bilansowania, przyjmując, że wartość tego składnika może być:

- 1) większa od zera, jeżeli dla zapewnienia warunków konkurencji na rynku energii elektrycznej lub bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego jest wymagane tworzenie zachęt ekonomicznych, dla podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej, do bilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu w ramach umów sprzedaży energii elektrycznej zawieranych przez te podmioty;
- 2) równa zero, jeżeli nie występuje potrzeba tworzenia zachęt ekonomicznych, o których mowa w pkt 1.

5. W zakresie jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu dokonuje się na podstawie cen swobodnego bilansowania.

6. W rozliczeniach, o których mowa w ust. 5, nie uwzględnia się ilości energii elektrycznej dostarczonej oraz pobranej przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD):

- 1) gdy praca tych jednostek odbywa się bez polecenia operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego; do rozliczenia tej energii stosuje się ceny ustalone w sposób określony w ust. 2;
- 2) w przypadku, o którym mowa w ust. 7.

7. W przypadku gdy praca jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej (JWCD) odbywa się na polecenie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego ze względów innych niż swobodne bilansowanie, rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu, dokonuje się w sposób określony w ust. 8-12, na podstawie ustalonych w umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej cen za:

- 1) wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej [zł/MWh], obliczonej na podstawie jednostkowego kosztu zmiennego wytwarzania tej energii obejmującego koszty:
 - a) paliwa podstawowego, jego transportu i składowania,
 - b) gospodarczego korzystania ze środowiska, składowania odpadów paleniskowych,
 - c) materiałów eksploatacyjnych - chemikaliów, smarów oraz addytywy w procesie odsiarczania,

- d) podatku akcyzowego za energię elektryczną - w rozumieniu przepisów o podatku akcyzowym
 - z wyłączeniem kosztów, o których mowa w pkt 2;
- 2) uruchomienie jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej (JWCD) [zł/uruchomienie], uwzględniając różne stany cieplne tej jednostki, obliczonej na podstawie kosztu pojedynczego uruchomienia tej jednostki obejmującego koszty:
 - a) paliwa, w tym koszt: mazutu, węgla, gazu i sorbentu,
 - b) gospodarczego korzystania ze środowiska, składowania odpadów paleniskowych,
 - c) wody zdemineralizowanej,
 - d) pary wodnej wykorzystanej na potrzeby uruchomienia jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej (JWCD),
 - e) energii elektrycznej pobranej z systemu elektroenergetycznego na pokrycie potrzeb własnych uruchamianej jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej (JWCD).

8. Rozliczenia, o których mowa w ust. 1, dokonywane na podstawie ceny za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej dotyczą energii elektrycznej dostarczonej oraz pobranej przez jednostkę wytwórczą centralnie dysponowaną (JWCD) na polecenie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego z powodów innych niż swobodne bilansowanie, z zastrzeżeniem, że:

- 1) w przypadku energii elektrycznej:
 - a) dostarczonej do systemu elektroenergetycznego z wyłączeniem ograniczeń, o których mowa w § 24 ust. 5 - cenę tę zwiększa się o 5 % sumy kosztów, o których mowa w ust. 7 pkt 1,
 - b) pobranej z systemu elektroenergetycznego - cenę tę zmniejsza się o 5 % sumy kosztów, o których mowa w ust. 7 pkt 1;
- 2) cena, na podstawie której jest rozliczana energia elektryczna dostarczona w celu usunięcia ograniczeń, o których mowa w § 24 ust. 5, nie może być wyższa od ceny swobodnego bilansowania.

9. Rozliczenia, o których mowa w ust. 1, dokonywane na podstawie ceny za uruchomienie jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej (JWCD) dotyczą zrealizowanego uruchomienia tej jednostki z wyłączeniem uruchomień wykonanych:

- 1) na wniosek wytwórcy;
- 2) po postoju jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej (JWCD) zgłoszonym przez wytwórcę;
- 3) po awarii jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej (JWCD) spowodowanej przyczynami innymi niż zakłócenie pracy sieci nienależących do wytwórcy.

10. Informacje o wysokości cen, o których mowa w ust. 7, prognozowanych na dany rok kalendarzowy wytwórca przekazuje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie później niż do dnia 31 sierpnia roku poprzedniego.

11. Wytwórca dokonuje zgłoszenia aktualizacji cen, o których mowa w ust. 7, dla kolejnych okresów roku kalendarzowego nie krótszych niż jeden miesiąc i przekazuje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego informacje o ich wysokości nie później niż na 15 dni przed rozpoczęciem tych okresów.

12. Cenę za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej, o której mowa w ust. 7 pkt 1, stosowaną do rozliczenia energii elektrycznej dostarczonej i pobranej przez jednostkę wytwórczą centralnie dysponowaną (JWCD) zwiększa się o jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO₂ wyznaczony na podstawie aktualnej wartości rynkowej tych uprawnień. Kosztu uprawnień do

emisji CO₂ nie uwzględnia się w rozliczeniach energii elektrycznej dostarczonej w celu usunięcia ograniczeń, o których mowa w § 24 ust. 5.

§ 22. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego umożliwia tworzenie jednostek graficznych dla źródeł lub grup źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru i prowadzi rozliczanie niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu dla wszystkich tych jednostek.

2. Centralny mechanizm bilansowania handlowego, w zakresie bilansowania źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru, umożliwia korektę planowanej ilości energii elektrycznej dostarczanej do sieci, nie później niż na 2 godziny przed godzinowym okresem jej wytworzenia.

§ 23. 1. Bilansowanie systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego polega na bilansowaniu mocy czynnej i biernej z uwzględnieniem warunków technicznych pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i jej współpracy z siecią przesyłową elektroenergetyczną.

2. Tworząc obszar dla systemu dystrybucyjnego, w którym realizuje się bilansowanie, o którym mowa w ust. 1, dokonuje się zmiany konfiguracji sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie niezbędnym dla prawidłowego funkcjonowania tego obszaru i realizacji bilansowania systemu.

3. Obszar bilansowania, o którym mowa w ust. 2, jest zarządzany przez operatora tego obszaru z uwzględnieniem:

- 1) zbilansowania zapotrzebowania i wytwarzania mocy czynnej i biernej;
- 2) parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w § 39;
- 3) technicznych warunków współpracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej z siecią przesyłową elektroenergetyczną.

4. Do rozliczenia niezbilansowania energii elektrycznej w obszarze bilansowania, o którym mowa w ust. 2, stosuje się przepisy § 19 i 20 oraz § 21 ust. 1-3 i 5.

Rozdział 6

Zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami systemowymi

§ 24. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, identyfikując ograniczenia systemowe występujące w sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz koordynowanej sieci 110 kV w zakresie dostarczania energii elektrycznej, wykonuje analizy systemowe, z uwzględnieniem wymagań dotyczących parametrów jakościowych energii elektrycznej i niezawodności pracy sieci. Na podstawie wykonanych analiz systemowych:

- 1) sporządza informacje o minimalnej wymaganej i maksymalnie możliwej generacji w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów. Informacje te udostępnia podmiotom, których dotyczą ograniczenia systemowe;
- 2) określa i podaje do publicznej wiadomości ograniczenia systemowe w postaci technicznych zdolności wymiany energii elektrycznej w liniach wymiany międzysystemowej.

2. Identyfikacji ograniczeń systemowych, o których mowa w ust. 1, dokonuje się każdego dnia oraz w okresach miesięcznym i rocznym.

3. Zgłoszenia umów sprzedaży dla jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) uwzględniają ograniczenia systemowe dostarczania energii elektrycznej, w tym:

- 1) określone przez wytwórcę ograniczenia wynikające z technicznych parametrów pracy jednostek wytwórczych oraz warunków pracy elektrowni;
- 2) określone przez operatora systemu przesyłowego, z co najmniej miesięcznym wyprzedzeniem, ograniczenia w zakresie maksymalnych możliwości generacji w poszczególnych węzłach lub grupach węzłów sieciowych, wynikające z warunków technicznych pracy sieci elektroenergetycznej;
- 3) określone przez operatora systemu przesyłowego, w dobie n-2, ograniczenia w zakresie minimalnych i maksymalnych możliwości generacji w poszczególnych węzłach lub grupach węzłów sieciowych, wynikające z warunków technicznych pracy sieci elektroenergetycznej, przy czym do ograniczeń tych stosuje się wytwórca tylko w takim zakresie, na jaki pozwala sumaryczna ilość energii w zgłoszonych umowach sprzedaży dla jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) dla danego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
- 4) zakres udostępnionej operatorowi systemu przesyłowego rezerwy określony zgodnie z § 27 ust. 1.

4. Programy obciążenia składane dla jednostek wytwórczych centralnie koordynowanych (JWCK) uwzględniają ograniczenia systemowe dostarczania energii elektrycznej, w tym określone przez:

- 1) wytwórcę ograniczenia wynikające z technicznych parametrów pracy jednostek wytwórczych oraz warunków pracy elektrowni;
- 2) operatora systemu przesyłowego, z co najmniej miesięcznym wyprzedzeniem, ograniczenia w zakresie maksymalnych możliwości generacji w poszczególnych węzłach lub grupach węzłów sieciowych, wynikające z warunków technicznych pracy sieci elektroenergetycznej.

5. Ograniczenia wynikające z technicznych parametrów pracy jednostek wytwórczych usuwane są przez wytwórców.

§ 25. 1. Operatorzy systemu przesyłowego elektroenergetycznego i systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego podają do publicznej wiadomości informacje o technicznych warunkach pracy tych sieci, zawarte w rocznym planie koordynacyjnym, a w razie potrzeby uaktualniają je w okresach miesięcznych.

2. Plany, o których mowa w ust. 1, zawierają wykaz ograniczeń sieciowych wraz z przyczynami ich występowania.

§ 26. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego na dwa dni przed dniem dostarczenia energii elektrycznej odbiorcom przyłączonym do jego sieci, nie później jednak niż do godziny 8⁰⁰, podaje do publicznej wiadomości informacje o stanie systemu przesyłowego elektroenergetycznego dotyczące:

- 1) prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 2) prognozowanego wytwarzania energii elektrycznej przez poszczególne grupy wytwórców tej energii;
- 3) prognozowanej mocy dyspozycyjnej w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 4) przewidywanej wymiany międzysystemowej;
- 5) planowanych remontów i odstawień jednostek wytwórczych;
- 6) prognozowanych ograniczeń w przesyłaniu energii elektrycznej oraz węzłów, których te ograniczenia dotyczą, wraz ze wskazaniem mocy oraz liczby jednostek wytwórczych niezbędnych do pracy;

7) planowanych wielkości rezerw mocy.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w dniu poprzedzającym dzień dostarczenia energii elektrycznej odbiorcom przyłączonym do jego sieci, nie później niż do godziny 16⁰⁰, podaje do publicznej wiadomości informacje o stanie systemu przesyłowego elektroenergetycznego dotyczące:

- 1) prognozowanego wytwarzania energii elektrycznej przez:
 - a) poszczególne grupy wytwórców,
 - b) jednostki wytwórcze, dla których operator ten przygotowuje plany ich pracy;
- 2) zaktualizowanej prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną;
- 3) wytwórców, których jednostki wytwórcze są planowane do świadczenia usług rezerw mocy;
- 4) prognozowanych cen rozliczeniowych bilansowania systemu, w poszczególnych godzinach doby oraz ich wielkości podczas wzrostu i spadku zapotrzebowania na energię elektryczną o 5 %.

3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie później niż w okresie dwóch dni następujących po dniu, w którym dostarczono energię elektryczną, podaje do publicznej wiadomości informacje o stanie systemu przesyłowego elektroenergetycznego w dniu dostarczania energii elektrycznej dotyczące:

- 1) zapotrzebowania na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 2) wytwarzania energii elektrycznej przez poszczególne grupy wytwórców tej energii;
- 3) mocy dyspozycyjnej w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 4) wymiany międzysystemowej;
- 5) występujących ograniczeń w przesyłaniu energii elektrycznej oraz węzłów, których te ograniczenia dotyczą, wraz ze wskazaniem mocy oraz liczby jednostek wytwórczych niezbędnych do pracy;
- 6) cen bilansowania systemu.

§ 27. 1. Obowiązek, o którym mowa w art. 9c ust. 2 pkt 8 ustawy, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego realizuje, w szczególności dokonując zakupu rezerw mocy: sekundowej w ramach regulacji pierwotnej i minutowej w ramach regulacji wtórnej.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zawiera z wytwórcą posiadającym jednostkę wytwórczą centralnie dysponowaną (JWCD) umowę dotyczącą wykorzystania rezerw mocy sekundowej i minutowej.

3. O planowanym wykorzystaniu jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) do regulacji pierwotnej lub wtórnej operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego informuje wytwórcę i podmioty odpowiedzialne za bilansowanie handlowe z dwudniowym wyprzedzeniem.

4. Dobór jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) wykorzystywanych do regulacji pierwotnej lub wtórnej odbywa się na podstawie rankingu cenowego ofert.

5. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego uzyskuje wymagany poziom całkowitej operacyjnej rezerwy mocy, korzystając z ofert bilansujących.

§ 28. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, zarządzając ograniczeniami systemowymi, może na podstawie umowy wykorzystać energię elektryczną pochodzącą z pracy interwencyjnej elektrowni pompowo-szczytowej lub gazowej w przypadkach uzasadnionych warunkami technicznymi pracy krajowego systemu elektroenergetycznego.

2. Umowę, o której mowa w ust. 1, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zawiera z wytwórcą, którego jednostki wytwórcze są przewidziane do pracy interwencyjnej.

Umowa ta powinna określać warunki korzystania z pracy interwencyjnej elektrowni szczytowo-pompowej lub gazowej, wysokość opłaty za czas jej gotowości do tej pracy oraz zasady rozliczeń za energię elektryczną w związku z poleconą przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego pracą interwencyjną tej elektrowni.

3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zawiera z wytwórcą, którego jednostki wytwórcze są zdolne do uruchomienia bez zasilania z zewnątrz, umowę o świadczenie usługi odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego. Umowa ta powinna określać warunki korzystania z usługi odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego, wysokość opłaty za czas gotowości do świadczenia tej usługi oraz zasady rozliczeń za energię elektryczną wytworzoną w związku z poleconą przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego pracą.

Rozdział 7

Sposób koordynacji planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego

§ 29. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego współpracuje z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz wytwórcami i odbiorcami końcowymi, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci i sieci 110 kV.

2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego współpracuje z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami końcowymi, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, w celu koordynacji planowania rozwoju tej sieci.

§ 30. 1. W celu skoordynowania rozwoju systemów elektroenergetycznych oraz opracowania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej planów rozwoju tych systemów operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz wytwórcy i odbiorcy końcowi, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, przekazują:

- 1) do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego dane i informacje niezbędne do opracowania przez niego planu rozwoju oraz skoordynowania rozwoju sieci przesyłowej elektroenergetycznej i sieci 110 kV;
- 2) właściwemu operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dane i informacje niezbędne do opracowania przez niego planu rozwoju oraz skoordynowania rozwoju sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

2. W celu skoordynowania rozwoju systemów elektroenergetycznych oraz opracowania planów rozwoju przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych uzgadniają z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego plan przedsięwzięć inwestycyjnych:

- 1) w sieci 110 kV, które wymagają skoordynowanych działań inwestycyjnych w sieci przesyłowej elektroenergetycznej i sieci 110 kV;
- 2) wymagających skoordynowanych działań inwestycyjnych w sieciach dystrybucyjnych elektroenergetycznych.

§ 31. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem oraz odbiorcy końcowi, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, przesyłają właściwemu operatorowi niezbędne informacje i dane do opracowania planów rozwoju i koordynowania rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej elektroenergetycznej dotyczące:

- 1) mocy i energii elektrycznej - w zakresie ich zużycia i zapotrzebowania na nie;
- 2) przedsięwzięć - w zakresie zarządzania popytem na energię elektryczną;
- 3) charakterystyk:
 - a) stacji i linii elektroenergetycznych,
 - b) jednostek wytwórczych.

2. Dane i informacje, o których mowa w ust. 1, dotyczą stanu istniejącego i prognozowanego.

Rozdział 8

Warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, zarządzania przepływami i dysponowania mocą jednostek wytwórczych oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych

§ 32. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego współpracuje z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie:

- 1) układu pracy sieci koordynowanej 110 kV w zakresie planowania i prowadzenia ruchu w tej sieci;
- 2) planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym;
- 3) opracowywania planów zapobiegania i usuwania awarii lub zagrożeń bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego oraz planów odbudowy tego systemu;
- 4) planowania rozwoju sieci oraz sporządzania planów rozwoju, o których mowa w art. 16 ust. 1 ustawy;
- 5) sposobu:
 - a) planowania i dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, a także koordynacji likwidowania awarii w tej sieci,
 - b) funkcjonowania systemów transmisji danych dla koordynowanej sieci 110 kV i wymagań technicznych dla tych systemów,
 - c) stosowania układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i automatyki systemowej dla koordynowanej sieci 110 kV i jednostek wytwórczych przyłączonych do tej sieci.

§ 33. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych współpracują z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w celu określenia:

- 1) układów pracy sieci dystrybucyjnej oraz współpracy w zakresie planowania i prowadzenia ruchu tej sieci;
- 2) planów:
 - a) technicznych w zakresie możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym oraz realizacji zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej,

- b) zapobiegania awariom i zagrożeniom bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
 - c) usuwania awarii lub zagrożeń w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym oraz planów odbudowy systemu elektroenergetycznego,
 - d) rozwoju sieci oraz planów, o których mowa w art. 16 ust. 1 ustawy;
- 3) zakresu i sposobu przekazywania danych o sieci;
 - 4) sposobów stosowania układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

§ 34. Współpraca operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego z wytwórcami w zakresie posiadanych przez nich jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) oraz, za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z pozostałymi wytwórcami, których jednostki wytwórcze są przyłączone do skoordynowanej sieci 110 kV w zakresie niezbędnym dla bezpiecznego funkcjonowania tego systemu i zapewnienia mocy źródeł energii elektrycznej, polega na określeniu:

- 1) wymagań:
 - a) technicznych dla jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy,
 - b) dotyczących wytwarzania energii elektrycznej w związku z ograniczeniami sieciowymi;
- 2) sposobu:
 - a) zgłaszania nowych lub zmienionych parametrów technicznych jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy,
 - b) uzgadniania planowych postojów związanych z remontem jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy, oraz zgłaszania ubytków mocy,
 - c) współpracy w zakresie opracowywania planów zapobiegania i usuwania awarii oraz zagrożeń bezpiecznej pracy systemu przesyłowego elektroenergetycznego obejmującego sieć 400 kV, 220 kV i 110 kV, a także sporządzania projektów odbudowy tego systemu,
 - d) funkcjonowania systemów transmisji danych dla sieci przesyłowej elektroenergetycznej i skoordynowanej sieci 110 kV oraz wymagań technicznych dla tych systemów;
- 3) zasad:
 - a) dysponowania mocą jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy,
 - b) synchronizacji i odstawiania jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy;
- 4) zakresu i sposobu przekazywania danych o sieci przesyłowej elektroenergetycznej i urządzeniach wytwórcy.

§ 35. 1. Operatorzy systemu elektroenergetycznego opracowują i aktualizują:

- 1) plany działania mające zastosowanie w przypadku wystąpienia awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym;
 - 2) procedury postępowania służb dyspozytorskich w przypadku zagrożenia wystąpienia lub wystąpienia awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu tej awarii.
2. Procedury, o których mowa w ust. 1 pkt 2, powinny określać w szczególności:
- 1) podział kompetencji pomiędzy poszczególnymi służbami dyspozytorskimi;
 - 2) rodzaje działań ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach występowania awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym i odbudowy tego systemu lub jego części po wystąpieniu tej awarii;

- 3) sposób zbierania danych technicznych niezbędnych do odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego lub jego części po wystąpieniu awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym;
- 4) sposób wprowadzania okresowych ograniczeń dopuszczalnych obciążeń mocą czynną pracujących jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD);
- 5) konieczność załączania, przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, układów do kompensacji mocy biernej i dotrzymywania wartości $\text{tg } \varphi$;
- 6) sposób zapewnienia dyspozycyjności niezbędnych jednostek wytwórczych niebędących jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi (JWCD), przyłączonych do sieci 110 kV, stosownie do zidentyfikowanych zagrożeń, o których mowa w ust. 1 pkt 2;
- 7) możliwości techniczne wyłączenia urządzeń należących do odbiorców w celu ograniczenia awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym.

3. Procedury, o których mowa w ust. 1 pkt 2, opracowane przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego podlegają uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Uzgodnieniom podlegają także aktualizacje tych procedur.

4. Procedury postępowania w przypadku wystąpienia zagrożenia lub awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym lub jego części powinni opracować i je aktualizować:

- 1) wytwórcy - w zakresie wynikającym z opracowanych przez operatorów planów zapobiegania i usuwania awarii oraz zapewnienia gotowości swoich urządzeń do udziału w odbudowie systemu elektroenergetycznego;
- 2) odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;
- 3) odbiorcy niebędący odbiorcami końcowymi, jeżeli uczestniczą w odbudowie krajowego systemu elektroenergetycznego lub jego części, po wystąpieniu awarii w tym systemie.

5. Procedury, o których mowa w ust. 4, uzgadnia się z operatorem:

- 1) systemu przesyłowego elektroenergetycznego - w przypadku wytwórców, których urządzenia są przyłączone do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, i odbiorców, o których mowa w ust. 4 pkt 2;
- 2) systemu przesyłowego i dystrybucyjnego elektroenergetycznego - w przypadku wytwórców, których urządzenia są przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV, i odbiorców, o których mowa w ust. 4 pkt 3, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci koordynowanej 110 kV; uzgodnień z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego dokonuje operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego właściwy dla miejsca przyłączenia do sieci urządzeń lub instalacji danego odbiorcy;
- 3) systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego - w przypadku wytwórców i odbiorców, o których mowa w ust. 4 pkt 3.

6. W przypadku wystąpienia awarii lub zagrożeń, o których mowa w ust. 1, oraz stanu zagrożenia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego operator może dokonać awaryjnych wyłączeń urządzeń, instalacji i sieci, w trybie określonym w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, niezależnie od czasu trwania przerw lub wyłączeń awaryjnych, o których mowa w § 41 ust. 1 i 2.

§ 36. 1. W celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz niezawodnej pracy tego systemu podmioty, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci:

- 1) utrzymują należące do nich sieci i wewnętrzne instalacje zasilające i odbiorcze w należyтым stanie technicznym;

- 2) dostosowują swoje instalacje do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których zostali powiadomieni zgodnie z § 43 pkt 5;
- 3) niezwłocznie informują właściwe przedsiębiorstwo energetyczne o zauważonych wadach lub usterkach w pracy sieci i w układach pomiarowo-rozliczeniowych o powstałych przerwach w dostarczaniu energii elektrycznej lub niewłaściwych jej parametrach.

2. W zakresie automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO oraz automatyki samoczynnego napięciowego odciążania SNO:

- 1) urządzenia i instalacje odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym powinny mieć zainstalowaną automatykę samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO i automatykę samoczynnego napięciowego odciążania SNO, działające zgodnie z zasadami i standardami określonymi przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy;
- 2) odbiorcy przekazują do właściwego operatora systemu elektroenergetycznego informacje o zainstalowanej automatyce samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO i automatyce samoczynnego napięciowego odciążania SNO;
- 3) operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w odniesieniu do odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym od 6 kV do 110 kV mogą dokonać kontroli stanu realizacji wymagań dotyczących automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO i automatyki samoczynnego napięciowego odciążania SNO;
- 4) operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w odniesieniu do odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym od 6 kV do 110 kV opracowują plany wyłączeń za pomocą automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO i automatyki samoczynnego napięciowego odciążania SNO. Automatyka samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO i automatyka samoczynnego napięciowego odciążania SNO powinny działać zgodnie z zasadami i standardami określonymi przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy.

Rozdział 9

Zakres i sposób przekazywania odbiorcom przez sprzedawcę informacji o strukturze paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w poprzednim roku oraz o miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w poprzednim roku na środowisko

§ 37. 1. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje odbiorcom informacje o:

- 1) strukturze paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez niego w poprzednim roku kalendarzowym,
 - 2) miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej w poprzednim roku kalendarzowym na środowisko, w zakresie emisji dwutlenku węgla, dwutlenku siarki, tlenków azotu, pyłów i radioaktywnych odpadów
- w terminie do dnia 31 marca.

2. Informacje, o których mowa w ust. 1, są przekazywane wraz z fakturą za energię elektryczną, w materiałach promocyjnych oraz są umieszczane na stronach internetowych sprzedawcy.

3. Zakres informacji, o których mowa w ust. 1, określa załącznik nr 2 do rozporządzenia.

Rozdział 10

Sposób i zakres udostępniania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej, pracy krajowego systemu elektroenergetycznego oraz ofertach bilansujących składanych przez jednostki wytwórcze

§ 38. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, z zastrzeżeniem ust. 2 i 3, udostępnia w swojej siedzibie oraz zamieszcza na swojej stronie internetowej informacje, o których mowa w art. 9 ust. 4 pkt 14 ustawy dotyczące w szczególności:

- 1) planowanych remontów jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD),
- 2) ubytków mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD),
- 3) ograniczeń określających warunki generacji w poszczególnych jednostkach wytwórczych i okresach czasu, którego te ograniczenia dotyczą,
- 4) ofert bilansujących składanych przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD), niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej oraz korzystania z tej sieci i krajowego systemu elektroenergetycznego.

2. Informacje, o których mowa w ust. 1 pkt 1 operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego udostępnia w swojej siedzibie oraz zamieszcza na swojej stronie internetowej do godz. 16 doby n-2.

3. Informacje, o których mowa w ust. 1 pkt 2, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego udostępnia w swojej siedzibie oraz zamieszcza na swojej stronie internetowej powykonawczo w dobie n+1 za dobę n z podziałem na poszczególne godziny tej doby.

Rozdział 11

Parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców oraz sposób załatwiania reklamacji

§ 39. 1. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I i II ustala się następujące parametry jakościowe energii elektrycznej w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń:

- 1) wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia powinna być zawarta w przedziale:
 - a) $50 \text{ Hz} \pm 1 \%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia,
 - b) $50 \text{ Hz} +4 \%$ / -6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100 % tygodnia;
- 2) w każdym tygodniu 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyłań:
 - a) $\pm 10 \%$ napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV,
 - b) $+5 \%$ / -10% napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 400 kV;

- 3) przez 95 % czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła Plt spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 0,8;
- 4) w ciągu każdego tygodnia 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
- składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale od 0 % do 1 % wartości składowej kolejności zgodnej,
 - dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		rząd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (uh)
rząd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (uh)	rząd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (uh)		
5	2 %	3	2 %	2	1,5 %
7	2 %	9	1 %	4	1 %
11	1,5 %	15	0,5 %	>4	0,5 %
13	1,5 %	>21	0,5 %		
17	1 %				
19	1 %				
23	0,7 %				
25	0,7 %				
>25	$0,2 + 0,5 \cdot \frac{25}{h}$				

- 5) współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 3 %;
- 6) warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w pkt 1-5 jest pobieranie przez odbiorcę mocy czynnej nie większej od mocy umownej, przy współczynniku $\text{tg } \varphi$ nie większym niż 0,4.

2. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I i II parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci, o których mowa w ust. 1, mogą być zastąpione w całości lub w części innymi parametrami jakościowymi tej energii określonymi przez strony w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

3. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III-V ustala się następujące parametry jakościowe energii elektrycznej - w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń:

- 1) wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 sekund powinna być zawarta w przedziale:
 - a) 50 Hz \pm 1 % (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia,
 - b) 50 Hz +4 % / -6 % (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100 % tygodnia;
- 2) w każdym tygodniu 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyłań \pm 10 % napięcia znamionowego;
- 3) przez 95 % czasu każdego tygodnia wskaźnik długookresowego migotania światła Plt spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 1;
- 4) w ciągu każdego tygodnia 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale od 0 % do 2 % wartości składowej kolejności zgodnej,
 - b) dla każdej harmonicznnej napięcia zasilającego powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w poniższej tabeli:

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące krotnością 3		będące krotnością 3		rzęd harmoniczne j (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (uh)
rzęd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (uh)	rzęd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej j (uh)		
5	6 %	3	5 %	2	2 %
7	5 %	9	1,5 %	4	1 %

11	3,5 %	15	0,5 %	>4	0,5 %
13	3 %	>15	0,5 %		
17	2 %				
19	1,5 %				
23	1,5 %				
25	1,5 %				

- 5) współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego THD uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 8 %;
- 6) warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w pkt 1-5 jest pobieranie przez odbiorcę mocy nie większej od mocy umownej, przy współczynniku tg φ nie większym niż 0,4.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne, do którego sieci są przyłączeni odbiorcy, może ustalić, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej niepowodujących pogorszenia parametrów określonych w ust. 1 i 3 albo ustalonych w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie przesyłowej.

5. Napięcie znamionowe sieci niskiego napięcia odpowiada wartości 230/400V.

6. Dla grupy przyłączeniowej VI parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej z sieci określa umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowa kompleksowa.

7. Podmioty przyłączone do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny wprowadzać do tej sieci lub pobierać z tej sieci moc bierną przy współczynniku tg φ mniejszym niż 0,4.

§ 40. 1. Przez współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego THD, o którym mowa w § 39, należy rozumieć współczynnik określający łącznie wyższe harmoniczne napięcia (u_h), obliczany według wzoru:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (u_h)^2}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

THD - współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego,

u_h - wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej,

h - rząd wyższej harmonicznej.

2. Przez wskaźnik długookresowego migotania światła Plt, o którym mowa w § 39 należy rozumieć wskaźnik obliczany na podstawie sekwencji 12 kolejnych wartości wskaźników krótkookresowego migotania światła Pst (mierzonych przez 10 minut) występujących w okresie 2 godzin, według wzoru:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- Plt - wskaźnik długookresowego migotania światła,
 Pst - wskaźnik krótkookresowego migotania światła.

§ 41. 1. Ustala się następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

- 1) planowane - wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej;
- 2) nieplanowane - spowodowane wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

2. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, w zależności od czasu ich trwania, dzieli się na przerwy:

- 1) przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę;
- 2) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty;
- 3) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin;
- 4) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny;
- 5) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.

3. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w § 43 pkt 4, jest traktowana jako przerwa nieplanowana.

4. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowa kompleksowa.

5. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:

- 1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerwy planowanej - 16 godzin,
 - b) przerwy nieplanowanej - 24 godzin;
- 2) przerw w ciągu roku stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerw planowanych - 35 godzin,
 - b) przerw nieplanowanych - 48 godzin.

6. Przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje pomiaru przekroczenia mocy umownej jako maksymalnej wielkości nadwyżek mocy ponad moc umowną rejestrowaną w cyklach godzinowych lub jako maksymalną wielkość nadwyżki mocy ponad moc umowną wyznaczoną w okresie rozliczeniowym, o ile układy pomiarowo-rozliczeniowe nie pozwalają na rejestracje w cyklu godzinowym.

7. Mierzona moc czynna pobierana lub wprowadzana do sieci przez podmiot przyłączony jest określona jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15-minutowych.

§ 42. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:

- 1) wskaźnik energii elektrycznej niedostarczonej przez system przesyłowy elektroenergetyczny (ENS), wyrażony w MWh na rok, stanowiący sumę iloczynów mocy niedostarczonej wskutek przerwy i czasu trwania tej przerwy, obejmujący przerwy krótkie, długie i bardzo długie z uwzględnieniem przerw katastrofalnych i bez uwzględnienia tych przerw,
- 2) wskaźnik średniego czasu trwania przerwy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym (AIT), wyrażony w minutach na rok, stanowiący iloczyn liczby 60 i wskaźnika energii niedostarczonej przez system przesyłowy elektroenergetyczny (ENS) podzielony przez średnią moc dostarczaną przez system przesyłowy elektroenergetyczny wyrażoną w MW; średnią moc dostarczaną przez system przesyłowy elektroenergetyczny stanowi energia elektryczna dostarczona przez ten system w ciągu roku wyrażona w MWh podzielona przez liczbę godzin w ciągu roku (8.760 h) – wyznaczone dla systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz oddzielnie dla każdego poziomu napięcia w tym systemie;
- 3) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- 4) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw tego rodzaju w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców – wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw;
- 5) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

2. Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w ust. 1 pkt 3-5, należy podać liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:

- 1) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- 2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców – wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw;
- 3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

4. Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w ust. 3, należy podać liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

§ 43. Przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców:

- 1) przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci;
- 2) bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci;
- 3) udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci;
- 4) powiadamia z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 5) informuje na piśmie z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3-letnim wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatnie podejmuje stosowne czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci;
- 7) nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf;
- 8) rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w pkt 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów;
- 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci określonych w § 39 ust. 1 i 3 lub w umowie, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów; w przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w § 39 ust. 1 i 3 lub w umowie koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego;
- 10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udziela bonifikaty w wysokości określonej w taryfie za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w § 39 ust. 1 i 3 lub które określono w umowie.

§ 44. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, na żądanie odbiorcy, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego nie później niż w ciągu 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.

2. Odbiorca lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego; badanie laboratoryjne przeprowadza się w ciągu 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.

3. Podmiot niebędący właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego pokrywa koszty sprawdzenia prawidłowości działania tego układu oraz badania laboratoryjnego tylko w przypadku, gdy nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego.

4. W ciągu 30 dni od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego, o którym mowa w ust. 3, odbiorca może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego; przedsiębiorstwo energetyczne umożliwia przeprowadzenie takiej ekspertyzy.

5. Koszty ekspertyzy, o której mowa w ust. 4, pokrywa odbiorca.

6. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowo-rozliczeniowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, przedsiębiorstwo energetyczne zwraca koszty, o których mowa w ust. 3 i 5, a także dokonuje korekty należności za dostarczoną energię elektryczną.

7. W przypadku wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania przedsiębiorstwo energetyczne wydaje odbiorcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowo-rozliczeniowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

Rozdział 12

Przepisy przejściowe i końcowe

§ 45. Warunki przyłączenia określone przed dniem wejścia w życie rozporządzenia zachowują ważność przez okres w nich oznaczony.

§ 46. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia³⁾.

MINISTER GOSPODARKI

¹⁾ Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej - gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 16 listopada 2007 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 216, poz. 1593).

²⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 i Nr 227, poz. 1505 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11 i Nr 69, poz. 586.

³⁾ Niniejsze rozporządzenie poprzedzone było rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623 oraz z 2008 r. Nr 30, poz. 178 i Nr 162, poz. 1005), które na podstawie art. 16 ustawy z dnia ... o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz o zmianie innych ustaw (Dz. U. Nr ..., poz. ...) traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

ZAŁĄCZNIKI

ZAŁĄCZNIK Nr 1

I. Wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich podmiotów zaliczanych do I i II grupy przyłączeniowej

1. Zagadnienia ogólne

- 1.1. Określa się wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci:
 - 1) urządzeń, instalacji i sieci odbiorców energii elektrycznej;
 - 2) urządzeń, instalacji i sieci wytwórców energii elektrycznej;
 - 3) systemów telekomunikacji i wymiany informacji;
 - 4) układów pomiarowych energii elektrycznej;
 - 5) systemów pomiarowo-rozliczeniowych;
 - 6) układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących.
- 1.2. Wymagania techniczne obowiązują przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej za pomocą sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym oraz podmioty przyłączone lub występujące z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia do sieci, w zakresie nowobudowanych lub modernizowanych urządzeń, instalacji i sieci.
- 1.3. Przyłączenie do sieci urządzeń, instalacji i sieci nowych podmiotów lub modernizacja urządzeń, instalacji i sieci podmiotów już przyłączonych nie może powodować przekroczenia dopuszczalnych granicznych parametrów jakościowych energii elektrycznej w węzłach przyłączenia do sieci dla pozostałych podmiotów.
- 1.4. Wymagania techniczne dotyczące urządzeń, instalacji i sieci podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej, które nie są lub nie będą przyłączone do sieci koordynowanej 110 kV, mogą być zmienione w umowach o przyłączenie do sieci, umowach o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo w umowach kompleksowych. Dokonanie zmiany wymagań technicznych wymaga uzgodnienia z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego właściwym dla miejsca przyłączenia.
- 1.5. Szczegółowe wymagania techniczne określa operator systemu w instrukcji, opracowanej na podstawie art. 9g ustawy, zwanej dalej "instrukcją".

2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców energii elektrycznej

- 2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączane do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia oraz wyposażone w aparaturę zapewniającą likwidację zwarć, w czasie nieprzekraczającym:
 - 1) 120 ms w przypadku zwarć powstałych w sieci o napięciu znamionowym 220 kV lub 400 kV;
 - 2) 150 ms w przypadku zwarć powstałych w sieci o napięciu znamionowym 110 kV.
- 2.2. Transformatory przyłączone do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, poprzez które zasilane są urządzenia, instalacje i sieci odbiorców, powinny być:
 - 1) wyposażone w regulację zaczepową działającą pod obciążeniem;

- 2) przystosowane do współpracy z nadrzędnymi układami regulacji.
- 2.3. Sieć o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinna pracować z bezpośrednio uziemionym punktem neutralnym w taki sposób, aby we wszystkich stanach ruchowych współczynnik zwarcia doziemnego, określony jako stosunek maksymalnej wartości napięcia fazowego podczas zwarcia z ziemią do wartości znamionowej napięcia fazowego w danym punkcie sieci, nie przekraczał poniższych wartości:
- 1) 1,3 w sieci o napięciu znamionowym 220 kV i 400 kV;
 - 2) 1,4 w sieci o napięciu znamionowym 110 kV.
- 2.4. Wymagania określone w pkt 2.3 są spełnione, gdy:

$$1) 1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 2 \text{ oraz } \frac{R_0}{X_1} \leq 0,5$$

w sieci o napięciu znamionowym 220 kV i 400 kV,

$$2) 1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3 \text{ oraz } \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

w sieci o napięciu znamionowym 110 kV,

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

X1 - reaktancję zastępczą dla składowej symetrycznej zgodnej obwodu zwarcia doziemnego,

X0 i R0 - odpowiednio reaktancję i rezystancję dla składowej symetrycznej zerowej obwodu zwarcia doziemnego.

- 2.5. W celu spełnienia wymagań, o których mowa w pkt 2.3 i 2.4, uzwojenia transformatorów o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być połączone w gwiazdę z punktem neutralnym, przystosowanym do uziemienia lub odziemienia.
- 2.6. W celu dotrzymania wymaganych parametrów jakościowych energii elektrycznej do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym należy przyłączać urządzenia eliminujące wprowadzanie odkształceń napięcia i prądu.
- 2.7. Jeżeli do instalacji odbiorcy przyłączonej do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przyłączane są jednostki wytwórcze, powinny one spełniać wymagania techniczne, o których mowa w pkt 3.

3. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci wytwórców energii elektrycznej

- 3.1. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwa stałe, gazowe lub ciekłe albo wodę
- 3.1.1. Jednostki wytwórcze nowe lub po modernizacji o mocy osiągalnej 50 MW i wyższej powinny być wyposażone w:
- 1) regulator turbiny umożliwiający pracę w trybie regulacji obrotów zgodnie z zamodelowaną charakterystyką statyczną;
 - 2) regulatory napięcia zdolne do współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej;
 - 3) wyłączniki mocy po stronie napięcia generatorowego;
 - 4) transformatory blokowe z możliwością zmiany przekładni pod obciążeniem.

- 3.1.2. Jednostki wytwórcze ciepłe kondensacyjne o mocy osiągalnej 100 MW i wyższej powinny być przystosowane do:
- 1) pracy w regulacji pierwotnej;
 - 2) pracy w automatycznej regulacji wtórnej mocy i częstotliwości według zadawanego zdalnie sygnału sterującego;
 - 3) zdalnego zadawania obciążenia bazowego;
 - 4) opanowywania zrzutów mocy do pracy na potrzeby własne (PPW).
- Wytwórca dla każdej będącej w jego posiadaniu elektrowni lub elektrociepłowni, w skład której wchodzi jednostki wytwórcze przyłączone do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, obowiązany jest do przystosowania swoich urządzeń i napędów pomocniczych do utrzymania w pracy przynajmniej jednej jednostki wytwórczej w warunkach całkowitej utraty połączenia z krajowym systemem elektroenergetycznym lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie oraz do opracowania i przedstawienia właściwemu operatorowi systemu elektroenergetycznego planu działań w warunkach utraty połączenia z krajowym systemem elektroenergetycznym lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie.
- 3.1.3. Jednostki wytwórcze, o których mowa w pkt 3.1.2, powinny być wyposażone w urządzenia umożliwiające transmisję danych i sygnałów regulacyjnych zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 4 niniejszego załącznika oraz instrukcji.
- 3.2. Wymagania dla farm wiatrowych
- 3.2.1. Farma wiatrowa o mocy znamionowej większej niż 50 MW w miejscu przyłączenia powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy umożliwiający:
- 1) redukcję wytwarzanej mocy elektrycznej w warunkach pracy farmy wiatrowej, przy zachowaniu szczegółowych wymagań, w szczególności prędkości redukcji mocy, określonych w instrukcji;
 - 2) udział w regulacji parametrów systemu elektroenergetycznego w zakresie napięcia i częstotliwości.
- 3.2.2. Farma wiatrowa powinna mieć zdolność do pracy ze współczynnikiem mocy w miejscu przyłączenia, w sposób określony w instrukcji. Dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia równej 50 MW i wyższej należy zapewnić system zdalnego sterowania napięciem farmy i mocą bierną z zachowaniem możliwości współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej.
- 3.2.3. Wymagania techniczne dla farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia większej niż 50 MW stosuje się także do farm wiatrowych o mocy znamionowej w miejscu przyłączenia, równej i niższej niż 50 MW, w przypadku gdy suma mocy znamionowych farm wiatrowych przyłączonych:
- 1) do jednej rozdzielni o napięciu znamionowym 110 kV poprzez transformatory 110/SN przekracza 50 MW;
 - 2) do linii promieniowej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym przekracza 50 MW;
 - 3) do ciągu liniowego o napięciu znamionowym 110 kV łączącego co najmniej dwie stacje elektroenergetyczne przekracza 50 MW;
 - 4) poprzez wydzielony transformator NN/110 kV przekracza 50 MW.
- 3.2.4. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w zabezpieczenia chroniące farmę wiatrową przed skutkami prądów zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie elektroenergetycznym, pracy asynchronicznej tej farmy i innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych. Nastawy tych zabezpieczeń powinny

uwzględniać wymagania dla pracy farmy wiatrowej w warunkach zakłóceńowych określone w instrukcji.

- 3.2.5. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w urządzenia umożliwiające transmisję danych i monitorowanie stanu urządzeń, zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 4 niniejszego załącznika oraz w instrukcji.

4. Wymagania techniczne dla systemów telekomunikacji i wymiany informacji

- 4.1. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym oraz sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w urządzenia telemechaniki i telekomunikacji niezbędne do komunikacji z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego właściwym dla miejsca przyłączenia, w zakresie:

- 1) realizacji łączności dyspozytorskiej;
- 2) nadawania i odbioru danych niezbędnych do kierowania ruchem sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, tj. sygnałów z/do układów telemechaniki w zakresie telesygnalizacji, telemetrii i telesterowania oraz teleregulacji jednostek wytwórczych;
- 3) transmisji sygnałów układów telezabezpieczeń i automatyk systemowych;
- 4) przesyłania danych pomiarowych do celów rozliczeniowych, a także informacji techniczno-handlowych;
- 5) zapewnienia łączności ruchowej wewnątrz obiektów oraz ze służbami publicznymi.

- 4.2. Kanały telekomunikacyjne niezbędne do realizacji poszczególnych usług powinny zapewniać transmisję sygnałów z wymaganym standardem szybkości i jakości określonym przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w instrukcji oraz powinny mieć pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

- 4.3. Urządzenia telekomunikacyjne powinny spełniać wymagania dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej, określone w odrębnych przepisach, w zakresie:

- 1) odporności na obniżenia napięcia zasilającego;
- 2) dopuszczalnych poziomów emitowanych harmonicznych prądu;
- 3) odporności na wahania napięcia i prądu w sieci zasilającej;
- 4) emisji i odporności na zakłócenia elektromagnetyczne.

- 4.4. Urządzenia technologiczne systemów telekomunikacji powinny posiadać dopuszczenie do instalowania i użytkowania na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz certyfikaty jakościowe w zakresie stosowania urządzeń i instalacji w obiektach elektroenergetycznych.

- 4.5. Systemy teleinformatyczne wykorzystywane do wymiany informacji wymaganych dla:

- 1) bilansowania systemu pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a podmiotami, które na podstawie umowy zawartej z tym operatorem stały się uczestnikami centralnego mechanizmu bilansowania handlowego,
- 2) prowadzenia ruchu sieciowego pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a elektrowniami posiadającymi jednostki wytwórcze, o których mowa w ust. 3 pkt 3.1.2 niniejszego załącznika

- powinny zapewnić wymagane bezpieczeństwo, poufność i niezawodność przekazywania informacji.

- 4.6. Systemy teledyktacyjne wykorzystywane przez operatorów systemu elektroenergetycznego do prowadzenia ruchu sieciowego powinny umożliwiać wzajemną wymianę danych dotyczących prowadzenia ruchu sieci na podstawie protokołów komunikacyjnych zgodnych z obowiązującymi standardami. Wymagania dotyczące wymiany danych określa instrukcja.
- 4.7. Systemy telekomunikacyjne i teledyktacyjne powinny być odporne na awarie sieci elektroenergetycznej i zapewniać ciągłość pracy przez okres conajmniej 8 godzin po wystąpieniu takiej awarii.

5. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej

- 5.1. Sieć o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym oraz urządzenia, instalacje i sieci podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej realizujące co najmniej funkcje pomiaru energii czynnej i biernej w dwóch kierunkach.
- 5.2. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej określone są dla tych układów, dla których mierzone wielkości energii elektrycznej stanowią podstawę do rozliczeń i potwierdzania ilości tej energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii.
- 5.3. Rozwiązania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej uzależniane są od wielkości mocy znamionowej przyłączanego urządzenia, instalacji lub sieci. Układy te dzieli się na 3 kategorie:
 - 1) kategoria 1 - dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia 30 MVA i wyższej;
 - 2) kategoria 2 - dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia zawartej w przedziale od 1 MVA do 30 MVA;
 - 3) kategoria 3 - dla pomiarów energii elektrycznej przy mocy znamionowej urządzenia mniejszej niż 1 MVA.
- 5.4. Układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej kategorii 1 powinny spełniać następujące wymagania:
 - 1) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć dwa rdzenie i dwa uzwojenia pomiarowe o klasie dokładności 0,2 służące do pomiaru energii elektrycznej;
 - 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 dla energii czynnej i 1 dla energii biernej;
 - 3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.
- 5.5. Układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej kategorii 2 powinny spełniać następujące wymagania:
 - 1) przekładniki prądowe i napięciowe powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5;
 - 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej;
 - 3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.
- 5.6. Układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej kategorii 3 powinny spełniać następujące wymagania:

- 1) przekładniki prądowe i napięciowe powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5;
 - 2) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej;
 - 3) liczniki energii elektrycznej powinny umożliwiać współpracę z systemami automatycznej rejestracji danych.
- 5.7. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej kategorii 1 i 2 wymagane są dwa równoważne układy pomiarowe: układ pomiarowo-rozliczeniowy energii elektrycznej podstawowy i rezerwowy.
- 5.8. Rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy energii elektrycznej określa się jako równoważny, jeżeli:
- 1) dla kategorii 1 - liczniki energii elektrycznej w podstawowym i rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym energii elektrycznej są zasilane z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu oraz układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej podstawowy i rezerwowy spełniają wymagania techniczne określone w pkt 5.4 niniejszego załącznika;
 - 2) dla kategorii 2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej podstawowy i rezerwowy spełniają wymagania techniczne określone w pkt 5.5 niniejszego załącznika.
- 5.9. Układy pomiarowo-rozliczeniowe przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej za pomocą sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym oraz układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej podmiotów przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny być wyposażone w systemy automatycznej rejestracji danych.
- 5.10. Układy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej powinny być zainstalowane:
- 1) po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV i wyższym;
 - 2) po stronie 110 kV transformatorów NN/110 kV stanowiących miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci innych podmiotów;
 - 3) po stronie górnego napięcia transformatorów lub w polach liniowych o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym stanowiących miejsca przyłączenia odbiorców końcowych;
 - 4) w polach liniowych o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym linii stanowiących połączenie krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami elektroenergetycznymi innych państw;
 - 5) w polach liniowych o napięciu znamionowym 110 kV linii stanowiących połączenia pomiędzy sieciami operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
 - 6) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących usługi systemowe oraz jednostek wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzenie przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectwa pochodzenia w rozumieniu ustawy.

6. Wymagania techniczne dla systemów pomiarowo-rozliczeniowych

- 6.1. Systemy pomiarowo-rozliczeniowe powinny realizować funkcje zdalnego odczytu danych pomiarowych z systemów automatycznej rejestracji danych.

- 6.2. Funkcja zdalnego odczytu danych pomiarowych z systemu automatycznej rejestracji danych powinna zapewniać pozyskiwanie danych pomiarowych z układów pomiarowych wyposażonych w system automatycznej rejestracji danych poprzez kanały telekomunikacyjne spełniające wymagania określone w pkt 4.2 niniejszego załącznika.
- 6.3. Dane pomiarowe powinny być pozyskiwane wraz ze znacznikami jakości nadawanymi przez system automatycznej rejestracji danych na potrzeby weryfikacji danych pomiarowych.
- 6.4. Dane pomiarowe pochodzące z podstawowych układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej dla:
 - 1) obszaru sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, włącznie z transformatorami sprzęgającymi z sieciami innych napięć znamionowych,
 - 2) jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt 3.1.2 niniejszego załącznika,
 - 3) połączeń krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami elektroenergetycznymi innych państw na napięciu znamionowym 110 kV i wyższym - są pozyskiwane bezpośrednio z systemów automatycznej rejestracji danych.
7. **Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących**
 - 7.1. Wymagania techniczne i zalecenia dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej obowiązują operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub właściwego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz podmioty zaliczane do I lub II grupy przyłączeniowej. Szczegółowe wymagania techniczne i zalecenia dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących określa instrukcja opracowana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.
 - 7.2. Poszczególne elementy sieci (linie napowietrzne i kablowe, linie odbiorców energii elektrycznej, transformatory, dławiki, łączniki szyn i szyny zbiorcze) powinny być wyposażone w układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzenia współpracujące, zwane dalej "układami i urządzeniami EAZ", niezbędne do:
 - 1) samoczynnej selektywnej likwidacji zakłóceń sieciowych;
 - 2) regulacji rozplądów mocy biernej i poziomów napięcia;
 - 3) prowadzenia ruchu stacji o górnym napięciu 750, 400, 220 i 110 kV z użyciem środków sterowniczych, lokalnych urządzeń pomiarów i sygnalizacji;
 - 4) odtworzenia przebiegu zakłóceń z użyciem rejestratorów zakłóceń i zdarzeń.
 - 7.3. Układy i urządzenia EAZ powinny reagować na zakłócenia w pracy elementów sieci elektroenergetycznej oraz jednostek wytwórczych, urządzeń i sieci podmiotów przyłączonych do sieci elektroenergetycznych, takie jak:
 - 1) zwarcia doziemne i międzyfazowe;
 - 2) zwarcia metaliczne i wysokooporowe;
 - 3) zwarcia przemijające i trwałe;
 - 4) zwarcia rozwijające;
 - 5) zakłócenia o charakterze technologicznym w urządzeniach;
 - 6) nieprawidłowe działanie wyłącznika;
 - 7) niebezpieczny wzrost napięcia na liniach elektroenergetycznych;
 - 8) zagrożenie utraty równowagi systemu elektroenergetycznego.
 - 7.4. Ogólne wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej podyktowane względami niezawodnościowymi są następujące:

- 1) zabezpieczenia i automatyki poszczególnych elementów sieci i elementów do niej przyłączonych należy dostosować do sposobu ich pracy i parametrów;
 - 2) nastawienia automatyk i układów EAZ, urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych do sieci o górnym napięciu 750, 400, 220 i 110 kV muszą być skoordynowane i liczone przez operatora sieci przesyłowej;
 - 3) poszczególne elementy sieci przesyłowej powinny być wyposażone w przynajmniej dwa niezależne zestawy urządzeń EAZ;
 - 4) dla zwiększenia pewności likwidacji zakłóceń przez układy i urządzenia EAZ, uwzględniając możliwość zawiedzenia elementów tych układów, należy stosować rezerwowanie urządzeń EAZ;
 - 5) w celu zapewnienia niezależności poszczególnych zestawów urządzeń EAZ każde z nich ma współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego (sterowniczymi) oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi);
 - 6) obwody sterownicze napięcia pomocniczego poszczególnych obwodów urządzeń EAZ powinny być zasilane z różnych sekcji rozdzielni prądu stałego współpracujących z oddzielnymi bateriami akumulatorowymi;
 - 7) dla zapewnienia wysokiej dyspozycyjności urządzeniom EAZ zasadne jest stosowanie urządzeń z układami ciągłej kontroli, testowania;
 - 8) zapewnienie wzajemnego bezpieczeństwa obwodów wtórnych przez stosowanie: elementów o odpowiedniej izolacji, właściwej ochrony przeciwprzepięciowej, wysokiej jakości osprzętu instalacyjnego (zacisków, wtyków, złącz itp.) i narzędzi instalacyjnych, urządzeń odpornych na zakłócenia (kompatybilność elektromagnetyczna) w obwodach wtórnych stacji oraz zapewnienie przejrzystej architektury obwodów wtórnych;
 - 9) wyposażenie urządzeń EAZ podstawowych w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania;
 - 10) uszkodzenie jednego z zabezpieczeń przeznaczonych do zabezpieczenia elementu sieciowego w stacjach o górnym napięciu 400 i 220 kV ważnym systemowo i przyelektrownianych nie powinno stwarzać konieczności odstawienia pola z ruchu, a jedynie powinno stanowić podstawę do planowania czynności naprawczych.
- 7.5. Wymagania techniczne dla układów EAZ w zakresie zapewnienia w krótkim czasie likwidacji zakłóceń powinny dotyczyć:
- 1) zachowania warunków równowagi dynamicznej sieci;
 - 2) zmniejszenia zakresu zniszczeń w miejscach powstałych zakłóceń;
 - 3) zapobiegania starzeniu się urządzeń sieciowych i elektrownianych;
 - 4) zmniejszenia zakłóceń technologicznych odbiorców końcowych;
 - 5) poprawy warunków bezpieczeństwa ludzi i urządzeń w obiektach sieci.
- 7.6. Uzyskanie wymaganych krótkich czasów zwarć oraz zapewnienia selektywnych wyłączeń wymaga zastosowania:
- 1) zabezpieczeń podstawowych o czasie ich działania krótszym od 30 ms;
 - 2) wyłączników o czasie ich wyłączania nieprzekraczającym 40 ms (z możliwością odstępstwa w uzasadnionych przypadkach);
 - 3) łącz do współpracy z urządzeniami teleautomatyki o czasie przekazywania sygnałów nieprzekraczającym 20 ms - dla sygnałów binarnych oraz nieprzekraczającym 5 ms - dla sygnałów analogowych;

- 4) układów lokalnego rezerwowania wyłączników z dwoma kryteriami otwarcia wyłącznika: prądowym wykorzystującym przełączniki prądowe o szybkim działaniu i powrocie (do 20 ms) dla każdej fazy oraz wyłącznikowym wykorzystującym styki sygnałowe wyłącznika;
 - 5) możliwie najmniejszej liczby przełączników pośredniczących;
 - 6) zabezpieczeń szyn zbiorczych o czasie działania nieprzekraczającym 20 ms;
 - 7) zabezpieczeń odcinkowych.
- 7.7. Linie przesyłowe 400 kV powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:
- 1) zabezpieczenie odcinkowe (pod warunkiem dostępności odpowiedniej jakości łącza), umożliwiające wyłączenia 1- i 3-fazowe;
 - 2) dwa zabezpieczenia odległościowe (od różnych producentów lub o innym algorytmie działania w przypadku produktów od jednego producenta) z pamięcią napięciową, blokadą od kołysań mocy, umożliwiające wyłączenia 1- i 3-fazowe;
 - 3) zabezpieczenie ziemnozwarciowe kierunkowe dwustopniowe;
 - 4) układy samoczynnego ponownego załączania (SPZ) umożliwiające dokonywanie 1- i 3-fazowego cyklu samoczynnego ponownego załączania (SPZ);
 - 5) lokalizator miejsca zwarcia;
 - 6) układ kontroli napięcia i synchronizacji;
 - 7) automatyki od wzrostu napięcia (jeśli jest niezbędna z powodów systemowych).
- 7.8. Linie przesyłowe 220 kV wyposaża się alternatywnie w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:
- 1) zabezpieczenie odcinkowe (pod warunkiem dostępności odpowiedniej jakości łącza), umożliwiające wyłączenia 1- i 3-fazowe;
 - 2) w liniach odchodzących z rozdzielni ważnych systemowo i przyelektrownianych należy stosować zabezpieczenia jak dla linii 400 kV;
 - 3) w pozostałych liniach dopuszcza się stosowanie jednego zabezpieczenia odległościowego;
 - 4) układy samoczynnego ponownego załączania (SPZ) umożliwiające dokonywanie 1- i 3-fazowego cyklu samoczynnego ponownego załączania (SPZ);
 - 5) lokalizator miejsca zwarcia;
 - 6) układ kontroli napięcia i synchronizacji.
- 7.9. Linie o napięciu 110 kV wyposaża się w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:
- 1) jedno zabezpieczenie podstawowe - odległościowe lub odcinkowe. W przypadku linii kablowych lub napowietrznych o długości do 2 km należy stosować zabezpieczenia odcinkowe;
 - 2) jedno zabezpieczenie rezerwowe - odległościowe lub ziemnozwarciowe, a dla linii promieniowych - prądowe;
 - 3) urządzenia automatyki 3-fazowego samoczynnego ponownego załączania (SPZ);
 - 4) pożądanym w liniach o dużej liczbie zakłóceń lokalizator miejsca zwarcia.
- 7.10. Linie blokowe powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące (wszystkie zabezpieczenia linii blokowej powinny działać na 3-fazowe wyłączenie wyłącznika blokowego):
- 1) dwa zabezpieczenia podstawowe umożliwiające wyłączenia 3-fazowe;
 - 2) zabezpieczenie rezerwowe reagujące na niesymetryczne zwarcia z ziemią w linii blokowej i sieci zewnętrznej;

- 3) elementy układów automatyki zapobiegającej kołysaniom mocy oraz przeciążeniom elementów sieci (APKO);
 - 4) układ bezwarunkowego wyłączenia wyłącznika blokowego od sygnału przesłanego z nastawni blokowej.
- 7.11. Transformatory o górnym napięciu 400 kV i 220 kV powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:
- 1) dwa zabezpieczenia podstawowe (różnicowe) reagujące na zwarcia zlokalizowane w transformatorze, z wyjątkiem zwarć zwojowych;
 - 2) po dwa zabezpieczenia rezerwowe (zabezpieczenie odległościowe, zabezpieczenie ziemnozwarciowe) po każdej stronie uzwojenia górnego i dolnego napięcia transformatora;
 - 3) zabezpieczenie w punkcie gwiazdowym;
 - 4) zabezpieczenia producenta: zabezpieczenie przepływowo-gazowe, modele cieplne oraz czujniki temperaturowe;
 - 5) układ sygnalizujący przeciążenie transformatora prądem.
- 7.12. Transformatory mocy dwu- i wielouzwojeniowe 110 kV/SN/SN powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:
- 1) zabezpieczenia podstawowe reagujące na zwarcie w transformatorze - zwarcioowo-prądowe, a dla transformatorów powyżej 5 MVA - różnicowe;
 - 2) każda strona transformatora powinna być wyposażona w zabezpieczenia nadprądowo-zwłoczne;
 - 3) każda strona transformatora powinna być wyposażona w zabezpieczenia przeciążeniowe (transformatory dwuuzwojeniowe zabezpiecza się tylko po jednej stronie);
 - 4) zaleca się, aby każda ze stron średniego napięcia (SN) transformatora była wyposażona w zabezpieczenia umożliwiające skracanie czasu zwarcia na szynach średniego napięcia (SN);
 - 5) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: temperaturowe oraz gazowo-przepływowe kadzi i gazowo-podmuchowe przełącznika zaczepów;
 - 6) zabezpieczenia transformatora reagujące na zwarcia wewnętrzne i zewnętrzne powinny działać na wyłączenie.
- 7.13. Wszystkie rodzaje łączników szyn należy wyposażyć w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:
- 1) jedno zabezpieczenie podstawowe pracujące w trybie na rozcinanie spiętych szyn zbiorczych działające na wyłączenie 3-fazowe własnego wyłącznika;
 - 2) pola łączników szyn zastępujących pola linii przesyłowych, transformatorów, a także linii blokowych należy wyposażyć w dodatkowy zestaw urządzeń EAZ umożliwiający realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych, niezbędnych przy użyciu pola łącznika szyn do zastąpienia innego pola, w tym układ umożliwiający współpracę łącznika szyn z zabezpieczeniami technologicznymi transformatora oraz bloku elektrowni;
 - 3) dopuszcza się stosowanie jednego zamiast dwóch zabezpieczeń podstawowych oraz niestosowanie lokalizatora miejsca zwarcia.
- 7.14. Dla zapewnienia synchronicznego łączenia linii i transformatorów do sieci zamkniętej niezbędne jest wyposażenie tych elementów sieci w układy kontroli synchronizacji. Wymaganie to stosuje się do pola łącznika szyn zbiorczych służącego do zastępowania tych pól.

- 7.15. Jednostki wytwórcze muszą być wyposażone w synchronizatory umożliwiające synchroniczne łączenie z siecią.
- 7.16. W miejscu przyłączenia do sieci zamkniętej jednostek wytwórczych oraz na liniach w ważnych węzłach tej sieci może być wymagane zainstalowanie synchronizatorów dla potrzeb odbudowy systemu.
- 7.17. Systemy sterowania i nadzoru nad pracą obiektów elektroenergetycznych przyłączonych bezpośrednio do stacji o górnym napięciu 400 kV i 220 kV powinny być przystosowane do współpracy z systemem sterowania i nadzoru operatora systemu przesyłowego.
- 7.18. Szyny zbiorcze rozdzielni 400, 220, 110 kV należy wyposażyć w jeden zespół zabezpieczenia szyn, zapewniający wyłączenie systemów (sekcji) szyn zbiorczych, w tym także zwarć zlokalizowanych między wyłącznikiem a przekładnikiem prądowym w polach łączników szyn.
- 7.19. W stacjach uproszczonych 110 kV typu "H" dopuszcza się możliwość rozwiązania automatyki szyn w oparciu o wsteczne strefy zabezpieczeń odległościowych pól liniowych.
- 7.20. Nowo budowane, przebudowywane i remontowane rozdzielnie 110 kV należy wyposażać w niezależne układy zabezpieczenia szyn.
- 7.21. W rozdzielniach 1,5- i 2-wyłącznikowych należy stosować uproszczone zabezpieczenie szyn zbiorczych, niewykorzystujące informacji o stanie położenia odłączników szynowych.
- 7.22. Wszystkie rozdzielnie sieci należy wyposażać w układy lokalnej rezerwy wyłącznikowej niezależne od układów zabezpieczeń szyn zbiorczych, przy czym za zgodą operatora systemu przesyłowego dopuszcza się stosowanie układów lokalnej rezerwy wyłącznikowej zintegrowanych z zabezpieczeniem szyn zbiorczych. Przed wyłączeniem odpowiedniego systemu szyn powinno być dokonane sterowanie uzupełniające przez element układu lokalnej rezerwy wyłącznikowej przypisany polu, w którym nie zadziałał wyłącznik.
- 7.23. Wszystkie rozdzielnie sieci należy wyposażyć, w zależności od układu pracy rozdzielni, w układy zdalnego rezerwowania wyłączników - w przypadku działania EAZ szyn zbiorczych. Układy zdalnego rezerwowania wyłączników powinny, gdy nie zadziała wyłącznik:
- 1) w polu linii przesyłowej - przesłać sygnał na jej drugi koniec;
 - 2) w polu linii blokowej - przesłać sygnał wyłączający transformator po stronie dolnego napięcia lub sygnał odwzbudzenia generatora - gdy nie ma wyłącznika generatorowego;
 - 3) w przypadku niezadziałania wyłącznika w polu transformatora o górnym napięciu 400 lub 220 kV - przesłać sygnał wyłączający transformator po stronie dolnego napięcia;
 - 4) w polu łącznika szyn sprzęgającego systemy - wyłączyć obydwa systemy szyn połączone tym wyłącznikiem.
- Układy zdalnego rezerwowania wyłączników powinny także, gdy nie zadziała dowolny wyłącznik wyłączany przez układy i urządzenia EAZ szyn zbiorczych, zrealizować próbę bezzwłocznego powtórnego wyłączenia uszkodzonego wyłącznika.
- 7.24. Łącza w układach i urządzeniach współpracujących EAZ powinny zapewnić dla linii przesyłowych elektroenergetycznych przesyłanie następujących sygnałów:
- 1) od pierwszego zabezpieczenia odległościowego;
 - 2) od drugiego zabezpieczenia odległościowego;

- 3) dla zabezpieczenia odcinkowego;
 - 4) od zabezpieczeń ziemnozwarciowych;
 - 5) od układu automatyki, od nadmiernego wzrostu napięcia;
 - 6) od układu zdalnego rezerwowania wyłączników na bezwarunkowe wyłączenie elementu systemu linii na drugim jej końcu;
 - 7) topologie pól przeciwległych dla automatyki przeciwkołysaniowo-odciążającej.
- 7.25. Wskazane jest, aby jednocześnie wykorzystać do przesyłania sygnałów, o których mowa w pkt 7.24, dwa niezależne łącza, w tym co najmniej jedno przeznaczone wyłącznie dla układu EAZ.
- 7.26. Wymaga się dla sygnałów bezwarunkowego wyłączania drugiego końca linii zapewnienia dwóch niezależnych łącz (dwa łącza, sygnały kodowane).
- 7.27. Zabezpieczenie odcinkowe linii przesyłowych elektroenergetycznych powinno być wyposażone we własne łącze, wykorzystane tylko do sprzęgania obydwu półkompletów. W przypadku łącza światłowodowego wykorzystuje się wydzielone żyły z wiązki światłowodu zainstalowanego na linii.
- 7.28. Przesyłanie sygnałów od zabezpieczeń linii przesyłowych elektroenergetycznych powinno się odbywać w pierwszej kolejności z zachowaniem wysokiej niezawodności ich przekazywania, szczególnie w wypadkach bezwarunkowego wyłączania drugiego końca linii (dwa łącza, sygnały kodowane).
- 7.29. Konstrukcja, zasada działania i sposób eksploatacji urządzenia zabezpieczeń linii przesyłowych i współpracujące z nimi łącza powinny być traktowane jako jeden niepodzielny zespół urządzeń.
- 7.30. Rejestratory zakłóceń sieciowych przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania układów EAZ oraz wyłączników powinny być instalowane we wszystkich czynnych polach rozdzielni przesyłowych. Rejestratory zakłóceń sieciowych powinny rejestrować:
- 1) w każdym polu 3 napięcia i 3 prądy fazowe oraz napięcie 3U0 i prąd 3I0;
 - 2) sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór) oraz sygnały załączające od układów SPZ;
 - 3) przebiegi wolnozmiennie;
 - 4) zapis w zalecanym formacie.
- Powinien być łatwy dostęp do rejestratora zakłóceń sieciowych - lokalnego w miejscu jego zainstalowania oraz zdalnego.
- 7.31. Przekładniki pośredniczące powinny spełniać następujące wymagania:
- 1) zaleca się stosowanie w zabezpieczeniach przekładników wyjściowych (wyłączających) - zestyków o zdolności wyłączalnej dostosowanej do wielkości poboru mocy cewek wyłączających wyłączników oraz wyposażonych w układy ograniczające przepięcia powstające przy rozłączaniu obwodu cewki wyłączającej;
 - 2) w układach sterowania powinny być stosowane wysokiej jakości przekładniki dwustanowe.
- 7.32. W układach EAZ stosuje się następujące przekładniki prądowe:
- 1) wolno stojące, pięciordzeniowe zainstalowane w polach elementów sieci przesyłowej elektroenergetycznej, w których rdzenie 3, 4 i 5 są rdzeniami zabezpieczeniowymi klasy 5P20 o mocy odpowiedniej dla danych obwodów i zasilanych układów i urządzeń EAZ;
 - 2) kombinowane;

- 3) zainstalowane w przepustach transformatorów - przewiduje się wykorzystywanie dla układów i urządzeń EAZ nie mniej niż dwóch rdzeni o odpowiednich parametrach;
 - 4) zainstalowane w przewodach uziemiających punkt gwiazdowy transformatorów.
- 7.33. W polach elementów sieci przesyłowej elektroenergetycznej stosuje się przekładniki napięciowe pojemnościowe, indukcyjne i kombinowane, posiadające trzy uzwojenia wtórne, przy czym trzecie połączone jest w układ otwartego trójkąta. Uzwojenia nr II i III współpracują z układami i urządzeniami EAZ (uzwojenie nr II klasy 3P, uzwojenie nr III klasy 6P o mocach odpowiednich dla konkretnych obwodów i zasilanych urządzeń EAZ).
- 7.34. Dobór pojemnościowych i indukcyjnych przekładników napięciowych oraz przekładników prądowych musi zapewnić sprawdzoną prawidłową współpracę z układami i urządzeniami EAZ w miejscu ich zainstalowania.
- 7.35. Wyłączniki 750, 400 i 220 kV powinny być wyposażone:
- 1) z kolumnami niesprzężonymi mechanicznie, w zabezpieczenie od niezgodności położenia jego kolumn,
 - 2) w blokadę, która po wyłączeniu wyłącznika uniemożliwia jego załączenie od ewentualnego trwałego impulsu załączającego,
 - 3) w komplet zestyków pomocniczych w ilości i konfiguracji dostosowanej do potrzeb obwodów wtórnych pola
- oraz umożliwiać realizację funkcji samoczynnego ponownego załączenia.
- 7.36. Odłączniki powinny być wyposażone w komplet zestyków, w liczbie i konfiguracji dostosowanej do potrzeb układów sterowania, sygnalizacji, zabezpieczeń szyn zbiorczych i układu lokalnej rezerwy wyłącznikowej. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub odpowiedniego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Dotyczy to zarówno urządzeń czynnych, jak i nowo projektowanych. Układy i urządzenia EAZ nowo projektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.
- 7.37. Urządzenia, układy i urządzenia EAZ, aparaty, osprzęt instalacyjny oraz ich elementy powinny posiadać certyfikaty jakości i świadectwa dopuszczające zastosowanie ich w obiektach sieci przesyłowej elektroenergetycznej. Dotyczy to w szczególności:
- 1) świadectw jakości i protokołów z wynikami badań laboratoriów potwierdzających zgodność wykonania urządzeń z wymaganiami norm międzynarodowych i europejskich;
 - 2) świadectw jakości i protokołów z wynikami badań przeprowadzonych przez jednostki badawcze;
 - 3) aktualnego certyfikatu dopuszczającego do stosowania w sieci.

II. Wymagania techniczne w zakresie przyłączenia do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich podmiotów zaliczanych do III, IV, V i VI grupy przyłączeniowej.

1. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą posiadać legalizację lub homologację zgodną z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia.

- 1.1. W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja lub homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo potwierdzające poprawność pomiaru (świadectwo wzorcowania). Okres pomiędzy kolejnymi wzorcownikami tych urządzeń (z wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych, które podlegają legalizacji pierwotnej) nie powinien przekraczać okresu legalizacji licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.
- 1.2. Protokoły transmisji danych pomiarowych z liczników elektronicznych i rejestratorów energii elektrycznej powinny być ogólnie dostępne, a format danych udostępnianych na wyjściach układów pomiarowo-rozliczeniowych - zgodny z wymaganiami określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego w instrukcji.
2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz pomiarowo-kontrolnych są następujące:
 - 1) dla odbiorców o mocy pobieranej nie mniejszej niż 30 MW lub rocznym zużyciu energii nie mniejszym niż 200 GWh:
 - a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
 - b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5,
 - c) dopuszcza się zabudowanie przekładników z dwoma uzwojeniami pomiarowymi na jednym rdzeniu,
 - d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - e) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez czas określony przez operatora systemu dystrybucyjnego, nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe; układy te powinny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny mieć układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymanie zasilania źródłami zewnętrznymi,
 - h) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż 4 razy na dobę. Rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych powinna obejmować tylko układ podstawowy, dopuszczając wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych pomiarowych na serwer ftp lub przekazywane w formie e-maila). Nie jest wymagane dostarczanie danych o mocy pobieranej i energii biernej;
 - 2) dla odbiorców o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie):
 - a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,

- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych oraz pomiarowo-kontrolnych przyłącza się do jednego uzwojenia przekładnika,
 - c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut, w czasie określonym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe; układy te powinny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - f) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymywać zasilanie ze źródeł zewnętrznych,
 - g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę. Nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej;
- 3) dla odbiorców o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie):
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
 - b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - c) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez czas określony przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, nie dłużej jednak niż dwa okresy rozliczeniowe. Układy te powinny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz podtrzymywać zasilanie źródeł zewnętrznych,
 - e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę. Nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej;
- 4) dla odbiorców o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 800 kW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 200 MWh i nie większym niż 4 GWh (wyłącznie):
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 1 (zalecana klasa 0,5) służące do pomiaru energii czynnej,

- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - c) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut w czasie określonym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe. Układy te powinny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny mieć układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
 - e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę. Nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej;
- 5) dla odbiorców niewymienionych w ppkt 1-4:
- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 2 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
 - b) w przypadkach określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w instrukcji, układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut w czasie określonym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, nie dłużej jednak niż przez dwa okresy rozliczeniowe. Układy te powinny także automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - c) w przypadkach określonych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w instrukcji, układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny umożliwiać transmisję danych pomiarowych nie częściej niż raz na dobę (zaleca się raz na miesiąc). Nie wymaga się dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej.
3. Dodatkowe wymagania w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych powinna określać instrukcja.
4. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych na średnim napięciu nie należy przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej i rezystorami dociążającymi.
5. Dla VI grupy przyłączeniowej wymagania dotyczące układów pomiarowo-rozliczeniowych mogą być przedmiotem uzgodnień pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i odbiorcą. Wymagania te nie mogą być bardziej uciążliwe niż określone w niniejszym załączniku do rozporządzenia.

ZAŁĄCZNIK Nr 2

ZAKRES INFORMACJI PRZEKAZYWANEJ ODBIORCOM KOŃCOWYM O STRUKTURZE PALIW I INNYCH NOŚNIKÓW ENERGII PIERWOTNEJ ZUŻYWANYCH DO WYTWORZENIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ SPRZEDANEJ W POPRZEDNIM ROKU KALENDARZOWYM ORAZ O MIEJSCU, W KTÓRYM SĄ DOSTĘPNE INFORMACJE O WPŁYWIE WYTWORZENIA TEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA ŚRODOWISKO

1. Struktura paliw i innych nośników energii pierwotnej używanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w roku

Lp.	Źródło energii	Udział procentowy [%]
1	Odnawialne źródła energii, w tym: biomasa geotermia energetyka wiatrowa energia słoneczna duża energetyka wodna mała energetyka wodna	
2	Węgiel kamienny	
3	Węgiel brunatny	
4	Gaz ziemny	
5	Energetyka jądrowa	
6	Inne	
RAZEM		100

2. Wykres kołowy obrazujący graficznie strukturę paliw i innych nośników energii pierwotnej używanych do wytworzenia energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1.
3. Informacje o miejscu, w którym dostępne są informacje o wpływie wytworzenia energii elektrycznej na środowisko w zakresie wielkości emisji dla poszczególnych paliw i innych nośników energii pierwotnej używanych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez sprzedawcę w roku

Lp.	Miejsce, w którym dostępne są informacje o wpływie wytwarzania energii elektrycznej na środowisko	Rodzaj paliwa	CO ₂	SO ₂	NO _x	Pyły	Odpady radioaktywne
			[Mg/MWh]				
1							
...							
...							

Uzasadnienie

W związku z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne (mającą przede wszystkim na celu implementację dyrektywy 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz. Urz. WE L 33 z 4.02.2006, str. 22) przeniesiono kwestię terminów wydawania warunków przyłączenia do sieci, ich ważności oraz ekspertyzy wpływu urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny a także podstawowych danych jakie powinien zawierać wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci z rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego do ustawy – Prawo energetyczne. Zabieg ten przeprowadzono ze względu na wymogi konstytucyjne i zasady techniki prawodawczej. Stąd zaszła konieczność skorelowania zapisów zawartych w ustawie – Prawo energetyczne z zapisami rozporządzenia. Ponadto w związku z ww. nowelizacją uregulowano procedurę zmiany sprzedawcy. Wskazano dzień rozwiązania umowy, na podstawie której przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną odbiorcy tej energii w gospodarstwie domowym. Termin ten, w przypadku odbiorcy w gospodarstwie domowym, nie jest tożsamy z terminem zawartym w obecnie obowiązującym rozporządzeniu, stąd należałoby usunąć z rozporządzenia tę sprzeczność. Dodatkowo w projekcie rozporządzenia uregulowano kwestię informowania się stron umowy o dostarczanie energii elektrycznej w przypadku zmiany sprzedawcy. Wskazano także, że nowy sprzedawca rozpoczyna sprzedaż energii elektrycznej z dniem rozwiązania umowy o dostarczanie energii elektrycznej.

W projekcie rozporządzenia uregulowano sposób i zakres udostępniania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej, pracy krajowego systemu elektroenergetycznego oraz ofertach bilansujących składanych przez jednostki wytwórcze.

Zgodnie z dodanym § 38 ust. 1 operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego udostępnia w swojej siedzibie oraz zamieszcza na swojej stronie internetowej ww. informacje dotyczące w szczególności:

- 5) planowanych remontów jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD),
- 6) ubytków mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD),
- 7) ograniczeń określających warunki generacji w poszczególnych jednostkach wytwórczych i okresach czasu, którego te ograniczenia dotyczą,
- 8) ofert bilansujących składanych przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD), niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej oraz korzystania z tej sieci i krajowego systemu elektroenergetycznego.

Informacje dotyczące planowanych remontów jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego udostępnia w swojej siedzibie oraz zamieszcza na swojej stronie internetowej do godz. 16 doby $n-2$.

Informacje dotyczące zaś ubytków mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego udostępnia w swojej siedzibie oraz zamieszcza na swojej stronie internetowej powykonawczo w dobie $n+1$ za dobę n z podziałem na poszczególne godziny tej doby.

OSP posiada szczegółowe dane dot. wyłączenia jednostek wytwórczych w zakresie wszystkich JWCD. Jeżeli chodzi o sieć koordynowaną, to przyłączone są do niej również jednostki nie będące JWCD, w tym jednostki o mocy poniżej 50 MW, którymi OSP nie dysponuje. Jednostki poniżej 50 MW znajdują się w dyspozycji OSD (art. 9c ust. 2 pkt. 6 i art. 9c ust. 3 pkt 5). Stąd w ramach obowiązujących mechanizmów OSP, za pośrednictwem OSD otrzymuje dane zagregowane dotyczące planów produkcji jednostek nie będących JWCD. Oferty bilansujące są publikowane na zasadzie wykazu anonimowego.

Dane dotyczące wyłączeń, ofert, ubytków, funkcjonowania systemu, itd. (czyli parametrów technicznych) są publikowane w formie zestawień tabelarycznych czy raportów z funkcjonowania rynku energii elektrycznej na stronie internetowej operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

Informacje dotyczące warunków świadczenia usług przesyłania są udostępniane w następujący sposób:

- zasady świadczenia usług, ich podział, warunki konieczne do zawarcia umowy, w tym w zakresie wymiany międzysystemowej są zamieszczone w IRiESP, która jest opublikowana na stronie internetowej operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Publikowane są również standardy umów przesyłania dla poszczególnych grup kontrahentów, jak również taryfa, w której są zawarte obowiązujące zasady rozliczeń. Zatem co do zasady wszystkie podstawowe informacje są opublikowane w Internecie. Jeżeli kontrahent operatora ma wątpliwości bądź chce uzyskać dodatkowych wyjaśnień stosuje się formę korespondencyjną oraz spotkań bezpośrednich.

- jeżeli chodzi o szczegółowe informacje dotyczące wymiany międzysystemowej na stronie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego zawarty jest cały blok poświęcony temu zagadnieniu, zatem co do zasady informacje te udostępniane są na stronie internetowej operatora oraz w siedzibie spółki lub w drodze korespondencyjnej.

Z powyższych względów uregulowanie tych kwestii w rozporządzeniu nie będzie stanowiło dla operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego dodatkowego obciążenia a zagwarantuje uczestnikom rynku energii elektrycznej dostęp do niezbędnych informacji.

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Wpływ na sektor finansów publicznych, w tym budżet państwa i budżety jednostek samorządu terytorialnego.

Wejście w życie zmian przedmiotowego rozporządzenia nie spowoduje wydatków budżetu państwa.

2. Wpływ regulacji na sektor przedsiębiorstw.

Projektowane rozporządzenie wpłynie stabilizująco na sektor przedsiębiorstw, szczególnie w sferze dotyczącej przyłączeń nowych podmiotów do sieci elektroenergetycznych. Jeżeli chodzi o obowiązki informacyjne, o których mowa w § 38 to nie będą one stanowiły dodatkowego

obciążenia dla OSP, bowiem Operator i tak to czyni. Uregulowanie tej kwestii w rozporządzeniu zagwarantuje sporządzanie takich informacji przez Operatora na przyszłość.

3. Wpływ regulacji na rynek pracy.

Nie przewiduje się wpływu zmian przedmiotowego rozporządzenia na rynek pracy.

4. Wpływ regulacji na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki.

Jednym z głównych celów nowelizacji rozporządzenia jest wsparcie procesów budowy konkurencyjnego rynku energii w Polsce, co przełoży się na wzrost konkurencyjności wewnętrznej i zewnętrznej polskiej gospodarki.

5. Wpływ regulacji na sytuację i rozwój regionalny.

Regulacje dotyczące warunków przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznych, zawarte w projekcie rozporządzenia mogą mieć pozytywny wpływ na rozwój nowych przedsiębiorstw, co przyniesie wymierne korzyści dla rozwoju regionalnego.

6. Skutki prawne związane z wejściem w życie projektowanego aktu.

Projekt służy dostosowaniu rozporządzenia do zapisów projektu ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz o zmianie innych ustaw wdrażającego dyrektywę 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącą działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz. Urz. WE L 33 z 4.02.2006, str. 22) oraz uwzględnia praktyczne doświadczenia w stosowaniu przepisów rozporządzenia.

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA GOSPODARKI¹⁾

z dnia

w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji²⁾

Na podstawie 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.³⁾) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa sposób obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowy zakres obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej 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 ogólną”,
- b) ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
- c) ilości ciepła użytkowego w kogeneracji,
- d) oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku zastosowania kogeneracji w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego, zwanej dalej „oszczędnością energii pierwotnej”;

¹⁾ Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej - gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 16 listopada 2007 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki i Pracy (Dz. U. Nr 216, poz. 1593).

²⁾ Przepisy niniejszego rozporządzenia wdrażają postanowienia dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG (Dz. Urz. UE L 52 z 21.02.2004, s. 50; Dz. Urz. Polskie wydanie specjalne rozdz. 12, t. 3, s. 3) oraz decyzji Komisji 2007/74/WE z dnia 21 grudnia 2006 r. ustanawiającej zharmonizowane wartości referencyjne wydajności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej i ciepła zgodnie z dyrektywą 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 32 z 6.02.2007, s. 183).

Niniejsze rozporządzenie zostało notyfikowane Komisji Europejskiej w dniu ... pod numerem ..., zgodnie z § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. Nr 239, poz. 2039 oraz z 2004 r. Nr 65, poz. 597), które wdraża dyrektywę 98/34/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 22 czerwca 1998 r. ustanawiającą procedurę udzielania informacji w zakresie norm i przepisów technicznych (Dz. Urz. WE L 204 z 21.07.1998 r., s. 37; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne rozdz. 13, t. 20, s. 337).

³⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 i Nr 227, poz. 1505 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11 i Nr 69, poz. 586.

- 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. 91 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”;
- 3) referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego, oddzielnie dla energii elektrycznej i ciepła, służące do obliczania oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku zastosowania kogeneracji;
- 4) wymagania dotyczące 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. 8 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, o których mowa w art. 91 ust. 1 ustawy, lub uiszczenia opłaty zastępczej, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1 – 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, o których mowa w art. 91 ust. 1 ustawy,
 - 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) jednostka kogeneracji na małą skalę – jednostkę kogeneracji lub grupę jednostek kogeneracji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej dla źródła energii poniżej 1 MW.

§ 3.1. Do obliczania ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, średniorocznej sprawności ogólnej oraz wielkości oszczędności energii pierwotnej, stosuje się wartości określone na podstawie rzeczywistych parametrów funkcjonowania jednostki kogeneracji, w normalnych warunkach jej pracy, oraz danych dotyczących ilości i jakości wytwarzania energii elektrycznej i ciepła użytkowego w okresie od dnia 1 stycznia do dnia 31 grudnia danego roku.

2. Dla jednostki mikrokogeneracji obliczenia, o których mowa w ust. 1, mogą być wykonane na podstawie parametrów i wartości określonych w dokumentacji technicznej tej jednostki, oraz czasu jej pracy w ciągu roku.

3. Przepisy ust. 1 i 2 stosuje się do obliczania ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji i wielkości oszczędności energii pierwotnej, określonej we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji, obejmujących okres jednego lub więcej następujących po sobie miesięcy kalendarzowych danego roku kalendarzowego oraz dla jednostek kogeneracji nowobudowanych, z wyjątkiem wartości średniorocznej sprawności ogólnej, którą przyjmuje się na podstawie wartości planowanych dla danego roku kalendarzowego.

4. Sposób obliczania danych stosowanych do obliczania ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji oraz wielkości oszczędności energii pierwotnej, o których mowa w ust. 1, dla różnych rodzajów i układów urządzeń wchodzących w skład jednostki kogeneracji określają załączniki nr 1 i 2 do rozporządzenia.

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

$$\eta = \frac{3,6 \cdot A_b + Q_{uq}}{Q_b - Q_{bck}} \cdot 100$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

A_b – całkowitą ilość energii elektrycznej brutto, rozumianą jako sumę ilości wytworzonej energii elektrycznej brutto i ilości energii elektrycznej odpowiadającej energii mechanicznej brutto, wytworzonych w jednostce kogeneracji [w MWh];

Q_{uq} – ilość ciepła użytkowego w kogeneracji w jednostce kogeneracji dostarczonego do sieci ciepłowniczej lub przeznaczonego do procesu produkcyjnego [w GJ];

Q_b – ilość energii chemicznej zawartej w paliwach zużytych w jednostce kogeneracji [w GJ];

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

2. Ilość wytworzonej energii elektrycznej brutto oblicza się jako sumę ilości wytworzonej energii elektrycznej brutto, zmierzonej na zaciskach generatorów lub ogniw paliwowych wchodzących w skład jednostki kogeneracji.

3. Ilość energii elektrycznej odpowiadającej energii mechanicznej brutto wytworzonej w jednostce kogeneracji oblicza się jako sumę ilości energii wykorzystanej na potrzeby własne jednostki kogeneracji do bezpośredniego napędzania urządzeń lub dostarczonej na zewnątrz tej jednostki. Energię mechaniczną przelicza się na energię elektryczną w stosunku 1:1.

4. Ilość ciepła użytkowego w kogeneracji, oznaczoną symbolem „ Q_{uq} ”, o którym mowa w ust. 1, obejmuje ilość ciepła użytkowego w kogeneracji uzyskanego z upustów i wylotów turbin parowych, kotłów odzysknicowych, ciepłowniczych turbin gazowych i silników spalinyowych, stanowiących wyodrębniony zespół urządzeń jednostki kogeneracji oraz dostarczonego do instalacji lub sieci ciepłowniczej i przeznaczonego w szczególności:

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

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

6. Ilość energii chemicznej, oznaczoną symbolem „ Q_b ”, o którym mowa w ust. 1, oblicza się jako sumę ilości energii chemicznej zawartej w paliwach zużytych w jednostce kogeneracji. Ilość energii chemicznej zawartej w paliwach określa się stosując metodę bezpośrednią, na podstawie wartości opałowej i ilości tych paliw.

7. W przypadku gdy stosowanie metody bezpośredniej, o której mowa w ust. 6, z powodów technicznych nie jest możliwe lub koszty jej stosowania są niewspółmiernie wysokie w stosunku do wartości energii z wysokosprawnej kogeneracji wytworzonej w tej jednostce, a metoda pośrednia daje co najmniej taką samą dokładność jak metoda bezpośrednia, wówczas ilość energii chemicznej zawartej w paliwach zużytych w źródle energii, w skład którego wchodzi jednostki kogeneracji, można rozdzielić na poszczególne urządzenia wchodzące w skład tego źródła, stosując metodę pośrednią.

§ 5.1. Ilość energii dostarczonej do jednostki kogeneracji z innych procesów, zwanej dalej „równoważnikiem paliwowym”, należy doliczyć do ilości energii chemicznej zawartej w paliwie, o której mowa w § 4 ust. 1.

2. Równoważnik paliwowy oblicza się z uwzględnieniem współczynnika określającego zmianę ilości wytwarzanej energii elektrycznej lub mechanicznej w wyniku dostarczenia energii z innych procesów przy stałej ilości energii chemicznej zawartej w zużytych paliwach, zwanego dalej „współczynnikiem zmiany mocy”.

3. Współczynnik zmiany mocy wyznacza się na podstawie aktualnych pomiarów przeprowadzonych oddzielnie dla każdego strumienia energii dostarczonej do jednostki kogeneracji z innego procesu lub wyprowadzonej z tej jednostki.

4. Sposób określania:

- 1) ilości energii chemicznej zawartej w zużytych paliwach, o której mowa w § 4 ust. 1,
- 2) ilości wytworzonej energii elektrycznej i mechanicznej, o której mowa w § 4 ust. 2,
- 3) ilości ciepła użytkowego w kogeneracji dla różnych układów urządzeń wchodzących w skład jednostki kogeneracji, o której mowa w § 4 ust. 4,
- 4) równoważnika paliwowego,
- 5) współczynnika zmiany mocy

- określa załącznik nr 1 do rozporządzenia.

§ 6.1. Obliczona zgodnie z art. 3 pkt 36 ustawy ilość energii elektrycznej z kogeneracji, oznaczona symbolem „ A_{bq} ”, o którym mowa w § 7 ust. 3, jest równa ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, pod warunkiem uzyskania przez jednostkę kogeneracji oszczędności energii pierwotnej, obliczonej stosownie do § 7 ust. 1, w wysokości określonej w art. 3 pkt 38 ustawy.

2. Wartość współczynnika określającego stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji, oznaczonego symbolem „ C ”, o którym mowa w pkt 1.6 załącznika nr 1 do rozporządzenia, oblicza się na podstawie rzeczywistych parametrów technologicznych jednostki kogeneracji, dla danego przedziału czasowego, w sposób określony w tym załączniku.

3. Jeżeli ilość wytworzonej energii elektrycznej lub mechanicznej zmniejsza się na skutek wzrostu wytwarzania ciepła użytkowego przy stałej ilości energii chemicznej zawartej w paliwach zużytych w jednostce kogeneracji, wartość współczynnika określającego stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji, oznaczonego symbolem „ C ”, o którym mowa w pkt 1.6 załącznika nr 1 do rozporządzenia, wyznacza się z uwzględnieniem współczynnika zmiany mocy.

4. Jeżeli określenie wartości współczynnika określającego stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji, oznaczonego symbolem „ C ”, o którym mowa w pkt 1.6 załącznika nr 1 do rozporządzenia, nie jest technicznie możliwe w wyniku

pomiarów lub jeżeli koszty przeprowadzenia pomiarów są niewspółmiernie wysokie w stosunku do wartości energii z kogeneracji wytworzonej w danej jednostce kogeneracji, przyjmuje się wartość podaną przez producenta zamieszczoną w aktualnej dokumentacji technicznej. Gdy dokumentacja ta nie jest dostępna, do obliczeń przyjmuje się następujące wartości domyślne współczynnika „C”:

- 1) 0,95 dla układu gazowo-parowego z odzyskiem ciepła,
- 2) 0,45 dla turbiny parowej przeciwprężnej,
- 3) 0,45 dla turbiny parowej upustowo- kondensacyjnej,
- 4) 0,55 dla turbiny gazowej z odzyskiem ciepła,
- 5) 0,75 dla silnika spalinowego

- pod warunkiem, że obliczona ilość energii elektrycznej z kogeneracji jest niższa lub równa całkowitej produkcji energii elektrycznej z tej jednostki.

§ 7.1. Oszczędność energii pierwotnej, oznaczoną symbolem „PES”, wyrażoną w procentach, oblicza się według wzoru:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{qc}}{\eta_{refc}} + \frac{\eta_{qe}}{\eta_{refe}}} \right) \cdot 100$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

η_{qc} – sprawność wytwarzania ciepła użytkowego w kogeneracji [w %];

η_{refc} – referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła [w %];

η_{qe} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej z kogeneracji [w %];

η_{refe} – referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej [w %].

2. Sprawność wytwarzania ciepła użytkowego w kogeneracji, oznaczoną symbolem „ η_{qc} ”, wyrażoną w procentach, oblicza się według wzoru:

$$\eta_{qc} = \frac{Q_{uq}}{Q_{bq}} \cdot 100$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

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

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

3. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej z kogeneracji, oznaczoną symbolem „ η_{qe} ”, wyrażoną w procentach, oblicza się według wzoru:

$$\eta_{qe} = \frac{3,6 \cdot A_{bq}}{Q_{bq}} \cdot 100$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

A_{bq} – ilość energii elektrycznej z kogeneracji [w MWh];

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

4. Ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła użytkowego w procesie kogeneracji, oznaczoną symbolem „ Q_{bq} ”, o którym mowa w ust. 2, wyrażoną w GJ, oblicza się według wzoru:

$$Q_{bq} = Q_b - Q_{bck} - Q_{bek}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Q_b – ilość energii chemicznej zawartej w paliwach zużytych w jednostce kogeneracji [w GJ];

Q_{bck} – ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytworzenia ciepła użytkowego w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji [w GJ];

Q_{bek} – ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytworzenia energii elektrycznej w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji [w GJ].

5. Referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej i ciepła użytkowego określa załącznik nr 2 do rozporządzenia.

§ 8.1. Pomiaru ilości energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji, w tym na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 91 ust. 8 ustawy, dokonuje się na zaciskach generatorów lub ogniwi paliwowych wchodzących w skład jednostki kogeneracji.

2. Pomiaru 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. Pomiaru ilości paliw zużywanych w jednostce kogeneracji dokonuje się na granicy bilansowej tej jednostki lub wyodrębnionego zespołu urządzeń 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. 10 ustawy.

§ 9. Obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectwa 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 jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1 ustawy:

- a) 2,9 % w 2009 r.,
- b) 3,1 % w 2010 r.,
- c) 3,3 % w 2011 r.,
- d) 3,5 % w 2012 r.;

2) dla jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1a ustawy:

- a) 1,9 % w 2010 r.,
 - b) 3,1 % w 2011 r.,
 - c) 4,2 % w 2012 r.,
 - d) 5,3 % w 2013 r.,
 - e) 6,5 % w 2014 r.,
 - f) 7,5 % w 2015 r.,
 - g) 8,6 % w 2016 r.,
 - h) 9,6 % w 2017 r.,
 - i) 10,5 % w 2018 r.;
- 3) dla jednostki kogeneracji, o której mowa w art. 91 ust. 1 pkt 2 ustawy:
- a) 20,6 % w 2009 r.,
 - b) 21,3 % w 2010 r.,
 - c) 22,2 % w 2011 r.,
 - d) 23,2 % w 2012 r.

§ 10.1. 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 każda jednostka energii elektrycznej sprzedawana przez dane przedsiębiorstwo energetyczne odbiorcom końcowym jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.

2. Maksymalna wysokość kosztów, o których mowa w ust. 1, uwzględnianych w kalkulacji cen energii elektrycznej ustalanych w taryfach, jest równa wysokości kosztów:

- 1) uzyskania świadectw pochodzenia z kogeneracji, obliczonych według wzoru:

$$Ksm = Ozg \cdot Epg + Ozk \cdot Epk + Ozm \cdot Epm$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Ksm – maksymalny koszt uzasadniony uzyskania świadectw pochodzenia z kogeneracji [w zł],

Ozg – jednostkową opłatę zastępczą, o której mowa w art. 9a ust. 8 pkt 2 ustawy, dla jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1 ustawy [w zł/MWh],

Epg – ilość energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1 ustawy, które przedsiębiorstwo energetyczne planuje przedstawić do umorzenia [w MWh],

Ozk – jednostkową opłatę zastępczą, o której mowa w art. 9a ust. 8 pkt 2 ustawy, dla jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 2 ustawy [w zł/MWh],

Epk – ilość energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o

których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 2 ustawy, które przedsiębiorstwo energetyczne planuje przedstawić do umorzenia [w MWh],

Ozm – jednostkową opłatę zastępczą, o której mowa w art. 9a ust. 8 pkt 2 ustawy, dla jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1a ustawy [w zł/MWh],

Epm – ilość energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 91 ust. 1 pkt 1a ustawy, które przedsiębiorstwo energetyczne planuje przedstawić do umorzenia [w MWh];

2) opłaty zastępczej poniesionej w roku poprzedzającym rok sporządzania taryfy, z uwzględnieniem ust. 4.

3. Ilość energii elektrycznej, oznaczonej symbolami „Epg”, „Epk” i „Epm”, o których mowa w ust. 2, nie może być wyższa od ilości energii elektrycznej wynikającej z udziałów ilościowych, o których mowa w § 9, pomniejszonej o ilość energii wynikającą z poniesionej opłaty zastępczej w roku poprzedzającym rok sporządzania taryfy.

4. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne, w roku poprzedzającym rok sporządzania taryfy, zrealizowało obowiązek wynikający z udziałów ilościowych, o których mowa w § 9, uiszczając opłatę zastępczą w wysokości odpowiadającej ilości energii elektrycznej wyższej niż 10 % ilości energii elektrycznej wynikającej z obowiązku uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji albo uiszczenia opłaty zastępczej, w kosztach, o których mowa w ust. 1, uwzględnia się 80 % kosztów poniesionej opłaty zastępczej.

§ 11. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia⁴⁾.

MINISTER GOSPODARKI

⁴⁾ Niniejsze rozporządzenie poprzedzone było rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. Nr 185, poz. 1314), które na podstawie art. 16 ustawy z dnia o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie innych ustaw (Dz. U. Nr ..., poz. ...) traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

ZALĄCZNIK Nr 1

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

I. Zakres

1.1. Określa się sposób obliczania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, w okresie sprawozdawczym, oraz oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w kogeneracji w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych.

1.2. Ustala się następujące typy urządzeń stosowanych w jednostkach kogeneracji:

- 1) układ gazowo-parowy z odzyskiem ciepła;
- 2) turbina parowa przeciwprężna;
- 3) turbina parowa upustowo-kondensacyjna;
- 4) turbina gazowa z odzyskiem ciepła;
- 5) silnik spalinowy;
- 6) mikroturbiny;
- 7) silniki Stirlinga;
- 8) ogniwa paliwowe;
- 9) silniki parowe;
- 10) organiczny obieg Rankine'a;
- 11) pozostałe rodzaje technologii pracujących w kogeneracji.

1.3. Wartość średniorocznej sprawności granicznej wytwarzania energii elektrycznej i ciepła łącznie, o której mowa w art. 3 pkt 36 ustawy, dla poszczególnych typów urządzeń kogeneracji, o których mowa w pkt 1.2, wynosi:

- 1) 75 % w jednostkach kogeneracji, o których mowa w pkt 1.2 ppkt 2 i 4-8;
- 2) 80 % w jednostkach kogeneracji, o których mowa w pkt 1.2 ppkt 1 i 3.

1.4. W przypadku jednostki kogeneracji wytwarzającej energię w zespołach urządzeń o różnej sprawności granicznej, przyjmuje się wartość najwyższej sprawności granicznej obowiązującej dla typów urządzeń kogeneracji występujących w tej jednostce.

1.5. W przypadku gdy średnioroczna sprawność ogólna obliczona stosownie do § 4 ust. 1 rozporządzenia osiąga lub przekracza wartość graniczną określoną w pkt 1.3 i 1.4 dla danej jednostki kogeneracji, 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 1.9, jest równa całkowitej ilości energii elektrycznej brutto wytworzonej w jednostce kogeneracji w tym okresie.

1.6. W przypadku gdy średnioroczna sprawność ogólna obliczona na podstawie przepisu § 4 ust. 1 rozporządzenia nie osiąga wartości granicznej określonej w pkt 1.3 i 1.4 dla danej jednostki kogeneracji oraz dla jednostek, o których mowa w pkt 1.2 ppkt 9-11, ilość energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji w okresie sprawozdawczym oblicza się według wzoru:

$$A_{bq} = C \cdot \frac{Q_{uq}}{3,6[MWh]}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C – współczynnik określający stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji [w GJ/GJ];

Q_{uq} – ilość ciepła użytkowego wytworzonego w kogeneracji, o którym mowa w § 4 ust. 4 rozporządzenia [w GJ].

1.7. Wartość współczynnika określającego stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji, oznaczonego symbolem „ C ” i wyrażonego w GJ/GJ, o którym mowa w pkt 1.6, dla okresów sprawozdawczych, wyznacza się na podstawie rzeczywistych parametrów technologicznych jednostki kogeneracji, według wzorów:

1) dla jednostek kogeneracji z ubytkiem mocy elektrycznej, o których mowa w pkt 7.2:

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

2) dla jednostek kogeneracji bez ubytku mocy elektrycznej, o których mowa w pkt 7.4:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

η_{ek} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej poza procesem kogeneracji, o której mowa w pkt 1.8 [w %];

η_{gr} – średnioroczną sprawność graniczną określoną stosownie do pkt 1.3 i 1.4 [w %];

β – współczynnik zmiany mocy, o którym mowa w pkt 7.1 [w GJ/GJ].

1.8. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej poza procesem kogeneracji w jednostce kogeneracji, oznaczoną symbolem „ η_{ek} ”, o którym mowa w pkt 1.7, i wyrażoną w procentach, dla okresów sprawozdawczych, wyznacza się według wzorów:

1) dla jednostek kogeneracji z ubytkiem mocy elektrycznej, o których mowa w pkt 7.2

$$\eta_{ek} = \frac{3,6 \cdot A_b + \beta \cdot Q_{uq}}{Q_b - Q_{bck}} \cdot 10^2$$

2) dla jednostek kogeneracji bez ubytku mocy elektrycznej, o których mowa w pkt 7.4

$$\eta_{ek} = \frac{3,6 \cdot A_b}{Q_b - Q_{bck}} \cdot 10^2$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

A_b – całkowita ilość energii elektrycznej brutto, o której mowa w § 4 ust. 1 rozporządzenia [w MWh];

Q_{uq} – ilość ciepła użytkowego w kogeneracji, o której mowa w § 4 ust. 1 rozporządzenia [w GJ];

Q_b – ilość energii chemicznej zawartej w paliwach zużytych w jednostce kogeneracji, o której mowa § 4 ust. 1 rozporządzenia [w GJ];

Q_{bck} – ilość energii chemicznej zawartej w paliwach z których zostało wytworzone ciepło użytkowe w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji, o której mowa § 4 ust. 1 rozporządzenia [w GJ];

β – współczynnik zmiany mocy, o którym mowa w pkt 7.1 [w GJ/GJ].

1.9. Okres sprawozdawczy dotyczy okresu pracy, rozruchów i postojów jednostki kogeneracji i może obejmować:

- 1) dany rok kalendarzowy, w szczególności, w celu wypełnienia obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 8 ustawy;
- 2) jeden lub kilka, kolejno następujących po sobie, pełnych miesięcy danego roku kalendarzowego. W takim przypadku dane ilościowe podaje się łącznie za cały okres sprawozdawczy i w podziale na poszczególne miesiące tego okresu.

II. Wymagania dotyczące przeprowadzania pomiarów energii

2.1. Obliczając ilość energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, o której mowa w § 6 ust. 1 rozporządzenia oraz oszczędności energii pierwotnej, o której mowa w § 7 ust. 1 rozporządzenia, należy zapewnić wymaganą dokładność pomiarów wartości wielkości fizycznych będących danymi wejściowymi do algorytmów obliczeniowych, zgodnie z wymaganiami określonymi w przepisach o miarach. Na granicy bilansowej jednostki kogeneracji lub wyodrębnionego zespołu urządzeń wchodzących w jej skład, powinny być mierzone i monitorowane wszystkie strumienie paliw i energii wprowadzane do jednostki kogeneracji oraz energii elektrycznej i ciepła użytkowego wprowadzanych poza tę jednostkę w danym okresie sprawozdawczym.

2.2. Dla jednostki kogeneracji na małą skalę:

- 1) która nie jest wyposażona w urządzenia do odprowadzenia ciepła odpadowego i charakteryzuje się stałym stosunkiem ilości energii elektrycznej do ciepła użytkowego, we wszystkich warunkach eksploatacyjnych, dopuszcza się tylko pomiar ilości energii elektrycznej wyprowadzanej poza jednostkę kogeneracji. Nie jest konieczny pomiar ciepła użytkowego i zużycia paliw;
- 2) wyposażonej w urządzenia do odprowadzania ciepła odpadowego lub dla której stosunek ilości energii elektrycznej do ciepła nie jest stały we wszystkich warunkach eksploatacyjnych, wykonuje się pomiar ilości energii elektrycznej, ciepła użytkowego i zużycia paliw.

2.3. Dla jednostki mikrokogeneracji wielkości, o których mowa w pkt 2.1, mogą być określane na podstawie wartości określonych w dokumentacji technicznej urządzeń wchodzących w skład tej jednostki. Obliczenia mogą być wykonywane na podstawie wyników testów urządzeń, potwierdzonych certyfikatem wydanym przez kompetentną i niezależną jednostkę certyfikującą.

2.4. Pomiary, o których mowa w pkt 2.1, powinny być wykonywane z wykorzystaniem układów lub przyrządów pomiarowych spełniających wymagania określone w przepisach o miarach, a w przypadku gdy przepisy te nie określiły wymagań, stosuje się wymagania określone w normach dotyczących tych układów lub przyrządów. W przypadku gdy wyniki pomiarów dokonywane za pomocą przyrządu pomiarowego są uznawane za podstawę transakcji handlowych lub opłat podatkowych, to taki przyrząd uznaje się za spełniający wymagania.

2.5. Pomiary wielkości fizycznych, o których mowa w pkt 2.1, dokonuje się w następujący sposób:

- 1) pomiary energii, przepływu, ciśnienia, temperatury oraz momentu obrotowego wykonuje się za pomocą oznaczonych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, przy czym za oznaczone uważa się właściwe do danego rodzaju pomiaru urządzenia, oznakowane w sposób zgodny z przepisami o miarach oraz umożliwiający ich jednoznaczną identyfikację;
- 2) ilość paliwa wprowadzonego do jednostki kogeneracji mierzy się dokonując pomiaru masowego lub pomiaru objętościowego dla paliw płynnych i gazowych;
- 3) ilość ciepła zawartego w parze wprowadzonej do jednostki kogeneracji i wyprowadzonej z niej, a także ilość ciepła zawartego w wodzie uzupełniającej mierzy się na granicy bilansowej jednostki kogeneracji lub wyodrębnionego zespołu urządzeń wchodzących w jej skład; entalpia właściwa dla zmierzonego ciśnienia i temperatury pary powinna być wyznaczana z wykorzystaniem tablic parowych lub wykresów pary, które posiadają poziom odniesienia 0 °C i 1013 hPa;
- 4) ilość ciepła użytkowego zużywanego w jednostce kogeneracji na jej potrzeby, mierzy się za pomocą zainstalowanych przyrządów pomiarowych; jeżeli przyrządy pomiarowe nie zostały zainstalowane lub są nieodpowiednie, dopuszcza się określanie ilości przepływu ciepła na podstawie metody pośredniej;
- 5) ilość energii elektrycznej brutto z generatorów o mocy znamionowej 1 MVA i wyższej, mierzy się za pomocą przyrządów pomiarowych klasy nie gorszej niż 0,5 lub C, a ilość energii elektrycznej brutto z generatorów o mocy znamionowej poniżej 1 MVA za pomocą przyrządów pomiarowych klasy nie gorszej niż 1 lub B;
- 6) współczynnik zmiany mocy, o którym mowa w pkt 7.1, mierzy się dla różnych stanów pracy jednostki kogeneracji, oddzielnie dla każdego strumienia energii wyprowadzonej lub doprowadzonej do jednostki kogeneracji, za pomocą jednogodzinnych testów wykonywanych w warunkach maksymalnie zbliżonych do warunków projektowych;
- 7) ilość paliwa wprowadzonego do urządzeń spalania pomocniczego i uzupełniającego oraz produkcję ciepła użytkowego i energii elektrycznej w wyniku tego spalania, mierzy się oddzielnie za pomocą odpowiednich testów;
- 8) sprawność urządzeń spalania pomocniczego i uzupełniającego, mierzy się za pomocą jednogodzinnych testów, przy pełnym oraz częściowym obciążeniu palnika, przeprowadzonych w warunkach maksymalnie zbliżonych do warunków projektowych.

2.6. Procedury stosowane do próbkowania paliwa i ustalania jego wartości opałowej określają właściwe normy. Poszczególne wartości opałowe obowiązują tylko dla danej dostawy paliwa albo partii paliwa, zużytej lub dostarczonej jednorazowo lub w sposób ciągły, dla której próbki paliwa są reprezentatywne.

III. Określanie granicy bilansowej i schemat jednostki kogeneracji

3.1. Dla jednostki kogeneracji należy określić granicę bilansową wokół procesu kogeneracji, obejmującą wszystkie urządzenia biorące udział w tym procesie i urządzenia towarzyszące służące do odzyskiwania ciepła oraz przedstawić schemat jednostki kogeneracji. Schemat ten powinien zawierać główne elementy znajdujące się wewnątrz granicy bilansowej jednostki kogeneracji, ich wzajemne połączenia, a także miejsca

wprowadzenia 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.

3.2. W granicy bilansowej jednostki kogeneracji powinno się umieszczać tylko te urządzenia do wytwarzania 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, wytwarzanie takie powinno być odliczone 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 6.1.

3.3. Pomocnicze turbiny parowe służące do napędu pomp lub sprężarek, dostarczających ciepło do odbiorcy lub energię wykorzystywaną do napędu urządzeń włącza się w granicę bilansową jednostki kogeneracji, a energię elektryczną lub mechaniczną wytwarzaną przez te turbiny zalicza się do energii wyprowadzonej z tej jednostki.

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

3.5. Główne urządzenia i przyrządy pomiarowe przedstawione na schemacie jednostki kogeneracji powinny być opisane za pomocą prostych oznaczeń, składających się z przedrostka oznaczającego typ i numer urządzenia oraz zamieszczonego w nawiasie przyrostka oznaczającego podtyp urządzenia, np.: TP1 (K), TP2 (U/K), ST1 (G), ST2 (DP), M1 (FcS), M2 (TR). Oznaczenia zawiera tabela nr 1. Do oznaczenia odbiorcy ciepła stosuje się oznaczenie OC. 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 1

Skróty oznaczeń

Przedrostek	Typ urządzenia	Przyrostek	Podtyp
BYP	Urządzenie obejściowe (by-pass)		
TG	Turbina gazowa		
ST	Silnik tłokowy	(G)	Silnik gazowy
		(W)	Silnik wysokoprężny
		(DP)	Silnik dwupaliwowy
		(COO)	Ciężki olej opałowy
TP	Turbina parowa	(P)	Przeciwprężna
		(U)	Upustowa
		(D)	„Dopustowa”
		(K)	Kondensacyjna
KO	Kocioł odzysknicowy	(P)	Para
		(W)	Gorąca woda
		(SpU)	Spalanie uzupełniające
		(SpP)	Spalanie pomocnicze

Przedrostek	Typ urządzenia	Przyrostek	Podtyp
K	Kocioł	(P)	Podstawowy
		(RG)	W rezerwie gorącej
		(RZ)	W rezerwie zimnej
M	Stacja pomiarowa	(F)	Przepływy / (Fc) przepływ skorygowany
		(E)	Energia elektryczna
		(Q)	Ciepło
		(T)	Temperatura
		(P)	Ciśnienie
		(An)	Analizator
		(I)	Wskaźnik
		(R)	Rejestrator
		(M)	Ciężar
		(S)	Licznik

IV. Określanie ilości energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji

4.1. Ilość energii mechanicznej, o której mowa w § 4 ust. 3 rozporządzenia, wytworzonej w jednostce kogeneracji w okresie sprawozdawczym, określa się dokonując pomiaru za pomocą miernika momentu obrotowego. Dopuszcza się określanie ilości energii mechanicznej na podstawie bilansu energii napędzanego urządzenia lub, jeżeli jest to niemożliwe, na podstawie bilansu całego silnika.

4.2. W przypadku trudności z wykonaniem pomiaru energii wykorzystywanej do napędu urządzeń, o których mowa w pkt 3.3, dopuszcza się wykorzystanie wyników przeprowadzonych badań testowych tych urządzeń lub danych projektowych producenta, z uwzględnieniem aktualnego stanu technicznego urządzenia.

4.3. Moc mechaniczna stosowana do napędu urządzeń pomocniczych jednostki kogeneracji, takich jak:

- 1) pompy wody zasilającej kocioł napędzane turbiną parową,
- 2) pompy wody chłodzącej,
- 3) pompy kondensatu,
- 4) wentylatory i sprężarki powietrza technologicznego

- dla których alternatywny napęd stanowi silnik elektryczny, może być zaliczona do wyjściowej energii mechanicznej tej jednostki kogeneracji.

4.4. Ilość energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji wyznacza się w przypadku gdy średnioroczna sprawność ogólna obliczona stosownie do § 4 ust. 1 rozporządzenia, jest niższa niż sprawność graniczna dla danej jednostki kogeneracji określona w sposób, o którym mowa w pkt 1.3 i 1.4. Ilość tej energii oznaczoną symbolem „ A_{bk} ”, w okresie sprawozdawczym, oblicza się według wzoru:

$$A_{bk} = A_b - A_{bq}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

A_b – całkowita ilość energii elektrycznej brutto, o której mowa w § 4 ust. 1 rozporządzenia [w MWh];

A_{bq} – ilość energii elektrycznej z kogeneracji, o której mowa w § 7 ust. 3 rozporządzenia [w MWh].

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

5.1. Ilość ciepła użytkowego w kogeneracji, oznaczoną symbolem „ Q_{uq} ”, o którym mowa w § 4 ust. 1 rozporządzenia, i wyrażoną w GJ, wytworzona w jednostce kogeneracji w okresie sprawozdawczym, określa się na podstawie pomiarów dokonanych za pomocą oznaczonych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych i oblicza według wzoru:

$$Q_{uq} = Q_u - Q_{uk}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Q_u – ilość ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji [w GJ];

Q_{uk} – ilość ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji [w GJ].

5.2. Ilość ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji, oznaczoną symbolem „ Q_u ”, o którym mowa w pkt 5.1, i wyrażoną w GJ, oblicza się jako całkowitą ilość ciepła użytkowego wytworzonego w tej jednostce w okresie sprawozdawczym, przeznaczonego do ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej, do wytwarzania chłodu, do przemysłowych procesów technologicznych lub dla obiektów wykorzystywanych do produkcji rolnej, roślinnej lub zwierzęcej, dostarczanego w postaci:

- 1) pary o różnych poziomach ciśnienia i temperatury; w takim przypadku ilość ciepła użytkowego, dla każdego poziomu, określa się na podstawie entalpii właściwej pary, zgodnie z pkt 5.4;
- 2) gorącej wody lub oleju grzewczego;
- 3) gazów spalinowych.

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

5.4. Do ilości ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji w postaci pary, o którym mowa w pkt 5.2 ppkt 1, zalicza się całkowitą ilość energii pary opuszczającej granice bilansowe, niepomniejszoną o ilość energii zawartej w kondensacie powrotnym pary dostarczanej odbiorcom.

5.5. Zużycie ciepła na potrzeby własne jednostki kogeneracji nie może być zaliczone do energii wyprowadzanej z jednostki, z wyjątkiem ciepła zużytego do ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej, które w przeciwnym razie byłoby dostarczone z innych źródeł.

5.6. W przypadku gdy w jednostce kogeneracji jest wytwarzane ciepło użytkowe poza procesem kogeneracji, oznaczone symbolem „ Q_{uk} ”, o którym mowa w pkt 5.1, i wyrażone w GJ, wyznacza się ilość tego ciepła w okresie sprawozdawczym, obliczoną jako suma wszystkich strumieni ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji, w szczególności z uwzględnieniem:

- 1) upustu pary świeżej przed turbiną;
- 2) kotłów parowych bez zainstalowanych za nimi turbin parowych;

- 3) kotłów odzysknicowych z pomocniczym lub uzupełniającym spalaniem bez zainstalowanych za nimi turbin parowych.

VI. Określanie ilości energii chemicznej zawartej w paliwach zużytych w jednostce kogeneracji

6.1. Ilość energii chemicznej, oznaczoną symbolem „ Q_b ”, o której mowa § 4 ust. 1 rozporządzenia, wyrażoną w GJ, zużytą w jednostce kogeneracji w okresie sprawozdawczym, określa się jako sumę ilości energii chemicznych wszystkich wprowadzonych do tej jednostki paliw, określoną według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

B_j – ilość zużytego j-tego paliwa [w t lub w m^3];

Q_{tj} – wartość opałowa zużytego j-tego paliwa [w kJ/kg lub w kJ/ m^3];

n – ilość rodzajów paliw wprowadzanych do jednostki kogeneracji.

6.2. W przypadku stosowania jednostek objętości, należy zastosować przeliczenie w celu uwzględnienia różnic ciśnienia i temperatury w jakich działa urządzenie pomiarowe, a standardowymi warunkami, dla których określono wartość opałową dla odpowiednich rodzajów paliw.

6.3. Miejsca pomiaru ilości paliw oraz wielkości niezbędnych do określenia ilości energii chemicznej tych paliw, powinny być zaznaczone na schemacie jednostki kogeneracji, o którym mowa w pkt 3.1.

6.4. Ilość poszczególnych rodzajów paliw zużywanych w jednostce kogeneracji w okresie sprawozdawczym, oznaczoną symbolem „ B ”, określa się, za pomocą oznaczonych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, jako całkowitą ilość spalonego paliwa, bez uwzględniania pośredniego etapu jego składowania, lub z uwzględnieniem pośredniego etapu składowania paliwa przed jego spalaniem w instalacji, według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

B_z – ilość paliwa dostarczonego do źródła energii z jednostką kogeneracyjną w danym okresie;

B_o – ilość paliwa zużytego do innych celów (transport lub sprzedaż) w danym okresie;

B_s – zapas paliwa na początku danego okresu określany na podstawie obmiaru geodezyjnego;

B_e – zapas paliwa na końcu danego okresu określany na podstawie obmiaru geodezyjnego.

6.5. W przypadku gdy ilość energii chemicznej zawartej w paliwach, wyznaczona metodą bezpośrednią jest rozdzielana na poszczególne urządzenia wchodzące w skład danego źródła energii proporcjonalnie do jej zużycia – określonego metodą pośrednią – stosuje się metodykę obliczania zużycia paliwa określoną we właściwej normie.

6.6. W przypadku gdy w jednostce kogeneracji jest spalane kilka rodzajów paliw, a ilość energii chemicznej jednego z tych paliw nie może być wyznaczona metodą bezpośrednią z wystarczającą dokładnością, brakującą ilość energii chemicznej można wyznaczyć na podstawie bilansu energii, odejmując od całkowitej ilości energii chemicznej zużytej w danej jednostce sumę ilości zużytych energii chemicznych pozostałych paliw, wyznaczanych metodą bezpośrednią. Ilość całkowitej energii chemicznej we wszystkich zużytych paliwach w jednostce kogeneracji wyznacza się metodą pośrednią, mierząc ilość otrzymywanych: energii elektrycznej oraz ciepła użytkowego w postaci pary lub gorącej wody.

6.7. Dopuszcza się stosowanie metod pośrednich do wyznaczania energii chemicznej spalanych 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 oraz, w przypadku niejednorodnych paliw zawierających frakcje posiadające ziarna dużych rozmiarów lub trudności z poborem reprezentatywnych próbek.

6.8. Jeżeli część energii chemicznej paliwa zużywanego w jednostce kogeneracji jest odzyskiwana w postaci związków chemicznych i wprowadzana ponownie do tej jednostki, tę część energii odlicza się od całkowitej ilości energii chemicznej, o której mowa w pkt 6.1, przed obliczeniem średniorocznej sprawności ogólnej.

6.9. Równoważnik paliwowy, oznaczony symbolem „ Q_{br} ” 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:

Q_i – ilość energii wprowadzonej do jednostki kogeneracji z innych procesów dla i-tego strumienia energii [w GJ];

β_i – średni współczynnik zmiany mocy, o którym mowa w pkt 7.1, który wyznacza się oddzielnie dla każdego i-tego strumienia energii wprowadzonej do jednostki kogeneracji z innych procesów [w GJ/GJ];

η_{ek} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej poza procesem kogeneracji, o której mowa w pkt 1.8 [w %];

n – ilość strumieni energii wprowadzanych do jednostki kogeneracji.

6.10. Równoważnik paliwowy należy wyznaczyć dla energii wprowadzonej do jednostki kogeneracji z innych procesów, zużytej do wytwarzania energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w tej jednostce. Energia ta może być wprowadzona w postaci:

- 1) pary lub gorącej wody z dowolnej instalacji, przy czym strumień energii pary lub wody, które są częściowo lub w całości sprzedawane ponownie bez wykorzystania w kogeneracji, umieszcza się poza granicą bilansową jednostki kogeneracji;
- 2) gorącego gazu z gazów procesu wysokotemperaturowego, wytwarzanych w wyniku reakcji chemicznych zachodzących podczas spalania paliwa w piecach reakcyjnych lub wytwarzanych podczas egzotermicznych reakcji chemicznych.

6.11. W szczególnym przypadku gdy para wprowadzana do jednostki kogeneracji ma takie same parametry jak para świeża wytwarzana przez tą jednostkę, równoważnik

paliwowy, oznaczony symbolem „ Q_{br} ”, można określić z wykorzystaniem sprawność kotła tej jednostki według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Q – ilość energii wprowadzonej w parze do jednostki kogeneracji [w GJ];

β – średni współczynnik zmiany mocy, o którym mowa w pkt 7.1 [w GJ/GJ];

η_{ek} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej poza procesem kogeneracji, o której mowa w pkt 1.8 [w %];

η_k – sprawność kotła jednostki kogeneracji [w %].

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

- 1) odbywa się dalszy proces kogeneracji, wówczas ilość energii dodatkowego paliwa należy doliczyć do ilości energii chemicznej paliw zużytych w jednostce kogeneracji, o których mowa w pkt 6.1;
- 2) 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 5.6, uzyskane w wyniku spalania pomocniczego lub uzupełniającego. Ilość ciepła użytkowego, oznaczona symbolem „ Q_{uk} ”, oblicza się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Q_{bck} – ilość energii chemicznej zużytej do wytwarzania tak uzyskanego ciepła użytkowego [w GJ];

η_{ck} – sprawność wytwarzania ciepła poza procesem kogeneracji [w %].

6.13. W przypadku gdy w jednostce kogeneracji może być wytwarzane ciepło użytkowe poza procesem kogeneracji, określa się ilość energii chemicznej paliw zużytych do wytworzenia ciepła, wyznaczoną jako sumę wszystkich strumieni energii chemicznej paliw zużytych do wytwarzania tego ciepła w okresie sprawozdawczym.

6.14. Ilość energii chemicznej paliw zużytych, w okresie sprawozdawczym, w jednostce kogeneracji do wytworzenia energii elektrycznej poza procesem kogeneracji, oznaczoną symbolem „ Q_{bek} ” i wyrażoną w GJ, oblicza się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

A_{bk} – ilość energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji poza procesem kogeneracji, o której mowa w pkt 4.4 [w MWh];

η_{ek} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej poza procesem kogeneracji, o której mowa w pkt 1.8 [w %].

VII. Współczynniki zmiany mocy w jednostce kogeneracji

7.1. Współczynniki zmiany mocy w jednostce kogeneracji określają zmianę ilości energii elektrycznej lub mechanicznej wyprodukowanej w jednostce, w okresie sprawozdawczym, z zachowaniem stałej ilości energii chemicznej paliw wprowadzanych do jednostki kogeneracji, o której mowa w pkt 6.1. Zmiana mocy może następować w przypadku:

- 1) zmniejszenia ilości energii elektrycznej spowodowanego poborem części pary do produkcji ciepła użytkowego;
- 2) zwiększenia ilości energii elektrycznej spowodowanego wprowadzeniem do jednostki kogeneracji energii w postaci, o której mowa w pkt 6.10, z procesów zewnętrznych w stosunku do jednostki kogeneracji.

7.2. Jednostkami kogeneracji z ubytkiem mocy elektrycznej są jednostki kogeneracji, w których wzrost ilości wytwarzanego ciepła użytkowego następuje kosztem obniżenia produkcji energii elektrycznej, przy zachowaniu stałej ilości energii chemicznej paliw wprowadzanych do jednostki kogeneracji, o której mowa w pkt 6.1. Przykładowo – w jednostkach kogeneracji z turbiną parową kondensacyjną, upustowo-kondensacyjną lub upustowo-przeciwprężną, w których część pary przepływa do skraplacza.

7.3. W przypadku gdy w danej jednostce kogeneracji występuje więcej niż jedno ciśnienie pary upustowej lub pary zasilającej procesy technologiczne, średnie współczynniki zmiany mocy, oznaczone symbolem „ β ”, powinny być wyznaczone jako średnia ważona dla wszystkich poziomów ciśnienia, proporcjonalnie do ciepła użytkowego pobieranego z upustów, według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

β_i – współczynnik zmiany mocy dla i-tego strumienia energii wyprowadzonej z jednostki kogeneracji [w GJ/GJ];

Q_{uqi} – ilość ciepła użytkowego w kogeneracji wytworzonego dla i-tego strumienia energii wyprowadzonej z jednostki kogeneracji [w GJ];

m – ilość strumieni energii wyprowadzonych z jednostki kogeneracji.

7.4. Jednostkami kogeneracji bez ubytku mocy elektrycznej, dla których współczynnik zmiany mocy jest równy zero są jednostki w których, przy zachowaniu stałej ilości energii chemicznej doprowadzanych paliw, o której mowa w pkt 6.1, ilość wytwarzanej energii elektrycznej pozostaje na stałym poziomie, pomimo:

- 1) doprowadzenia dodatkowej energii, o której mowa w pkt 6.10;
- 2) wzrostu produkcji ciepła użytkowego, w szczególności w turbinach parowych przeciwprężnych, ogniach paliwowych, turbinach gazowych z kotłem odzysknicowym i silnikach spalinowych.

7.5. Współczynniki zmiany mocy wyznacza się na podstawie aktualnej charakterystyki techniczno-ruchowej wyznaczonej na podstawie pomiarów dokonywanych w danej jednostce kogeneracji.

Referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej i ciepła użytkowego

I. Referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej

1.1. Referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej i ciepła użytkowego, o których mowa w § 7 ust. 1 rozporządzenia, wyznacza się dla okresu roku kalendarzowego, według zharmonizowanych referencyjnych wartości sprawności, na podstawie rzeczywistych parametrów i wielkości dla jednostki kogeneracji w normalnych warunkach jej pracy.

1.2. Zharmonizowane referencyjne wartości sprawności są określone dla następujących warunków:

- 1) temperatura otoczenia 15 °C;
- 2) ciśnienie atmosferyczne 1013 hPa;
- 3) wilgotność względna 60 %.

1.3. Do wyznaczania referencyjnych wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej stosuje się zharmonizowane referencyjne wartości sprawności określone w tabeli nr 1, wyrażone w procentach.

Tabela nr 1

Zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej, przyjmowane do obliczeń w latach 2009 – 2011

Rodzaj paliwa zużytego w jednostce kogeneracji		Rok rozpoczęcia eksploatacji jednostki kogeneracji							
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006- 2011
State	Węgiel kamienny, koks	41,8 %	42,3 %	42,7 %	43,1 %	43,5 %	43,8 %	44,0 %	44,2 %
	Węgiel brunatny, brykiety z węgla brunatnego	39,4 %	39,9 %	40,3 %	40,7 %	41,1 %	41,4 %	41,6 %	41,8 %
	Torf, brykiety z torfu	37,5 %	37,8 %	38,1 %	38,4 %	38,6 %	38,8 %	38,9 %	39,0 %
	Drewno opałowe oraz odpady drzewne	28,5 %	29,6 %	30,4 %	31,1 %	31,7 %	32,2 %	32,6 %	33,0 %
	Biomasa pochodzenia rolniczego	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %	25,0 %

Rodzaj paliwa zużytego w jednostce kogeneracji	Rok rozpoczęcia eksploatacji jednostki kogeneracji							
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006- 2011
Odpady komunalne ulegające biodegradacji	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %	25,0 %
Nieodnawialne odpady komunalne i przemysłowe	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 %	39,0 %
Ciepłe	Olej (olej napędowy, olej opałowy), LPG	41,8 %	42,3 %	42,7 %	43,1 %	43,5 %	43,8 %	44,2 %
	Biopaliwa	41,8 %	42,3 %	42,7 %	43,1 %	43,5 %	43,8 %	44,2 %
	Odpady ulegające biodegradacji	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %
	Nieodnawialne odpady	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %
Gazowe	Gaz ziemny	51,1 %	51,4 %	51,7 %	51,9 %	52,1 %	52,3 %	52,5 %
	Gaz rafineryjny, wodór	41,8 %	42,3 %	42,7 %	43,1 %	43,5 %	43,8 %	44,2 %
	Biogaz	39,0 %	39,6 %	40,1 %	40,6 %	41,0 %	41,4 %	41,7 %
	Gaz koksowniczy, gaz wielkopiecowy, inne gazy odlotowe, odzyskane ciepło odpadowe	35,0 %	35,0 %	35,0 %	35,0 %	35,0 %	35,0 %	35,0 %

1.4. Dla jednostki kogeneracji, której eksploatację rozpoczęto w okresie ostatnich dziesięciu lat przed rokiem, dla którego ustala się referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej, stosuje się zharmonizowane referencyjne wartości sprawności określone w tabeli nr 1 dla roku rozpoczęcia eksploatacji tej jednostki. Rokiem rozpoczęcia eksploatacji jednostki kogeneracji jest rok kalendarzowy, w którym rozpoczęto produkcję energii elektrycznej.

1.5. Dla jednostki kogeneracji uruchomionej w okresie poprzedzającym ostatnie dziesięć lat przed rokiem, dla którego ustala się referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej, stosuje się zharmonizowane referencyjne wartości sprawności określone w tabeli nr 1, dla roku rozpoczęcia eksploatacji odpowiadającego jednostce dziesięcioletniej.

1.6. W przypadku gdy jednostka kogeneracji została zmodernizowana lub odbudowana, za rok rozpoczęcia eksploatacji przyjmuje się rok w którym:

- 1) dokonano modernizacji lub odbudowy jednostki kogeneracji, jeżeli wartość inwestycji przewyższyła 50 % nakładów inwestycyjnych na budowę porównywalnej nowej jednostki kogeneracji;
- 2) rozpoczęto eksploatację jednostki kogeneracji, jeżeli wartość inwestycji nie przewyższyła 50 % nakładów inwestycyjnych na budowę porównywalnej nowej jednostki kogeneracji.

1.7. W przypadku gdy jednostka kogeneracji składa się z dwóch lub więcej jednostek kogeneracji, które zostały zbudowane w różnych latach, o ile jest to możliwe, każda jednostka kogeneracji powinna być oceniana osobno. Jeżeli ocena każdej jednostki kogeneracji osobno jest niewykonalna, wówczas wiek całego układu określa się jako średnią ważoną, liczoną na podstawie udziału inwestycji w latach rozpoczęcia eksploatacji poszczególnych jednostek kogeneracji.

1.8. 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 „ $\eta_{\text{refe pal}}$ ” i wyrażoną w procentach, oblicza się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

U_i – udział energii chemicznej strumienia i -tego rodzaju paliwa w całkowitej energii chemicznej paliw, o której mowa w pkt 6.1 załącznika nr 1 do rozporządzenia, wprowadzonych do jednostki kogeneracji [w GJ/GJ];

$\eta_{\text{refe } Z_i}$ – zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla i -tego rodzaju paliwa spalane w jednostce kogeneracji, określone w tabeli nr 1 [w %];

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

1.9. W przypadku gdy paliwo spalane w danej jednostce kogeneracji nie zostało wymienione w tabeli nr 1, stosuje się dla tego paliwa zharmonizowane referencyjne wartości sprawności odpowiadające paliwu o najbardziej zbliżonych charakterystycznych cechach.

1.10. Referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej należy korygować w celu dostosowania średniej rocznej temperatury otoczenia, wynoszącej dla warunków panujących w Polsce 8 °C, do warunków, o których mowa w pkt 1.2, w następujący sposób:

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

1.11. Referencyjną wartość sprawności, o której mowa w pkt 1.10, skorygowaną ze względu na temperaturę otoczenia, oznaczoną symbolem „ $\eta_{\text{refe } t_0}$ ” i wyrażoną w procentach, określa się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$\eta_{\text{refe pal}}$ – referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1.8 [w %];

t_0 – średnią roczną temperaturę otoczenia, przyjętą jako 8 °C.

1.12. Korekty referencyjnych wartości sprawności, o których mowa w pkt 1.10, nie stosuje się dla ogniw paliwowych.

1.13. Referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej, oznaczoną symbolem „ η_{refe} ” i wyrażoną w procentach, koryguje się ze względu na straty sieciowe, z wykorzystaniem mnożników określonych w tabeli nr 2. Mnożniki odnoszą się do poziomu napięcia sieci elektroenergetycznych, do których oddawana jest energia z jednostki kogeneracji. Referencyjną wartość tej sprawności określa się według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$\eta_{\text{refe to}}$ – referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1.11 [w %];

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

Z_i – wartości mnożników dla i-tego strumienia energii elektrycznej, określone w tabeli nr 2, wielkości bezwymiarowe;

n – ilość strumieni energii elektrycznej w jednostce kogeneracji.

Mnożniki określone w tabeli nr 2 nie mają zastosowania do drewna opałowego i odpadów drzewnych oraz biogazu. Dla energii wytworzonej z tych paliw przyjmuje się wartość mnożnika równą jeden.

Tabela nr 2

Wartości mnożników korygujących ze względu na straty sieciowe

Poziom napięcia	Wartość mnożnika korygującego	
	Energia oddawana do systemu elektroenergetycznego	Energia sprzedawana liniami bezpośrednimi lub zużyta na potrzeby własne
> 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

II. Referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła użytkowego

2.1. Referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła użytkowego należy wyznaczać według zharmonizowanych referencyjnych wartości sprawności, wyrażonych w procentach, określonych w tabeli nr 3.

Tabela nr 3

Zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła użytkowego

Rodzaj paliwa zużytego w jednostce kogeneracji		Rodzaj czynnika	
		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 %
	Drewno opałowe oraz odpady drzewne	86 %	78 %
	Biomasa pochodzenia rolniczego	80 %	72 %
	Odpady komunalne ulegające biodegradacji	80 %	72 %
	Nieodnawialne odpady komunalne i przemysłowe	80 %	72 %
	Łupek naftowy	86 %	78 %
Ciekłe	Olej (olej napędowy, olej opałowy), LPG	89 %	81 %
	Biopaliwa	89 %	81 %
	Odpady ulegające biodegradacji	80 %	72 %
	Nieodnawialne odpady	80 %	72 %
Gazowe	Gaz ziemny	90 %	82 %
	Gaz rafineryjny, wodór	89 %	81 %
	Biogaz	70 %	62 %
	Gaz koksowniczy, gaz wielkopieczowy, inne gazy odlotowe	80 %	72 %

2.2. Referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła użytkowego z poszczególnych paliw, oznaczone symbolem „ $\eta_{\text{refc R}}$ ” i wyrażone w procentach, koryguje się ze względu na różne rodzaje ciepła użytkowego określone w tabeli nr 3, i oblicza według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

U_{qui} – udział ilości ciepła użytkowego i-tego rodzaju w całkowitej ilości ciepła użytkowego, o którym mowa w pkt 5.2 załącznika nr 1 do rozporządzenia, wyprodukowanego w jednostce kogeneracji [w GJ/GJ];

$\eta_{\text{refc Zi}}$ – zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła użytkowego dla i-tego rodzaju ciepła użytkowego w jednostce kogeneracji, określone w tabeli nr 3 [w %];

n – ilość rodzajów ciepła użytkowego wyprodukowanego w jednostce kogeneracji.

2.3. Referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła użytkowego, oznaczaną symbolem „ η_{refc} ” i wyrażaną w procentach, należy korygować ze względu na różne rodzaje paliw spalanych w jednostce kogeneracji, określone w tabeli nr 3 według wzoru:

$$\eta_{\text{refc}} = \sum_{i=1}^n U_{\text{qbi}} \cdot \eta_{\text{refc Ri}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

U_{qbi} – udział energii chemicznej strumienia i-tego rodzaju paliwa w całkowitej energii chemicznej paliw, o której mowa w pkt 6.1 załącznika nr 1 do rozporządzenia, wprowadzonych do jednostki kogeneracji [w GJ/GJ];

$\eta_{\text{refc Ri}}$ – referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła użytkowego z i-tego paliwa, o których mowa w pkt 2.2 [w %];

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

2.4. W przypadku gdy paliwo spalane w danej jednostce kogeneracji nie zostało określone w tabeli nr 3, stosuje się dla tego paliwa zharmonizowane referencyjne wartości sprawności odpowiadające paliwu o najbardziej zbliżonych charakterystycznych cechach.

Uzasadnienie

Projekt rozporządzenia w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji stanowi wykonanie delegacji zawartej w art. 9a ust 10 ustawy – Prawo energetyczne po jej nowelizacji ustawą z dniar o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie innych ustaw (Dz. U. Nr z dniar, poz).

Rozporządzenie implementuje przepisy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG (Dz. Urz. UE L 52 z 21.02.2004, s. 50; Dz. Urz. Polskie wydanie specjalne rozdz. 12, t. 3, s. 3) oraz decyzji Komisji 2007/74/WE z dnia 21 grudnia 2006 r. ustanawiającej zharmonizowane wartości referencyjne wydajności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej i ciepła zgodnie z dyrektywą 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 32 z 6.02.2007, s. 183). Tym samym rozporządzenie realizuje na poziomie krajowym cele dyrektywy, a więc zwiększenie efektywności energetycznej i poprawę bezpieczeństwa dostaw poprzez stworzenie ram dla wsparcia i rozwoju produkcji ciepła i energii elektrycznej w układzie kogeneracji o wysokiej wydajności opartej na zapotrzebowaniu na ciepło użytkowe i oszczędności w energii pierwotnej na wewnętrznym rynku energii.

W zakresie rozporządzenia implementacja dotyczy określonego w dyrektywie i decyzji Komisji sposobu obliczania danych podawanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji przez Prezesa URE.

W rozporządzeniu określono, zgodnie z dyrektywą, decyzją 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 wyniku zastosowania kogeneracji w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego.

Rozporządzenie określa również wynikające z dyrektywy i decyzji Komisji:

- sposoby wykorzystania ciepła użytkowego w kogeneracji przyjmowanego do obliczania danych podawanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji,
- referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego, oddzielnie dla energii elektrycznej i ciepła, służące do obliczania oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku zastosowania kogeneracji.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, zgodnie z ustawą, są obowiązane uzyskać i przedstawić do umorzenia świadectwa pochodzenia z kogeneracji dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub uiścić opłatę zastępczą.

Rozporządzenie określa zakres tego obowiązku jako określony dla danego roku kalendarzowego udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej z uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub z uiszczonyj opłaty zastępczej, w wysokości całkowitej rocznej sprzedaż energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym.

Poziom zakresu obowiązku ustalony został w oparciu o szereg danych i przyjętych założeń:

- przeprowadzone w 2005 r. przez Agencję Rynku Energii badanie ankietowe dotyczące identyfikacji ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła w 2004 r., według metodyki wynikającej z dyrektywy 2004/8/WE,
- przewidywane rozwiązanie kontraktów długoterminowych na zakup energii elektrycznej i objęcie związanego nimi wolumenu produkcji energii elektrycznej obowiązkiem uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, zgodnie z art. 9a ustawy – *Prawo energetyczne* świadectwa pochodzenia dla energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu wysokosprawnym, objętej kontraktami długoterminowymi nie są zaliczane do wypełnienia obowiązku zakupu świadectw pochodzenia z kogeneracji, o którym mowa w art. 9a ust. 8.
- prognozowany, na podstawie przeprowadzonej przez Agencję Rynku Energii analizy krajowego potencjału wytwarzania energii w wysokosprawnej kogeneracji, wzrost krajowego zużycia energii elektrycznej do 2020 r. w tempie 3,5 % rocznie,
- szacowany w trakcie prac nad Analizą krajowego potencjału wysokosprawnej kogeneracji poziom możliwego do wykorzystania w perspektywie 2020 r. potencjału wysokosprawnej kogeneracji.

Rozporządzenie uzupełnia zapisy rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2007 r., Nr 185, poz. 1314) o wielkość 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 ustawy, lub uiszczenia opłaty zastępczej, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a ustawy.

Odpowiednie wielkości, przedstawione w poniższej tabeli, zostały określone w oparciu o dane dotyczące:

- ilość metanu wydzielonego w procesie eksploatacji węgla i ujętego na powierzchni w stacjach odmetanowania,
- potencjału biogazu pochodzenia roślinnego możliwego do wykorzystania przy produkcji energii elektrycznej określonego w ramach prowadzonych w Ministerstwie Gospodarki prac nad programem „Rozwój energetyki rozproszonej do 2020 w oparciu o biogaz pochodzenia rolniczego”,
- prognozowanego zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku.

Wyszczególnienie	Jednostka	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Zapotrzebowanie na energię elektryczną	GWh	113 613	115 072	116 530	117 989	119 447	120 906	123 068	125 230	127 393
Produkcja energii elektrycznej w	GWh	1 056	1 064	1 049	1 020	1 072	1 068	1 105	1 142	1 178

oparcie o metan wydzielony w procesie eksploatacji węgla i ujęty na powierzchni w stacjach odmetanowania										
Produkcja energii elektrycznej w biogazowniach rolniczych	GWh	1 125	2 500	3 875	5 250	6 643	8 036	9 429	10 821	12 214
Udział produkcji energii w ww. źródłach w zapotrzebowaniu na energię elektryczną ogółem	%	1,9	3,1	4,2	5,3	6,5	7,5	8,6	9,6	10,5

Rozporządzenia nie pociągają za sobą dodatkowych skutków dla budżetu państwa.

Rozporządzenie jest zgodne z istniejącymi w tym zakresie przepisami Unii Europejskiej.

Rozporządzenia podlega notyfikacji w rozumieniu rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. z 2002 r. Nr 239, poz. 2039 z późn. zm.) w zakresie przepisów technicznych.

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 dniar. *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie innych ustaw* (Dz. U. Nr ... z dnia ...r, poz), na podstawie której minister właściwy do spraw gospodarki zobligowany jest do określenia w drodze rozporządzenia sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.

Konsultacje społeczne

Projekt rozporządzenia poddany zostanie konsultacjom społecznym z następującymi organizacjami i instytucjami:

1. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
2. Polski Komitet Energii Elektrycznej,
3. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
4. Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
5. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
6. Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
7. Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej,
8. Polskie Towarzystwo Certyfikacji Energii,
9. Towarowa Giełda Energii S.A.,
10. Towarzystwo Obrotu Energią,
11. Stowarzyszenie Niezależnych Wytwórców Energii Skojarzonej,
12. Stowarzyszenie Elektryków Polskich,
13. Stowarzyszenie Polskich Energetyków,
14. Polskie Towarzystwo Biomasy – Polbiom

Zakres OSR

Ocena Skutków Regulacji sporządzona została zgodnie z obowiązującymi zasadami i ze względu na to, że regulacja nie pociąga kosztów dla budżetu państwa, obejmuje minimalny zakres oceny. OSR porównuje sytuację przewidywaną po wejściu w życie rozporządzenia z sytuacją obowiązywania rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007 r. w *sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracją* (Dz. U. z 2007 r., Nr 185, poz. 1314). Wyznaczone w rozporządzeniu poziomy rocznych zakresów obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectwa pochodzenia z kogeneracji dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej powinny objąć całość wytwarzanej w kraju energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, z uwzględnieniem wyłączeń wynikających z ustawy (jednostki kogeneracji objęte kontraktami długoterminowymi).

Skutki wprowadzenia regulacji

Wpływ regulacji na dochody i wydatki budżetu i sektora publicznego

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

Pośrednio na wydatki i wpływy budżetowe może wpłynąć wzrost udziału wartości sprzedaży energii elektrycznej z kogeneracji i świadectw pochodzenia oraz spadek udziału wartości sprzedaży usług przesyłania w przychodach sektora elektroenergetycznego z uwagi na lokalne wykorzystywanie energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach 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 wysokosprawnej kogeneracji została ustalona na podstawie dostępnych analiz przygotowywanych dla obecnego stanu kogeneracji. Wartości przyszłe wynikają z przeprowadzonej analizy krajowego potencjału wysokosprawnej kogeneracji i uwzględniają energię ze źródeł objętych obecnie kontraktami długoterminowymi.

Wpływ regulacji na rynek pracy

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

Wpływ regulacji na konkurencyjność gospodarki

Regulacje zawarte w rozporządzeniu nie wpływają bezpośrednio na konkurencyjność gospodarki.

Wzrost wymaganej sprawności wytwarzania i konieczność uzyskania oszczędności energii pierwotnej dla wytwarzania energii elektrycznej i ciepła użytkowego zaliczanych do wysokosprawnej kogeneracji powinien stymulować działania zwiększające efektywność wykorzystania paliw pierwotnych w źródłach wyposażonych w jednostki kogeneracji, prowadząc do racjonalizacji kosztów.

Wzrost kosztów zaopatrzenia w energię elektryczną jest ograniczony ze względu na ograniczenia rynkowe jakimi podlegać będzie energia elektryczna z kogeneracji oraz zapisami rozporządzenia określającymi maksymalną wysokość i sposób uwzględniania w kalkulacji cen energii elektrycznej ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych kosztów uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz poniesionej opłaty zastępczej.

Wpływ regulacji na sytuację i rozwój regionów

Rozporządzenie nie zawiera zapisów mających odniesienie do sytuacji i rozwoju poszczególnych regionów.

Stymulowany regulacjami zawartymi w rozporządzeniu rozwój źródeł wytwarzających energię w wysokosprawnej kogeneracji może mieć pozytywne przełożenie na sytuację gospodarczą i sytuację na rynku pracy w regionach, w których produkcja energii w oparciu o takie źródła będzie rozwijana.

Możliwy jest również spadek emisji zanieczyszczeń w regionach funkcjonowania rozdzielonych źródeł wytwarzania energii elektrycznej w przypadku przesunięcia części produkcji do efektywnych źródeł skojarzonych.