

Szczegółowe warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Dz.U.2007.93.623 z dnia 2007.05.29

Status: Akt obowiązujący

Wersja od: 24 września 2008 r.

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI¹⁾

z dnia 4 maja 2007 r.

w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego²⁾

Na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 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:

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.

§ 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 - wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy, opisany poprzez dane techniczne i handlowe;

4) 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;

5) 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);

6) ¹ (uchylony);

7) 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;

8) miejsce przyłączenia - punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią;

9) 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;

10) 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;

11) ² (uchylony);

12) ³ oferta bilansująca - ofertę produkcyjno-cenową wytwarzania energii elektrycznej zawierającą dane handlowe i techniczne, składaną dla jednostki graficznej w ramach centralnego mechanizmu bilansowania handlowego;

13) operator - operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego;

14) ⁴ (uchylony);

15) 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;

16) rezerwa mocy - możliwą do wykorzystania w danym okresie zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej i dostarczania jej do sieci;

17) ⁵ (uchylony);

18) 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;

19) 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;

20) ⁶ 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;

21) system pomiarowo-rozliczeniowy - teleinformatyczny system pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych;

22) 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;

23) 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;

24) ustawa - ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;

25) 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;

26) wyłączenie awaryjne - wyłączenie urządzeń, automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpiecznej pracy urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska;

27) 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 przyłączenia do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich określa załącznik nr 1 do rozporządzenia.

§ 6.

1. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci, zwany dalej "wnioskodawcą", składa wniosek o określenie warunków przyłączenia w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, do którego sieci ubiega się o przyłączenie.

2. 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.

3. Przepisy ust. 1 i 2 stosuje się odpowiednio w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu.

§ 7.

1. Wniosek o określenie warunków przyłączenia powinien zawierać:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy;
- 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. ⁷ 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 odchyień i wahań napięcia w miejscu dostarczania energii elektrycznej;
 - 4) dopuszczalnego czasu trwania przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej.
5. Do wniosku o określenie warunków przyłączenia należy dołączyć:
- 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, wykonaną w zakresie i na warunkach uzgodnionych z operatorem, na którego obszarze działania nastąpi przyłączenie, jeżeli wniosek składają podmioty zaliczane do I albo II grupy przyłączeniowej.

6. Przepisu ust. 5 pkt 4 nie stosuje się, jeżeli wniosek o określenie warunków przyłączenia składa:

- 1) wytwórca - dla jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW;
- 2) odbiorca końcowy - dla swoich urządzeń o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW.

§ 8.

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 § 7 ust. 5 pkt 4, 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.

7. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich określenia.

§ 9.⁸ Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej wydaje warunki przyłączenia w terminie:

1) 14 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV, V lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;

2) 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wytwórcę energii elektrycznej zaliczonego do IV, V lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;

3) 60 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV;

4) 90 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej.

§ 10.

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

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

§ 12. W przypadku zmiany sprzedawcy przez odbiorcę końcowego:

1) nowy sprzedawca informuje poprzedniego sprzedawcę i przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej o dniu rozpoczęcia przez niego sprzedaży energii elektrycznej oraz wskazuje miejsce przekazywania danych pomiarowych, nie później niż przed dniem rozpoczęcia sprzedaży tej energii;

2) zmiana tego sprzedawcy następuje 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.

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 § 38, 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 § 42 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 energię 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.

§ 14.⁹ 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 niebilansowania 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 niebilansowania 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. ¹⁰ Rozliczeń wynikających z niebilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu, dla każdego miejsca jej dostarczania, dokonuje jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe.

4. ¹¹ 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 dostarczanej 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 dostarczanej 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. ¹² 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. ¹³ 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.

5a. ¹⁴ 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. 6.

6. ¹⁵ 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. 7-11, 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).

7. ¹⁶ 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. 6 pkt 1,
- b) pobranej z systemu elektroenergetycznego - cenę tę zmniejsza się o 5 % sumy kosztów, o których mowa w ust. 6 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.

8. ¹⁷ 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.

9. ¹⁸ Informacje o wysokości cen, o których mowa w ust. 6, prognozowanych na dany rok kalendarzowy wytwórca przekazuje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie później niż do dnia 31 sierpnia roku poprzedniego.

10. ¹⁹ Wytwórca dokonuje zgłoszenia aktualizacji cen, o których mowa w ust. 6, 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.

11. ²⁰ Cenę za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej, o której mowa w ust. 6 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 grafikowych 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. ²¹ 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 § 38;
- 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) ²² 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. ²³ 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 koordynowanej 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 koordynowanej 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 § 40 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 § 42 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

§ 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

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

§ 38.

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 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 odchyień:

- 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 P_{It} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 0,8;

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 1 % wartości składowej kolejności zgodnej,
- b) 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		rzęd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)
rzęd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)	rzęd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)		
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 odchyień \pm 10 % napięcia znamionowego;

3) przez 95 % czasu każdego tygodnia wskaźnik długookresowego migotania światła P_{It} 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 harmoniczn (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)
rzęd harmoniczn (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)	rzęd harmoniczn (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (u_h)		
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 $\text{tg } \varphi$ 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 $\text{tg } \varphi$ mniejszym niż 0,4.

§ 39.

1. Przez współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego THD, o którym mowa w § 38, należy rozumieć współczynnik określający łącznie wyższe harmoniczne napięcia (u_h), obliczany według wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

THD - współczynnik odkształcenia harmonicznymi napięcia zasilającego,

u_h - wartość względną napięcia w procentach składowej podstawowej,

h - rząd wyższej harmonicznej.

2. Przez wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} , o którym mowa w § 38, należy rozumieć wskaźnik obliczany na podstawie sekwencji 12 kolejnych wartości wskaźników krótkookresowego migotania światła P_{st} (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:

P_{lt} - wskaźnik długookresowego migotania światła,

P_{st} - wskaźnik krótkookresowego migotania światła.

§ 40.

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. ²⁴ 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 § 42 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 rejestrację 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.

§ 41.²⁵

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.

§ 42. 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 § 38 ust. 1 i 3 lub w umowie, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w § 38 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 § 38 ust. 1 i 3 lub które określono w umowie.

§ 43.

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 11

Przepisy przejściowe i końcowe

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

§ 45.²⁶ Do dnia 31 grudnia 2008 r. dopuszcza się stosowanie zakresu, warunków i sposobu bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz prowadzenia z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej i pobranej z tego systemu, obowiązujących przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

§ 46. Do dnia 31 grudnia 2008 r. dopuszcza się, aby wartość napięcia w sieci niskiego napięcia zasilającego mieściła się w przedziale 230/400 V +6 % / -10 %, a od dnia 1 stycznia 2009 r. 230/400 V +10 % / -10 %.

§ 47. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 20 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz. U. z 2005 r. Nr 2, poz. 6).

§ 48. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem § 23, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2008 r.

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

²⁾ Niniejsze rozporządzenie dokonuje w zakresie swojej regulacji wdrożenia dyrektywy 2003/54/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 96/92/WE (Dz. Urz. WE L 176 z 15.07.2003, str. 37; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 02, str. 211). Niniejsze rozporządzenie zostało notyfikowane Komisji Europejskiej w dniu 5 stycznia 2007 r. pod numerem 2007/0002/PL, 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 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, z późn. zm.).

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 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124 i Nr 52, poz. 343.

ZAŁĄCZNIKI

ZAŁĄCZNIK Nr 1

²⁷ **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:

X_1 - reaktancję zastępczą dla składowej symetrycznej zgodnej obwodu zwarcia doziemnego,

X_0 i R_0 - 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 cieplne 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 telegyralizacji, 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 harmonicznym 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 teleinformatyczne 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 teleinformatyczne 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 rozplywów 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 ważnych 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 przekaźniki prądowe o szybkim działaniu i powrocie (do 20 ms) dla każdej fazy oraz wyłącznikowym wykorzystującym styki sygnałowe wyłącznika;
- 5) możliwie najmniejszej liczby przekaźników 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 zaczeń;
- 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 umożliwiającą 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 obydwie systemy szyn połączone tym łącznikiem.

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. Łąca 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 $3U_0$ i prąd $3I_0$;

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 niesprężonymi 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 załączania.

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 WPLYWIE WYTWORZENIA TEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA ŚRODOWISKO

1. Struktura paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych 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 zużywanych 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 zużywanych 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							
...							
...							
		RAZEM					

¹ § 2 pkt 6 uchylony przez § 1 pkt 1 lit. a) rozporządzenia z dnia 21 sierpnia 2008 r. (Dz.U.08.162.1005) zmieniającego nin. rozporządzenie z dniem 24 września 2008 r.

² § 2 pkt 11 uchylony przez § 1 pkt 1 lit. b) rozporządzenia z dnia 21 sierpnia 2008 r. (Dz.U.08.162.1005) zmieniającego nin. rozporządzenie z dniem 24 września 2008 r.

³ § 2 pkt 12 zmieniony przez § 1 pkt 1 lit. c) rozporządzenia z dnia 21 sierpnia 2008 r. (Dz.U.08.162.1005) zmieniającego nin. rozporządzenie z dniem 24 września 2008 r.

²⁶ § 45 zmieniony przez § 1 rozporządzenia z dnia 18 lutego 2008 r. (Dz.U.08.30.178) zmieniającego nin. rozporządzenie z dniem 1 stycznia 2008 r.

²⁷ Załącznik nr 1 zmieniony przez § 1 pkt 12 rozporządzenia z dnia 21 sierpnia 2008 r. (Dz.U.08.162.1005) zmieniającego nin. rozporządzenie z dniem 24 września 2008 r.