



DZIENNIK USTAW

RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ

Warszawa, dnia 14 czerwca 2022 r.

Poz. 1257

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA¹⁾

z dnia 25 maja 2022 r.

w sprawie szczegółowych wymagań dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu²⁾

Na podstawie art. 83 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1050) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe wymagania dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu, w szczególności:

- 1) minimalny operacyjny czas życia zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;
- 2) minimalną dostępność i maksymalną utratę mocy zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz szczegółowy sposób wyznaczania tej minimalnej dostępności;
- 3) wymagania dla elementów stacji elektroenergetycznych, w tym wymagania budowlane;
- 4) wymagania dla kablowej linii eksportowej służącej do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych;
- 5) wymagania dla urządzeń i układów obwodów wtórnych oraz urządzeń i układów współpracujących z nimi;
- 6) wymagania dla urządzeń i systemów telekomunikacyjnych;
- 7) wymagania w zakresie ochrony urządzeń obwodów wtórnych, urządzeń współpracujących z nimi oraz urządzeń telekomunikacyjnych przed czynnikami środowiskowymi;
- 8) minimalny zakres ocen, analiz i raportów, o których mowa w art. 82 ust. 5 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, zwanej dalej „ustawą”, oraz terminy ich sporządzania i przekazywania operatorowi systemu przesyłowego;
- 9) wymagania w zakresie zabiegów eksploatacyjnych i przeglądów.

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

²⁾ Niniejsze rozporządzenie zostało notyfikowane Komisji Europejskiej w dniu 16 lutego 2022 r. pod numerem 2022/094/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. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597), które wdraża dyrektywę (UE) 2015/1535 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 9 września 2015 r. ustanawiającą procedurę udzielania informacji w dziedzinie przepisów technicznych oraz zasad dotyczących usług społeczeństwa informacyjnego (ujednolicenie) (Dz. Urz. UE L 241 z 17.09.2015, str. 1).

Rozdział 1

Szczegółowe wymagania dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy

Oddział 1

Wymagania w zakresie rozdzielnic wysokiego napięcia izolowanej gazem

§ 2. Rozdzielnicę wysokiego napięcia izolowaną gazem, zwaną dalej „rozdzielnicą GIS”, wyposaża się w urządzenia i układy obwodów pierwotnych o napięciu, na którym został wybudowany zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

§ 3. 1. Rozdzielnicę GIS umieszcza się w oddzielnym, przeznaczonym do tego celu pomieszczeniu, jeżeli nie została przystosowana do pracy powietrznej.

2. W przypadku stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu dopuszcza się, aby w pomieszczeniu, w którym jest umieszczona rozdzielnica GIS, były umieszczone systemy sterowania i automatyki zabezpieczeniowej, pod warunkiem spełnienia wymagań, o których mowa w rozdziale 8.

§ 4. 1. Przedziały gazowe rozdzielnic GIS projektuje się i buduje w sposób:

- 1) minimalizujący zakres koniecznych wyłączeń w przypadku przeprowadzania zabiegów eksploatacyjnych lub serwisowych;
- 2) uniemożliwiający ubytek gazu w każdym module tej rozdzielnic powyżej 0,5% objętości gazu na rok;
- 3) zapewniający zastępowalność między modułami pełniącymi tę samą funkcję w rozdzielnic GIS – jako jednolite dla całej rozdzielnic GIS.

2. W każdym przedziale gazowym rozdzielnic GIS instaluje się układy do monitorowania gęstości gazu.

§ 5. Do połączeń między transformatorem a rozdzielnicą GIS zainstalowaną na stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu stosuje się kable elektryczne lub szynoprzewody izolowane gazem.

§ 6. Przekładniki napięciowe dostosowuje się w zakresie wytrzymałości elektromechanicznej i termicznej do rozładowywania pojemności kablowej linii eksportowej lub stosuje się inne, równoważne rozwiązanie umożliwiające rozładowanie pojemności kablowej linii eksportowej.

§ 7. 1. Wyłączniki instalowane w polach dławika, w polach kablowej linii eksportowej kompensowanej oraz w polach transformatora mocy wyposaża się w układ kontrolowanego łączenia biegunów.

2. Odstępianie od wymagania, o którym mowa w ust. 1, jest możliwe w przypadku, gdy operator systemu przesyłowego zaakceptuje przedstawione przez wytwórcę, o którym mowa w art. 3 pkt 12 ustawy, analizy potwierdzające możliwości łączeniowe wyłącznika bez układu kontrolowanego łączenia biegunów, w szczególności analizy potwierdzające, że zastosowanie wyłączników bez układu kontrolowanego łączenia biegunów nie pogorszy warunków pracy innych elementów systemu elektroenergetycznego w porównaniu z warunkami dla wyłączników wyposażonych w układ kontrolowanego łączenia biegunów.

§ 8. Dla wyłączników instalowanych w polach dławika, w polach kablowej linii eksportowej oraz w polach transformatora mocy:

- 1) przeprowadza się analizy możliwości łączenia obciążeń indukcyjnych, analizy stanów dynamicznych oraz analizy przepięciowe;
- 2) wyznacza się charakterystyki możliwych napięć powrotnych.

§ 9. W dokumentacji projektowej rozdzielnic GIS wskazuje się jej elementy rezerwowe.

Oddział 2

Wymagania w zakresie urządzeń do kompensacji mocy biernej i regulacji napięcia

§ 10. Zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wyposaża się w urządzenia do kompensacji mocy biernej i regulacji napięcia oraz w filtry pozwalające uniknąć wprowadzania do sieci wyższych harmonicznych przez ten zespół urządzeń oraz morską farmę wiatrową i ograniczyć wystąpienie rezonansu w układzie elektrycznym.

§ 11. Urządzenia do kompensacji mocy biernej i regulacji napięcia instaluje się w stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie lub w stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu oraz, w razie potrzeby, w morskiej stacji kompensacyjnej.

§ 12. 1. Parametry urządzeń do kompensacji mocy biernej i regulacji napięcia dobiera się z uwzględnieniem w szczególności:

- 1) wyników analiz rozptyłu mocy i rozkładu napięć determinujących poziom kompensacji w stacjach, o których mowa w § 11;
- 2) parametrów i charakterystyki pracy kablowych linii eksportowych zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy i morskiej farmy wiatrowej;
- 3) parametrów i charakterystyki pracy filtrów, o których mowa w § 10.

2. Zakres analiz, o których mowa w ust. 1 pkt 1, obejmuje co najmniej zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, morską farmę wiatrową i sieć przesyłową w pobliżu miejsca przyłączenia morskiej farmy wiatrowej.

§ 13. W przypadku instalacji dławików z podobciążeniową regulacją mocy przeprowadza się analizę określającą pozycję przełącznika zaczepów przy operacyjnym załączaniu i wyłączaniu zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

§ 14. Zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy łączy się w sposób pozwalający na zminimalizowanie występowania szybkozmiennych przepięć, które mogą powstać w związku z ferorezonansem między dławikami a kablowymi liniami eksportowymi.

§ 15. Działania podejmowane w celu ograniczenia zjawisk, o których mowa w § 10 i 14, poprzedza się analizami przeprowadzonymi na modelach układu odwzorowującego co najmniej zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, morską farmę wiatrową i fragment sieci przesyłowej w pobliżu miejsca przyłączenia morskiej farmy wiatrowej.

Rozdział 2

Minimalny operacyjny czas życia zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy

§ 16. Minimalny operacyjny czas życia zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wynosi 25 lat i jest wskazywany w projekcie wykonawczym tego zespołu urządzeń.

§ 17. Nie później niż 5 lat przed upływem projektowanego operacyjnego czasu życia zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, na podstawie danych technicznych zebranych przez okres dotychczasowej eksploatacji tego zespołu urządzeń, w celu oceny możliwości wydłużenia jego operacyjnego czasu życia przeprowadza się ocenę tego zespołu urządzeń zgodnie z § 140.

Rozdział 3

Minimalna dostępność i maksymalna utrata mocy zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz szczegółowy sposób wyznaczania tej minimalnej dostępności

Oddział 1

Minimalna dostępność zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz szczegółowy sposób jej wyznaczania

§ 18. 1. Minimalną dostępność zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy określa się przez dostępność projektową, dostępność operacyjną w odniesieniu do mocy przyłączeniowej morskiej farmy wiatrowej i dostępność operacyjną w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej.

2. Przez dostępność zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy rozumie się zdolność tego zespołu urządzeń do wyprowadzania mocy z morskiej farmy wiatrowej na poziomie równym mocy przyłączeniowej tej morskiej farmy wiatrowej.

§ 19. Dostępność projektową zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy określa się w dokumentacji projektowej tego zespołu urządzeń przekazywanej operatorowi systemu przesyłowego.

§ 20. 1. Zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy projektuje się, buduje i eksploatuje w sposób zapewniający uzyskanie minimalnej dostępności operacyjnej w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej na poziomie nie niższym niż 99%, obliczonej zgodnie z § 21 ust. 1 pkt 2, przy czym w całym okresie minimalnego operacyjnego czasu życia tego zespołu urządzeń dostępność operacyjna w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej dwukrotnie może być na poziomie niższym niż 99%, jednak nie niższym niż 97%.

2. W przypadku zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z jednym połączeniem między morską farmą wiatrową a punktem przyłączenia zapewnia się uzyskanie minimalnej dostępności operacyjnej w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej na poziomie nie niższym niż 98%, przy czym w całym okresie minimalnego operacyjnego czasu życia tego zespołu urządzeń dostępność operacyjna w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej dwukrotnie może być na poziomie niższym niż 98%, jednak nie niższym niż 83%.

§ 21. 1. Dostępność operacyjną oblicza się za dany rok kalendarzowy według następujących wzorów:

- 1) dostępność operacyjna w odniesieniu do mocy przyłączeniowej morskiej farmy wiatrowej:

$$D_r = \frac{\sum_{x=1}^k (1 - \frac{P_x}{P_{MFW}}) \cdot 100}{k}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- D_r – wartość dostępności operacyjnej w odniesieniu do mocy przyłączeniowej morskiej farmy wiatrowej, wyrażoną w %,
 P_{MFW} – wartość mocy przyłączeniowej morskiej farmy wiatrowej, wyrażoną w MW,
 P_x – wartość mocy, której nie można wyprowadzić z morskiej farmy wiatrowej do miejsca rozgraniczenia własności określonego w umowie o przyłączenie, w kwadransie x roku, z powodu niedostępności urządzenia lub urządzeń wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wyrażoną w MW,
 k – liczbę kwadransów w roku, dla których w rocznym planie dostępności zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, o którym mowa w § 22, uzgodniono dostępność operacyjną tego zespołu urządzeń na poziomie równym mocy przyłączeniowej morskiej farmy wiatrowej,
 x – kolejne kwadransy roku, liczone od pierwszego kwadransu roku do kwadransu k ;

- 2) dostępność operacyjna w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej:

$$D_p = \frac{\sum_{x=1}^k \frac{EW_x}{EP_x} \cdot 100}{k}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- D_p – wartość dostępności operacyjnej w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej, wyrażoną w %,
 EW_x – wartość energii czynnej wyprowadzonej z morskiej farmy wiatrowej, wyrażoną w MWh, zmierzona w punkcie rozgraniczenia własności określonym w umowie o przyłączenie w kwadransie x roku,
 EP_x – prognozowaną wartość energii czynnej, wyrażoną w MWh, możliwą do wytworzenia w morskiej farmie wiatrowej w kwadransie x roku, dla zmierzonych warunków wietrzności występujących w tym okresie, bez uwzględnienia ograniczeń związanych z serwisowaniem, uszkodzeniami lub awariami limitującymi wartość mocy możliwej do wyprowadzenia z morskiej farmy wiatrowej przez zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wyliczaną dla punktu rozgraniczenia własności określonego w umowie o przyłączenie.

2. Wytwórca, który nie jest właścicielem zespołu urządzeń, przekazuje właścicielowi zespołu urządzeń informacje o prognozowanym wytwarzaniu energii czynnej dla danego roku kalendarzowego, wyrażonej w MWh, możliwej do wytworzenia w morskiej farmie wiatrowej, niezbędne do wyznaczenia parametru EP_x , o którym mowa w § 21 ust. 1 pkt 2, w terminie umożliwiającym właścicielowi zespołu urządzeń wykonanie obliczeń na potrzeby raportu, o którym mowa w § 23.

3. W obliczeniach dostępności operacyjnej nie uwzględnia się ograniczeń w wyprowadzaniu mocy albo braku możliwości wprowadzenia mocy przez wytwórcę do systemu przesyłowego będących skutkiem:

- 1) zdarzeń będących następstwem siły wyższej, rozumianej jako zdarzenia nagłe, nieprzewidywalne i niezależne od woli wytwórcy lub właściciela zespołu urządzeń, których skutkom nie można zapobiec ani przeciwdziałać przy zachowaniu należytej staranności, obejmującej w szczególności:
- klęski żywiołowe, w tym pożar, powódź, suszę, trzęsienie ziemi, huragan, sztorm, sadź,
 - akty władzy państwowej, w tym stan wojenny, stan wyjątkowy, embarga, blokady,
 - działania wojenne, akty sabotażu, akty terroryzmu,
 - strajki powszechne lub inne niepokoje społeczne, w tym publiczne demonstracje, lokaut;

- 2) zdarzeń w:
- systemie przesyłowym lub dystrybucyjnym lub
 - zespole urządzeń służących do wyprowadzenia mocy – wywołanych działaniem lub zaniechaniem osób trzecich, za które właściciel zespołu urządzeń lub wytwórca nie ponoszą odpowiedzialności.

4. Dostępność operacyjną oblicza się po raz pierwszy dla części roku kalendarzowego następującej po dniu uzgodnienia planu, o którym mowa w § 22 ust. 3.

§ 22. 1. W rocznym planie dostępności zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy określa się:

- listę i czas trwania planowych działań prowadzących do braku dostępności tego zespołu urządzeń na poziomie równym mocy przyłączeniowej morskiej farmy wiatrowej;
- wartość parametru k , o którym mowa w § 21 ust. 1 pkt 1, w szczególności z uwzględnieniem listy i czasu trwania planowych działań, o których mowa w pkt 1.

2. Plan, o którym mowa w ust. 1:

- wtwórca albo
- właściciel zespołu urządzeń niebędący wytwórcą, po uprzednim uzgodnieniu z wytwórcą – uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego w terminie do 30 dni przed końcem każdego roku kalendarzowego poprzedzającego rok, dla którego oblicza się minimalną dostępność operacyjną zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

3. Pierwszy plan, o którym mowa w ust. 1, uzgadnia się w terminie do 30 dni od dnia wydania przez operatora systemu przesyłowego ostatecznego pozwolenia na użytkowanie (FON) w rozumieniu art. 2 pkt 62 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1, z późn. zm.³⁾) na pozostałą część roku, następującą po upływie 30 dni od daty wydania ostatecznego pozwolenia na użytkowanie (FON), jeżeli do końca tego roku pozostało więcej niż 60 dni.

4. Plan, o którym mowa w ust. 1, może być aktualizowany na wniosek właściciela zespołu urządzeń, wytwórcy lub operatora systemu przesyłowego, przy czym nowa wartość parametru k , o którym mowa w § 21 ust. 1 pkt 1, nie może być niższa niż uzgodniona zgodnie z ust. 2.

5. Właściciel zespołu urządzeń każdą planowaną niedostępność zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy:

- uzgadnia z wytwórcą, w terminie umożliwiającym wytwórcy aktualizację danych o źródle wytwórczym na potrzeby tworzonych przez operatora systemu przesyłowego planów koordynacyjnych;
- niezwłocznie zgłasza do operatora systemu przesyłowego.

6. Właściciel zespołu urządzeń niezwłocznie zgłasza do operatora systemu przesyłowego i wytwórcy każdą nieplanowaną niedostępność zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

§ 23. 1. Wyniki obliczeń dostępności operacyjnej zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz dane wejściowe do obliczeń, o których mowa w § 21, zamieszcza się w raporcie.

2. Raport, o którym mowa w ust. 1, sporządza się za dany rok i przekazuje operatorowi systemu przesyłowego w terminie do 30 dni od rozpoczęcia roku kalendarzowego następującego po roku, za który jest sporządzany raport.

Oddział 2

Maksymalna utrata mocy zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy

§ 24. 1. Maksymalna utrata mocy z morskiej farmy wiatrowej przez zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy – w następstwie nieplanowanego lub planowanego wyłączenia pojedynczego urządzenia tego zespołu urządzeń – nie może przekraczać mniejszej z dwóch następujących wartości:

- 2/3 mocy przyłączeniowej morskiej farmy wiatrowej – dla układów z więcej niż jednym połączeniem między morską farmą wiatrową a punktem przyłączenia;
- incydentalnej utraty generacji mocy czynnej (1100 MW).

2. Przez utratę mocy zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy rozumie się ograniczenie zdolności tego zespołu urządzeń do wyprowadzania mocy czynnej z morskiej farmy wiatrowej.

³⁾ Zmiana wymienionego rozporządzenia została ogłoszona w Dz. Urz. UE L 118 z 06.05.2019, str. 10.

Rozdział 4

Wymagania dla elementów stacji elektroenergetycznych, w tym wymagania budowlane

Oddział 1

Projektowanie i budowa elementów stacji elektroenergetycznych

§ 25. Elementy stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie oraz elementy stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu projektuje się i buduje w sposób pozwalający na:

- 1) funkcjonowanie stacji bez stałej obsługi w normalnych warunkach;
- 2) wymianę najważniejszych komponentów, w szczególności transformatora mocy, dławika, modułu rozdzielnic GIS lub komponentów układu zasilania potrzeb własnych, w taki sposób, aby konieczny był demontaż jak najmniejszej liczby elementów konstrukcyjnych.

§ 26. Elementy stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu projektuje się i buduje w sposób zapewniający niezakłóconą pracę zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w szczególności uwzględniając przenoszenie przez te elementy wibracji wynikających z oddziaływania fal i pływów morskich oraz wiatru.

§ 27. Lokalizację infrastruktury znajdującej się w stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu, w szczególności żurawia i miejsca rozładunku, projektuje się w sposób zapewniający minimalizację ryzyka uszkodzenia elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy podczas budowy i eksploatacji tej stacji.

§ 28. Rozmieszczenie elementów stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu projektuje się w sposób uwzględniający środek ciężkości tej stacji oraz masę i wielkość poszczególnych elementów znajdujących się na tej stacji, jak również konieczność przemieszczania tych elementów w obrębie tej stacji w czasie przeprowadzania czynności eksploatacyjnych lub remontowych.

§ 29. W pomieszczeniach, w których na stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie oraz na stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu są instalowane i przechowywane jednostki główne systemów ochrony technicznej, zapewnia się realizację wymagań, o których mowa w rozdziale 8.

§ 30. Elementy stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu projektuje się i buduje w sposób zapewniający samoczynne wykrycie pożaru i powiadomienie o jego wystąpieniu personelu właściwego do podjęcia działań związanych z tym zagrożeniem.

§ 31. 1. Jeżeli rozdzielnica GIS zainstalowana w stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie lub w stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu jest wypełniona heksafluorkiem siarki (SF₆) i pomieszczenie, w którym jest umieszczona, posiada kanały kablowe, w tych kanałach umieszcza się czujniki gazu SF₆. Czujniki te lokalizuje się w sposób pozwalający objąć ich zasięgiem wszystkie miejsca, w których może gromadzić się gaz podczas wycieku z rozdzielnic GIS.

2. Wytwórca opracowuje sposób usunięcia gazu w przypadku, o którym mowa w ust. 1, oraz sporządza wykaz narzędzi niezbędnych do wykonania tej czynności.

Oddział 2

Minimalny operacyjny czas życia stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu

§ 32. Minimalny operacyjny czas życia stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu wynosi 25 lat i jest wskazany w projekcie wykonawczym tej stacji.

§ 33. Nie później niż 5 lat przed upływem projektowanego operacyjnego czasu życia stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu wskazanego w projekcie wykonawczym, na podstawie danych technicznych zebranych przez okres dotychczasowej eksploatacji tej stacji oraz badania aktualnego stanu technicznego konstrukcji, w celu oceny możliwości wydłużenia operacyjnego czasu życia tej stacji przeprowadza się ocenę jej stanu technicznego.

Oddział 3

Potrzeby własne stacji elektroenergetycznych

§ 34. W stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie oraz w stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu instaluje się co najmniej dwa w pełni redundantne i niezależne transformatory potrzeb własnych – lub inne urządzenia pełniące równoważną funkcję zasilającą – z których każdy musi być w stanie zasilic 100% potrzeb własnych takiej stacji niezależnie od miejsca ich przyłączenia.

§ 35. 1. Stacja elektroenergetyczna zlokalizowana na lądzie oraz stacja elektroenergetyczna zlokalizowana na morzu posiada wewnętrzny, niezależny system zasilania awaryjnego i bezprzerwowego, w szczególności w postaci agregatu oraz baterii akumulatorów, który w przypadku braku zasilania podstawowego zapewnia ciągłe zasilanie wszystkich odbiorów gwarantujących prawidłowe funkcjonowanie i bezpieczeństwo obsługi tej stacji przez:

- 1) 7 dni – w przypadku stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu;
- 2) 24 godziny – w przypadku stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie.

2. Zastosowanie zewnętrznego systemu zasilania awaryjnego, w szczególności z wykorzystaniem sąsiedniej stacji elektroenergetycznej, jest dopuszczalne, jeżeli przy jego użyciu zostanie zapewnione zasilanie wszystkich odbiorów gwarantujących prawidłowe funkcjonowanie i bezpieczeństwo obsługi stacji elektroenergetycznej w okresach, o których mowa w ust. 1. W przypadku stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu jest dopuszczalne zastosowanie także innych równoważnych rozwiązań technicznych zapewniających zasilanie odbiorów gwarantujących prawidłowe funkcjonowanie i bezpieczeństwo obsługi tej stacji przez okres, o którym mowa w ust. 1 pkt 1.

§ 36. Jeżeli system zasilania awaryjnego wyposaża się w baterie akumulatorów, baterie te instaluje się w przeznaczonym do tego celu pomieszczeniu z wentylacją i środkami zabezpieczającymi przed pożarem lub wybuchem.

§ 37. Dla stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie oraz dla stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu opracowuje się plan prób układu zasilania awaryjnego.

Oddział 4

System ochrony technicznej stacji elektroenergetycznych

§ 38. System ochrony technicznej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie oraz stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu projektuje się i wdraża w sposób zapewniający podniesienie poziomu bezpieczeństwa tej stacji oraz personelu przebywającego na terenie tej stacji, minimalizujący ryzyko uszkodzenia znajdującego się na niej wyposażenia oraz zwiększający poziom ochrony informacji wrażliwych i uwzględniający bezpieczeństwo ekip ratowniczych.

§ 39. System ochrony technicznej, o którym mowa w § 38, składa się co najmniej z systemu sygnalizacji włamania i napadu, systemu sygnalizacji pożarowej, systemu kontroli dostępu, telewizji dozorowej oraz zabezpieczeń budowlanych i mechanicznych. Systemy, o których mowa w zdaniu pierwszym, są zintegrowane lokalnie oraz z nadrzędnymi centrami monitorowania tego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

§ 40. System ochrony technicznej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie uwzględnia:

- 1) potencjalne zagrożenia i okoliczności sprzyjające ich powstaniu, w szczególności zagrożenia związane z działalnością przestępczą, atakami terrorystycznymi, aktami wandalizmu, wadliwym i nieprawidłowym funkcjonowaniem urządzeń, zagrożenia wynikające ze społecznego odbioru stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie oraz z nieuprawnionej ingerencji w oprogramowanie i sprzęt komputerowy na tej stacji;
- 2) konieczność zabezpieczenia elementów służących do wyprowadzenia mocy z kierunku stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu, w szczególności ochronę miejsca połączenia odcinka morskiego z odcinkiem lądowym kablowej linii eksportowej i ochronę odcinka lądowego kablowej linii eksportowej;
- 3) sposób prowadzenia nadzoru nad pracą poszczególnych systemów, o których mowa w § 39, oraz tryb prowadzenia prac diagnostycznych i serwisowych tych systemów;
- 4) konieczność zapewnienia pełnej, nieprzerwanej transmisji sygnałów i strumieni wideo do centrów alarmowych oraz podmiotów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo fizyczne stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie;
- 5) niebezpieczeństwo związane z pożarem, wybuchem lub innym miejscowym zagrożeniem;
- 6) stosowanie systemów ochrony technicznej do zabezpieczenia kablowej linii eksportowej, z uwzględnieniem redundancji ich elementów;
- 7) odporność na warunki środowiskowe, w tym generowanie niechcianych i fałszywych pobudzeń.

§ 41. System ochrony technicznej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu uwzględnia:

- 1) potencjalne zagrożenia i okoliczności sprzyjające ich powstaniu, w szczególności zagrożenia związane z działalnością przestępczą, atakami terrorystycznymi, aktami wandalizmu, wadliwym i nieprawidłowym funkcjonowaniem urządzeń, zagrożenia wynikające ze społecznego odbioru stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu oraz z nieuprawnionej ingerencji w oprogramowanie i sprzęt komputerowy na tej stacji;

- 2) specyfikę budowy tej stacji, miejsca dokowania, miejsca rozładunkowe, miejsca związane z transportem obsługi oraz drogami ewakuacyjnymi;
- 3) odporność na warunki środowiskowe, w tym wyładowania atmosferyczne i generowanie niechcianych i fałszywych pobudzeń;
- 4) możliwość wykrywania i rejestracji działań realizowanych przez zdalnie sterowane jednostki pływające nawodne i podwodne oraz obiekty latające, w tym bezzałogowe statki powietrzne w rejonie tej stacji;
- 5) konieczność zabezpieczenia elementów służących do wyprowadzenia mocy w kierunku stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na lądzie, w szczególności ochronę kablowej linii eksportowej;
- 6) planowane i nieplanowane zabiegi eksploatacyjne;
- 7) sposób prowadzenia nadzoru nad pracą poszczególnych systemów, o których mowa w § 39, oraz pracami serwisowymi tych systemów;
- 8) konieczność zapewnienia pełnej, odpornej na przerwanie transmisji sygnałów i strumieni wideo do centrów alarmowych przy wykorzystaniu co najmniej dwóch różnych i niezależnych torów transmisji;
- 9) niebezpieczeństwo związane z pożarem, wybuchem lub innym miejscowym zagrożeniem.

§ 42. Projektowanie systemu ochrony technicznej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie oraz stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu poprzedza się przeprowadzeniem analizy zagrożeń, identyfikacją ryzyka i podatności na te zagrożenia i ryzyka oraz określeniem ich potencjalnych skutków.

§ 43. Urządzenia stosowane w ramach systemu ochrony technicznej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie lub stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu mają wsparcie techniczne producentów przez okres nie krótszy niż 10 lat od dnia ich uruchomienia na stacji.

Rozdział 5

Wymagania dla kablowej linii eksportowej służącej do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych

Oddział 1

Wymagania wspólne dla kablowej linii eksportowej na odcinku lądowym i na odcinku morskim

§ 44. 1. Kablowa linia eksportowa stanowi linię elektroenergetyczną wchodzącą w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

2. Do projektowania, budowy, przebudowy i remontu kablowej linii eksportowej lub kabla światłowodowego, o którym mowa w § 68, nie stosuje się wymagań dla telekomunikacyjnych obiektów budowlanych, określonych w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 7 ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2021 r. poz. 2351 oraz z 2022 r. poz. 88).

3. Dobór parametrów technicznych kablowej linii eksportowej poprzedza się wykonaniem:

- 1) analiz i badań dotyczących wieloletnich rozkładów warunków wiatrowych i przewidywanych najbardziej niekorzystnych scenariuszy obciążenia;
- 2) badań geotechnicznych gruntu wzdłuż trasy danej kablowej linii eksportowej, w szczególności w celu określenia rezystancji cieplnej gruntu przyjmowanej do obliczeń dopuszczalnej obciążalności tej linii.

§ 45. Parametry kablowej linii eksportowej wyznacza się z uwzględnieniem przesyłu mocy w stanie normalnym (N-0) na poziomie 100% mocy przyłączeniowej morskiej farmy wiatrowej oraz wartości prądu zwarcia 1-fazowego i 3-fazowego, dla czasu trwania zwarcia wynoszącego co najmniej 0,6 s, nie mniejszego jednak niż wynikający z analiz zwarciovych.

§ 46. Przy wyznaczaniu przekroju poprzecznego żyły roboczej kabla uwzględnia się w szczególności maksymalną temperaturę żyły roboczej nie wyższą niż 90°C z wyjątkiem zwarć o czasie trwania nie dłuższym niż 5 s, dla których maksymalna temperatura żyły roboczej nie może przekroczyć 250°C.

§ 47. Przy doborze konstrukcji kabli i osprzętu do wymaganej wytrzymałości zwarciovowej jako stan początkowy występujący w kablu w chwili wystąpienia zwarcia przyjmuje się nagrzanie żyły roboczej do temperatury 90°C oraz żyły powrotnej do temperatury 80°C.

§ 48. Kablową linię eksportową:

- 1) wyposaża się w system monitorowania temperatury linii;
- 2) wykonuje się przy użyciu kabli o żyłach roboczych jedno- lub wielodrutowych z miedzi lub aluminium;
- 3) oznacza się w sposób umożliwiający jej jednoznaczną identyfikację na całej długości;
- 4) eksploatuje się w sposób uniemożliwiający, z wyłączeniem zwarcia, przekroczenie temperatury żyły roboczej 90°C.

§ 49. Osprzęt kablowy dobiera się do stosowanego kabla oraz sposobu i miejsca ułożenia kabla.

§ 50. Kabel i elementy osprzętu kablowego przeznaczone do zakańczania i łączenia kabla tworzą system kablowy, którego eksploatację poprzedzają zakończone wynikiem pozytywnym badania prekwalitycyjne i badania typu potwierdzające, że długoterminowe parametry eksploatacyjne systemu kablowego odpowiadają przewidzianemu zastosowaniu.

Oddział 2

Wymagania dla kablowej linii eksportowej na odcinku morskim

§ 51. W przypadku gdy jest to technologicznie możliwe, kablową linię eksportową wykonuje się z jednego odcinka kabla lub kabli, bez stosowania połączeń za pomocą osprzętu kablowego służącego do łączenia odcinków kabli, zwanego dalej „mufą kablową”.

§ 52. Konstrukcję kabla dobiera się do maksymalnego ciśnienia, jakie występuje na dnie morza, uwzględniając przebieg całej trasy kablowej linii eksportowej.

§ 53. Kable użyte do wykonania kablowej linii eksportowej wyposaża się w:

- 1) elementy zapewniające wzdłużną i promieniową wodoszczelność, odpowiednią dla wody morskiej oraz głębokości ułożenia kabla;
- 2) warstwę zewnętrzną wykonaną z materiałów odpornych na warunki fizykochemiczne panujące w miejscu układania.

§ 54. Pancierz-zbrojenie kabla zapewnia odpowiednią wytrzymałość mechaniczną i kontrolę sił skrętnych w czasie układania kabla oraz ochronę kabla po ułożeniu. Pancierz-zbrojenie kabla zabezpiecza się przed korozją.

§ 55. W przypadku ułożenia odcinka przybrzeżnego kablowej linii eksportowej wychodzącego na ląd w przepustach rurowych w celu usunięcia awarii zapewnia się możliwość wymiany uszkodzonego odcinka kabla lub ułożenia dodatkowego kabla.

§ 56. Kablową linię eksportową chroni się przed uszkodzeniami mechanicznymi. W miejscach skrzyżowania ze szlakami żeglugowymi oraz inną infrastrukturą morską stosuje się dodatkowe zabezpieczenie przed uszkodzeniami mechanicznymi, w szczególności przez zastosowanie osłon kablowej linii eksportowej lub zwiększenie głębokości jej pograżenia w dnie morskim.

§ 57. Minimalną odległość między sąsiednimi kablowymi liniami eksportowymi ustala się w sposób umożliwiający wykonanie naprawy uszkodzonego odcinka kabla bez ingerencji w sąsiednią kablową linię eksportową oraz bez wpływu na jej warunki pracy lub możliwość naprawy.

Oddział 3

Wymagania dla kablowej linii eksportowej na odcinku lądowym

§ 58. Trasa projektowanej kablowej linii eksportowej uwzględnia istniejącą i planowaną infrastrukturę, a przy jej wyborze uwzględnia się aspekt minimalizacji ryzyka uszkodzenia kabli, swobodny dostęp do elementów kablowej linii eksportowej oraz wymaganą szerokość pasa technologicznego.

§ 59. Minimalną odległość poziomą między skrajnymi kablami sąsiednich kablowych linii eksportowych ustala się na podstawie obliczeń wzajemnego oddziaływania cieplnego linii. Minimalna odległość pozioma zapewnia możliwość wykonania naprawy uszkodzonego odcinka kabla bez ingerencji w warunki pracy lub możliwość naprawy sąsiedniej kablowej linii eksportowej, przy czym odległość ta nie może być mniejsza niż 1 m.

§ 60. Przebieg trasy kablowej linii eksportowej, jeżeli jest to możliwe i nie utrudni użytkowania terenu nad tą linią, oznacza się na powierzchni gruntu przy użyciu słupków oznacznikowych wykonanych w szczególności z betonu lub tworzywa sztucznego i oznaczonych literą „K”. Lokalizację muf kablowych oznacza się słupkami oznacznikowymi oznaczonymi literą „M”.

§ 61. Kablową linię eksportową umieszczoną w gruncie:

- 1) poza obszarem stacji elektroenergetycznej układa się na głębokości nie mniejszej niż 1,3 m, licząc od górnej powierzchni najwyżej usytuowanego kabla do powierzchni gruntu;
- 2) w przypadku ułożenia metodą wykopu otwartego chroni się przez ułożenie osłon ochronnych, w szczególności płyt betonowych, osłaniających wszystkie kable na całej szerokości tej linii.

§ 62. W przypadku układania kablowej linii eksportowej metodą wykopu otwartego wzdłuż całej długości tej linii eksportowej nad osłonami ochronnymi układa się ostrzegawczą taśmę kablową koloru czerwonego, która posiada trwałe i widoczny perforowany napis ostrzegawczy powtarzający się nie rzadziej niż co 1 m.

§ 63. Kable umieszczone w wykopach wyposaża się w oznaczniki informacyjne na całej długości każdego kabla należącego do toru prądowego oraz na przewodach ciągłości uziemienia, jeżeli są stosowane. Oznaczniki na kablach zawierają następujące informacje: poziomy napięcie znamionowych (U0/U), nazwa linii (relacja z numerem toru w przypadku linii wielotorowych), faza, producent i typ kabla oraz rok budowy kablowej linii eksportowej. Oznaczniki na przewodach ciągłości uziemienia zawierają napis „Przewód ECC”.

§ 64. Szerokość pasa technologicznego kablowej linii eksportowej jednotorowej wynosi co najmniej 5 m, przy czym odległość skrajnego kabla tej linii od granicy pasa technologicznego nie może być mniejsza niż 2 m. Pasy sąsiadujących kablowych linii eksportowych mogą się częściowo pokrywać.

§ 65. W przypadku gdy na trasie kablowej linii eksportowej występują zróżnicowane warunki ułożenia kabli wpływające znacząco na obciążalność kablowej linii eksportowej, dopuszcza się zastosowanie kabli o dwóch różnych przekrojach żył roboczych pod warunkiem wykazania, że takie rozwiązanie nie spowoduje zwiększenia liczby muf kablowych w stosunku do liczby muf, która byłaby użyta w przypadku zastosowania wyłącznie kabla o większym przekroju żyły roboczej.

§ 66. System uziemienia żył powrotnych kabla wybiera się na podstawie przeprowadzonych analiz uwzględniających w szczególności długość kablowej linii eksportowej, sposób ułożenia kabli, warunki terenowe, warunki zwarciowe, wytrzymałość elektryczną powłoki kabli i ograniczenie strat w przesyłce energii elektrycznej.

§ 67. Żyły powrotne kabla chroni się ogranicznikami przepięć.

§ 68. Kabel światłowodowy towarzyszący kablowej linii eksportowej układa się wzdłuż kablowej linii eksportowej w tym samym wykopie, nad kablową linią eksportową, po zewnętrznej stronie wykopu, chroniąc go przez umieszczenie w rurociągu kablowym. Nad rurociągiem, w połowie głębokości zakopania rurociągu, umieszcza się ostrzegawczą taśmę kablową koloru pomarańczowego z napisem ostrzegawczym powtarzającym się nie rzadziej niż co 1 m.

Oddział 4

Wymagania dla połączenia odcinka morskiego i odcinka lądowego kablowej linii eksportowej

§ 69. Połączenia odcinka morskiego i odcinka lądowego kablowej linii eksportowej wykonuje się w sposób zapewniający prawidłowe warunki pracy kabli i osprzętu kablowego.

§ 70. Do połączenia odcinka morskiego i odcinka lądowego kablowej linii eksportowej stosuje się mufy kablowe prefabrykowane.

§ 71. Mufa kablowa prefabrykowana zapewnia wodoszczelność, umożliwia połączenie kabla światłowodowego umieszczonego w konstrukcji kabla odcinka morskiego z kablem światłowodowym odcinka lądowego oraz umożliwia zamocowanie pancerza-zbrojenia kabla morskiego.

Rozdział 6

Wymagania dla urządzeń i układów obwodów wtórnych oraz urządzeń i układów współpracujących z nimi

Oddział 1

Wymagania ogólne

§ 72. Urządzenia i układy obwodów wtórnych zapewniają co najmniej:

- 1) szybką, selektywną i samoczynną eliminację zakłóceń występujących w chronionych elementach zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy i w innych elementach systemu elektroenergetycznego;
- 2) lokalizację miejsca wystąpienia zakłócenia, o którym mowa w pkt 1;

- 3) niezawodność i autodiagnostykę;
- 4) bezpieczeństwo działania i obsługi, w tym bezpieczeństwo fizyczne i cyberbezpieczeństwo;
- 5) realizację funkcji automatyki i sterowania;
- 6) rejestrację zdarzeń i przebiegów zakłóceń, o których mowa w pkt 1;
- 7) monitoring i sygnalizację wybranych parametrów i ich zmian;
- 8) pomiar energii elektrycznej i pomiar jakości energii elektrycznej.

§ 73. Układy i urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, zwane dalej „układami i urządzeniami EAZ”, działają w sposób umożliwiający jak najszybszą eliminację zakłóceń. Czas działania układów i urządzeń EAZ zapewnia:

- 1) zachowanie warunków stabilności dynamicznej sieci;
- 2) zmniejszenie zakresu uszkodzeń w miejscach powstałych zakłóceń;
- 3) zapobieganie nadmiernemu starzeniu się urządzeń;
- 4) zmniejszenie zakłóceń technologicznych;
- 5) bezpieczeństwo ludzi i urządzeń w obiektach sieci elektroenergetycznej.

§ 74. Całkowity czas eliminacji zwarcia nie może przekraczać czasu określonego w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, z późn. zm.⁴⁾).

§ 75. Zapewnia się redundancję funkcjonalną krytycznych układów lub systemów automatyki elektroenergetycznej, w szczególności układów i urządzeń EAZ. W celu zapewnienia niezależności poszczególnych rezerwujących się układów lub systemów automatyki elektroenergetycznej każdy z nich musi być zasilany z oddzielnych obwodów zasilających oraz współpracować z oddzielnymi obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego sterowniczego oraz obwodami wyłączającymi.

§ 76. Układy obwodów wtórnych, w szczególności układy i urządzenia EAZ, realizujące przekazywanie krytycznych czasowo i niezawodnościowo sygnałów, wykonuje się w technologii konwencjonalnej, z wykorzystaniem połączeń miedzianych i przesyłanych, za pomocą tych połączeń, pomiarów analogowych oraz sygnałów napięciowych dwustanowych.

§ 77. W stacjach elektroenergetycznych instaluje się urządzenia obwodów wtórnych i urządzenia z nimi współpracujące wykonane zgodnie ze standardami stosowanymi w sieci przesyłowej na obszarze ENTSO-E.

§ 78. Urządzenia i układy obwodów wtórnych oraz urządzenia i układy z nimi współpracujące stosowane w stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie lub stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu mają wsparcie techniczne producentów przez okres nie krótszy niż 10 lat od dnia ich uruchomienia na tej stacji.

§ 79. Każdy z elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wyposaża się w niezależne zestawy układów i urządzeń EAZ, których liczba i układ pracy zapewnią ciągłość pracy tego zespołu urządzeń w przypadku uszkodzenia jednego z tych zestawów.

§ 80. Nastawienia układów i urządzeń EAZ poszczególnych elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy muszą być skoordynowane między sobą oraz z nastawieniami układów i urządzeń EAZ innych elementów systemu elektroenergetycznego, w szczególności morskiej farmy wiatrowej oraz stacji elektroenergetycznej, do której jest przyłączony dany zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

§ 81. W celu zwiększenia skuteczności likwidacji zakłóceń przez układy i urządzenia EAZ stosuje się rezerwowanie zabezpieczeń:

- 1) lokalne – w ramach układów i urządzeń EAZ poszczególnych elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;
- 2) zdalne – między układami i urządzeniami EAZ elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także w odniesieniu do układów i urządzeń EAZ innych elementów systemu elektroenergetycznego.

⁴⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2021 r. poz. 868, 1093, 1505, 1642, 1873, 2269, 2271, 2376 i 2490 oraz z 2022 r. poz. 1, 200, 202 i 631.

§ 82. 1. Do zapewnienia działania układów i urządzeń EAZ wykorzystujących urządzenia zainstalowane w różnych lokalizacjach geograficznych lub sygnały pochodzące z urządzeń zainstalowanych w różnych lokalizacjach geograficznych oraz do zapewnienia zdalnego rezerwowania zabezpieczeń i przesyłania stanów łączników wykorzystywanych w algorytmach blokad łączeniowych stosuje się redundantne łącza telekomunikacyjne.

2. Redundancję łączy telekomunikacyjnych, o których mowa w ust. 1, zapewnia się przez wykorzystanie wyłącznie do tego przeznaczonych i lokalizacyjnie odrębnych systemów telekomunikacyjnych zapewniających bezpieczeństwo i niezawodność łączy technologicznych.

§ 83. Jeżeli struktura zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy dopuszcza pracę jako sieć zamknięta, elementy tego zespołu urządzeń wyposaża się w układy kontroli synchronizmu.

§ 84. Przekładniki prądowe wykorzystywane dla układów i urządzeń EAZ zapewniają:

- 1) klasę dokładności nie gorszą niż 5P20;
- 2) moc rdzeni dostosowaną do obwodów do nich przyłączonych;
- 3) przekładnie dostosowane do warunków zwarciovych i obciążeniowych;
- 4) niezależne rdzenie przekładników dla rezerwujących się układów i urządzeń EAZ.

§ 85. Przekładniki napięciowe wykorzystywane dla układów i urządzeń EAZ zapewniają:

- 1) klasę dokładności nie gorszą niż 3P;
- 2) moc uzwojeń dostosowaną do obwodów do nich przyłączonych;
- 3) niezależne uzwojenia przekładników dla rezerwujących się układów i urządzeń EAZ;
- 4) przynajmniej jedno uzwojenie połączone w układ otwartego trójkąta.

§ 86. Obwody napięciowe przyłączone do strony wtórnej przekładników napięciowych wyposaża się w zabezpieczenia od przeciążeń.

§ 87. Wyłączniki, na potrzeby układów i urządzeń EAZ:

- 1) wyposaża się w:
 - a) zabezpieczenie od niezgodności położenia biegunów – w przypadku niesprężonych mechanicznie biegunów,
 - b) blokadę, która po wyłączeniu wyłącznika uniemożliwia jego załączenie od ewentualnego trwałego impulsu załączającego,
 - c) komplet zestyków pomocniczych w liczbie i konfiguracji dostosowanej do potrzeb obwodów wtórnych pola;
- 2) umożliwiają realizację funkcji samoczynnego ponownego załączania, zwaną dalej „SPZ”, o ile SPZ ma zastosowanie w polu, w którym wyłącznik jest instalowany.

§ 88. Układy stosowane do pomiarów energii elektrycznej i pomiarów jakości energii elektrycznej:

- 1) zapewniają:
 - a) realizację pomiarów energii czynnej i biernej w dwóch kierunkach oraz energii strat obciążeniowych i jałowych,
 - b) przechowywanie danych pomiarowych przez urządzenia pomiarowe przez okres nie krótszy niż 45 dni;
- 2) są wyposażone w:
 - a) przekładniki w układach pomiarowych zapewniające klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych, przy zachowaniu obciążenia po stronie wtórnej w zakresie od 25% do 100% mocy znamionowych rdzeni lub uzwojeń tych urządzeń; współczynnik bezpieczeństwa przyrządu przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych wynosi $FS \leq 5$,
 - b) liczniki energii elektrycznej zastosowane w układach pomiarowych zapewniające klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla pomiaru energii czynnej, 0,5S dla pomiaru energii biernej i 1 dla pomiaru energii strat,
 - c) analizatory jakości energii elektrycznej realizujące pomiary parametrów jakości energii elektrycznej określonych w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 11x ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;
- 3) realizują zdalną transmisję do nadrzędnych systemów odczytowych, z zapewnieniem redundantnych dróg łączności przez dwa niezależne kanały transmisji danych.

§ 89. Urządzenia i układy obwodów wtórnych oraz urządzenia i układy z nimi współpracujące są testowane i sprawdzane na każdym etapie ich przygotowywania, uruchamiania i eksploatacji. Urządzenia i układy te poddawane są co najmniej:

- 1) testom typu, co najmniej:
 - a) funkcjonalnym testom zgodności i technologicznym testom zgodności,
 - b) funkcjonalnym testom działania i systemowym testom działania,
 - c) uaktualniającym testom typu;
- 2) testom indywidualnym, co najmniej:
 - a) testom akceptacji fabrycznej,
 - b) testom dopuszczającym do eksploatacji,
 - c) okresowym testom w okres eksploatacji.

Oddział 2

Wymagania dotyczące funkcjonalności urządzeń i układów obwodów wtórnych

§ 90. 1. Układy obwodów wtórnych stacji elektroenergetycznych wyposaża się w lokalne źródła czasu zapewniające urządzeniom obwodów wtórnych i urządzeniom z nimi współpracującym możliwość uzyskania synchronizacji czasu z wymaganą przez te urządzenia dokładnością, nie gorszą niż 1 ms.

2. Dobór liczby i rodzaju lokalnych źródeł czasu, o których mowa w ust. 1, jest realizowany z uwzględnieniem powiązań funkcjonalnych danego urządzenia lub układu z innymi urządzeniami lub układami oraz z uwzględnieniem oczekiwanego poziomu niezawodności synchronizacji czasu dla poszczególnych urządzeń i układów oraz między nimi.

3. Zapewnia się synchronizację czasu lokalnych źródeł czasu w stacjach elektroenergetycznych z systemem GPS lub z innymi źródłami czasu wykorzystywanymi w systemie elektroenergetycznym, a wymagany sposób, zakres i dokładność tej synchronizacji czasu są uzależnione od wymagań stawianych tym lokalnym źródłom czasu przez urządzenia i układy obwodów wtórnych lub urządzenia i układy z nimi współpracujące.

§ 91. Obwody układów i urządzeń EAZ wyposaża się w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.

§ 92. W celu zapewnienia wysokiej dyspozycyjności urządzeniom zabezpieczeniowym, stanowiącym podstawowe elementy układów i urządzeń EAZ, stosuje się urządzenia z układami lub funkcjami ciągłej autodiagnostyki oraz układami lub funkcjami ciągłej kontroli i testowania urządzeń i układów współpracujących, w szczególności wykorzystywanych łączy telekomunikacyjnych.

§ 93. Rezerwujące się urządzenia zabezpieczeniowe podstawowe pochodzą od różnych producentów.

§ 94. W polu linii elektroenergetycznej stosuje się co najmniej następujące niezależnie zasilane urządzenia zabezpieczeniowe:

- 1) dwa niezależne rezerwujące się urządzenia zabezpieczeniowe podstawowe, z których każde realizuje co najmniej następujące funkcje zabezpieczeniowe: różnicowo-prądową linii, odległościową, ziemnozwarciową zerowo-prądową kierunkową, blokadę od kołysań mocy, funkcję zabezpieczającą przy załączeniu na zwarcie, uwspółbieżnienia działania z zabezpieczeniami na drugim końcu linii, lokalizacji miejsca zwarcia oraz funkcje umożliwiające wyłączenia trójfazowe, a w przypadku linii napowietrznej także jednofazowe;
- 2) moduł wyłącznikowy realizujący co najmniej funkcję kontroli synchronizmu oraz – w przypadku linii napowietrznej, dla której ma to zastosowanie – SPZ;
- 3) urządzenia realizujące inne funkcje automatyki, jeżeli są niezbędne ze względu na warunki systemowe, w szczególności funkcje zapobiegające nadmiernemu wzrostowi napięcia elementów sieci lub kołysaniom mocy;
- 4) dwa rezerwujące się komplety telezabezpieczeń, umożliwiające współpracę z zabezpieczeniami po drugiej stronie linii.

§ 95. W liniach elektroenergetycznych, w zależności od konfiguracji i układu pracy zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, stosuje się wyłączenia oraz łączenia operacyjne jednofazowe i trójfazowe lub wyłącznie trójfazowe.

§ 96. W liniach elektroenergetycznych napowietrznych, w których ma zastosowanie SPZ, jest stosowane SPZ jednokrotne oraz:

- 1) trójfazowe – dla zwarć wielofazowych;
- 2) jednofazowe lub trójfazowe, w zależności od konfiguracji i układu pracy zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy – dla zwarć jednofazowych.

§ 97. Do ochrony kablowej linii eksportowej stosuje się co najmniej urządzenia zabezpieczeniowe, o których mowa w § 94, z uwzględnieniem następujących różnic:

- 1) realizuje się tylko wyłączenia trójfazowe oraz łączenia operacyjne trójfazowe;
- 2) nie stosuje się automatyki SPZ;
- 3) dla potrzeb zabezpieczeniowych stosuje się łącza telekomunikacyjne światłowodowe, w pełni redundantne dla układów i urządzeń EAZ oraz urządzeń telezabezpieczeniowych, wykorzystujące co najmniej dwa niezależne od siebie kable światłowodowe;
- 4) w przypadku obecności wyłącznie jednego kabla eksportowego, w tym wyposażonego w dwa zintegrowane kable światłowodowe, zapewnia się możliwość bezwłocznego działania zabezpieczeń tego kabla eksportowego, niezależnie od dostępności łączności światłowodowej i przy zachowaniu selektywności działania względem układów i urządzeń EAZ innych elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

§ 98. Do ochrony transformatora stosuje się co najmniej następujące niezależnie zasilane urządzenia zabezpieczeniowe:

- 1) dwa niezależne urządzenia zabezpieczeniowe podstawowe, z których każde realizuje co najmniej funkcję zabezpieczeniową różnicowo-prądową transformatora i różnicowo-prądową ziemnozwarciową;
- 2) urządzenie zabezpieczeniowe rezerwowe po stronie górnej oraz urządzenie zabezpieczeniowe rezerwowe po stronie dolnej, z których każde realizuje co najmniej funkcję zabezpieczeniową odległościową i ziemnozwarciową zerowo-prądową kierunkową oraz – opcjonalnie – funkcję kontroli synchronizmu;
- 3) urządzenie zabezpieczeniowe w punkcie gwiazdowym, z główną funkcją nadprądową zerową zwłoczną o charakterystyce niezależnej;
- 4) w przypadku wykorzystywania uzwojenia średniego napięcia, zwanego dalej „SN”, transformatora – dwa niezależne zabezpieczenia podstawowe po stronie SN, z których każde realizuje co najmniej funkcję zabezpieczeniową nadprądową bezzwłoczną oraz zwłoczną o charakterystyce niezależnej i nadnapięciową zerową zwłoczną o charakterystyce niezależnej;
- 5) moduł wyłącznikowy realizujący co najmniej kontrolę synchronizmu;
- 6) komplet zabezpieczeń technologicznych, co najmniej:
 - a) przekaźnik gazowo-przepływowy (dwustopniowy) kadzi transformatora,
 - b) jednostopniowy przekaźnik przepływowy przelącznika zaczepów,
 - c) ciśnieniowe zawory bezpieczeństwa kadzi transformatora,
 - d) ciśnieniowe zawory bezpieczeństwa przelącznika zaczepów,
 - e) zawór odcinający wypływ oleju z konserwatora,
 - f) czujniki temperatury oleju,
 - g) model cieplny.

§ 99. W polu łącznika szyn zbiorczych stosuje się co najmniej następujące niezależnie zasilane urządzenia zabezpieczeniowe:

- 1) dwa niezależne urządzenia zabezpieczeniowe podstawowe, z których każde realizuje co najmniej funkcję zabezpieczeniową odległościową, ziemnozwarciową zerowo-prądową kierunkową i nadprądową zwłoczną o charakterystyce niezależnej;
- 2) moduł wyłącznikowy realizujący co najmniej kontrolę synchronizmu i posiadający możliwość realizacji SPZ;
- 3) urządzenia realizujące inne funkcje automatyki dla pól łączników szyn poprzeczno-obejściowych przeznaczonych do zastępowania pól linii elektroenergetycznych, jeżeli są one niezbędne ze względu na warunki pracy sieci elektroenergetycznej w danym miejscu i w danej konfiguracji.

§ 100. W polu baterii kondensatorów stosuje się co najmniej dwa niezależnie zasilane urządzenia zabezpieczeniowe podstawowe, z których każde realizuje co najmniej funkcję zabezpieczeniową różnicowo-prądową, nadprądową bezzwłoczną, nadprądową zwłoczną o charakterystyce niezależnej, nadprądową zerową zwłoczną o charakterystyce niezależnej, nadprądową zwłoczną o charakterystyce zależnej, nadprądową od przeciążeń, nadprądową zerową od przeciążeń, nadprądową zwłoczną reagującą na składową przeciwną prądu, nadnapięciową oraz podnapięciową.

§ 101. W polu baterii kondensatorów SN stosuje się co najmniej urządzenie zabezpieczeniowe realizujące co najmniej funkcję zabezpieczeniową nadprądową bezzwłoczną, nadprądową zwłoczną o charakterystyce niezależnej, nadprądową zerową zwłoczną o charakterystyce niezależnej, nadprądową zwłoczną o charakterystyce zależnej, nadprądową od przeciążeń, nadprądową zerową od przeciążeń, ziemnozwarciową zerowo-prądową kierunkową, nadprądową zwłoczną reagującą na składową przeciwną prądu, nadnapięciową oraz podnapięciową.

§ 102. W polu dławika kompensacyjnego stosuje się co najmniej dwa niezależnie zasilane urządzenia zabezpieczeniowe podstawowe, z których każde realizuje co najmniej funkcję zabezpieczeniową różnicowo-prądową, różnicowo-prądową ziemnozwarciową, nadprądową bezzwłoczną, nadprądową zwłoczną o charakterystyce niezależnej, nadprądową zerową zwłoczną o charakterystyce niezależnej, ziemnozwarciową zerowo-prądową kierunkową oraz nadprądową zwłoczną reagującą na składową przeciwną prądu.

§ 103. W polu dławika kompensacyjnego SN stosuje się co najmniej dwa niezależnie zasilane urządzenia zabezpieczeniowe:

- 1) podstawowe realizujące co najmniej funkcję zabezpieczeniową nadprądową bezzwłoczną, nadprądową zwłoczną o charakterystyce niezależnej oraz nadprądową zerową zwłoczną o charakterystyce niezależnej;
- 2) od zwarć wewnętrznych realizujące co najmniej funkcję zabezpieczeniową nadprądową zwłoczną reagującą na składową przeciwną prądu oraz nadnapięciową zerową zwłoczną o charakterystyce niezależnej.

§ 104. 1. Szyny zbiorcze rozdzielni wyposaża się w co najmniej jeden układ zabezpieczenia szyn zbiorczych, zwany dalej „ZSZ”, zapewniający wyłączenie zwarć w systemach lub sekcjach szyn zbiorczych, z uwzględnieniem zwarć zlokalizowanych w strefie między wyłącznikiem a przekładnikiem prądowym.

2. Jeżeli wymagają tego warunki systemowe lub konfiguracja zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, szyny zbiorcze rozdzielni wyposaża się w co najmniej dwa układy ZSZ.

§ 105. 1. Wszystkie rozdzielnie wyposaża się w co najmniej jeden układ lokalnej rezerwy wyłącznikowej, zwanej dalej „LRW”. Przed wyłączeniem odpowiedniego systemu szyn dokonuje się impulsowania uzupełniającego przez element układu LRW przypisany polu, w którym nie zadziałał wyłącznik. Jeżeli wymagają tego warunki pracy sieci elektroenergetycznej w danym miejscu, dopuszcza się pominięcie impulsowania uzupełniającego lub skrócenie działania układów LRW.

2. Jeżeli wymagają tego warunki pracy sieci elektroenergetycznej w danym miejscu lub konfiguracja zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, rozdzielnie wyposaża się w co najmniej dwa układy LRW, z których każdy umożliwia realizację czynności, o których mowa w ust. 1.

§ 106. W przypadku zastosowania jednego układu LRW musi być on niezależny od układu ZSZ. W rozdzielniach wyposażonych w redundantne układy LRW i redundantne układy ZSZ dopuszcza się zintegrowanie tych układów, z zachowaniem niezależności układów ZSZ lub układów LRW wzajemnie się rezerwujących.

§ 107. 1. Układy kompensacji mocy biernej oraz filtry wyższych harmonicznnych wyposaża się w zabezpieczenia technologiczne i dodatkowe układy i urządzenia EAZ zalecone przez ich producenta. Działanie tych układów i urządzeń EAZ koordynuje się z działaniem układów i urządzeń EAZ pozostałej aparatury stacji elektroenergetycznej, w której układy kompensacji mocy biernej lub filtry wyższych harmonicznnych są zainstalowane, oraz z układami i urządzeniami EAZ linii elektroenergetycznych wychodzących z tej stacji elektroenergetycznej w celu zapewnienia selektywności działania układów i urządzeń EAZ poszczególnych elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

2. W przypadku przyłączenia filtrów wyższych harmonicznnych lub układów kompensacji mocy biernej do wyprowadzenia linii elektroenergetycznej za wyłącznikiem w polu tej linii od strony szyn stosuje się układy i urządzenia EAZ zapewniające ochronę także takich odgałęzień.

§ 108. W celu ochrony transformatora potrzeb własnych stosuje się co najmniej urządzenia zabezpieczeniowe:

- 1) realizujące główne funkcje nadprądowe bezzwłoczne i zwłoczne oraz funkcję nadnapięciową zerową zwłoczną o charakterystyce niezależnej;
- 2) temperaturowe, których drugi stopień działa na wyłączenie strony niskiego napięcia.

§ 109. Rozdzielnie SN trójpolowe lub większe wyposaża się w niezależny układ ZSZ z funkcją różnicowo-prądową lub porównawczo-fazową szyn zbiorczych oraz z funkcją LRW. Dopuszcza się stosowanie uproszczonych układów ZSZ w rozdzielniach SN, opartych na logice stykowej zabezpieczeń nadprądowych.

§ 110. Oprócz urządzeń i systemów w poszczególnych polach i rozdzielniach w stacjach elektroenergetycznych instaluje się co najmniej następujące ogólnostacyjne układy automatyki:

- 1) stacyjny rejestrator zakłóceń, realizujący funkcje rejestracji sygnałów szybkozmiennych i rejestracji sygnałów wolnozmiennych;
- 2) układ:
 - a) rezerwowej sygnalizacji awaryjnej – dla stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na lądzie,
 - b) synchronizatora stacji – jeżeli ma zastosowanie,
 - c) automatycznej regulacji napięcia,
 - d) automatyki odciążającej – jeżeli ma zastosowanie,
 - e) zdalnego dostępu inżynierskiego do układów i urządzeń EAZ stacji.

§ 111. W przypadku zastosowania trzech transformatorów jednofazowych lub trzech kabli eksportowych jednofazowych przeznaczonych do pracy w układzie trójfazowym zapewnia się trójfazowy charakter wyłączeń oraz łączy operacyjnych dla takiego układu.

§ 112. Łączy telekomunikacyjne wykorzystywane w układach i urządzeniach EAZ służących do ochrony linii elektroenergetycznych, w tym urządzenia telezabezpieczeń, umożliwiają przesyłanie co najmniej sygnałów:

- 1) niezbędnych do realizacji funkcji zabezpieczeń odcinkowych;
- 2) niezbędnych do współbieżnienia funkcji zabezpieczeń odległościowych;
- 3) od układu zdalnego rezerwowania wyłączników na wydłużenie stref odległościowych i blokadę SPZ, na drugim końcu linii, jeżeli SPZ jest stosowane, lub na bezwarunkowe wyłączenie elementu systemu linii na drugim jej końcu w przypadku zadziałania układu LRW mostka środkowego w układach 3/2W;
- 4) od zadziałania układu ZSZ w strefie między wyłącznikiem a przekładnikiem prądowym, na drugi koniec linii, w celu przyspieszenia działania funkcji zabezpieczeń odległościowych;
- 5) odwzorowania stanów łączników pól przeciwnych dla automatyk systemowych.

§ 113. Zapewnia się rozdzielność systemu sterowania i nadzoru, zwanego dalej „SSiN”, zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy względem SSiN morskiej farmy wiatrowej.

§ 114. SSiN:

- 1) jest przystosowany do współpracy z SSiN operatora systemu przesyłowego;
- 2) uwzględnia właściwe sygnały służące do sterowania, monitorowania i diagnostyki stanu pracy oraz stanów awaryjnych wszystkich urządzeń, aparatów łączeniowych i funkcji automatyki służących do wyprowadzenia mocy;
- 3) ma strukturę dostosowaną do zastosowanych rozwiązań obwodów wtórnych w rozdzielni i stacji elektroenergetycznej, w której jest instalowany, z uwzględnieniem modernizacji i rozbudowy, w tym w zakresie funkcjonalnym;
- 4) zapewnia redundancję, w zakresie komunikacji i zasilania, poziomu sterowników centralnych;
- 5) zachowuje zdolność do funkcjonowania zgodnie z zasadą, że w przypadku gdy jakkolwiek element SSiN ulegnie awarii, nie może to powodować niesprawności całego systemu;
- 6) zapewnia synchronizację zegara czasu rzeczywistego przez sieć lokalną (LAN) lub z użyciem lokalnego odbiornika GPS, w szczególności synchronizację elementów SSiN;
- 7) jest wyposażony w serwer usług sieciowych;
- 8) w przypadku zakłóceń, w szczególności utraty zasilania, nie wprowadza błędnych informacji, w tym sygnałów binarnych, pomiarów lub sterowań, a po powrocie zasilania odbudowuje i automatycznie uaktualnia stan urządzeń;
- 9) jest systemem autotestującym, a jego konfiguracja umożliwia izolowanie głównych zespołów w celu łatwego i dokładnego wykrywania usterek;
- 10) zapewnia wizualizację, grafikę i realizację sterowań na stanowiskach interfejsu człowiek – maszyna, zwanych dalej „HMP”, oraz na panelach sterowniczych sterowników polowych wymaganych tylko w części lądowej;
- 11) zapewnia, aby wszystkie sygnały były znakowane czasowo, przy czym cecha czasu rzeczywistego zdarzenia lub pomiaru jest nadawana w chwili powstawania sygnału, którą jest moment jego pojawienia się na płycie wejść/wyjść binarnych.

§ 115. W SSiN stosuje się następujące poziomy sterowań zdalnych:

- 1) sterowanie z SSiN, z ośrodka nadrzędnego lub z HMI stacji elektroenergetycznej, według przyznanych uprawnień;
- 2) sterowanie z panelu sterowania rezerwowego z uwzględnieniem funkcji realizowanych przez SSiN;
- 3) sterowanie z panelu sterowania bez uwzględnienia funkcji realizowanych przez SSiN.

§ 116. Zarządzanie uprawnieniami do sterowania z SSiN podlega weryfikacji i jest realizowane na poziomie sterowników centralnych i polowych.

§ 117. W stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych na lądzie jest uruchamiana redundantna wymiana danych między SSiN a systemem akwizycji danych w morskiej farmie wiatrowej. Wymiana danych odbywa się za pomocą połączeń punkt-punkt lub przez protokoły umożliwiające filtrowanie ruchu sieciowego.

§ 118. W przypadku uszkodzenia jakiegokolwiek funkcji lub elementu SSiN system ten alarmuje o tym zdarzeniu, a informacja ta jest raportowana i archiwizowana.

§ 119. Układy pomiarowo-rozliczeniowe podstawowe i rezerwowe instaluje się w miejscach przyłączenia morskiej farmy wiatrowej do sieci przesyłowej oraz w polach linii zasilających potrzeby własne stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie.

§ 120. Stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu oraz stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na lądzie wyposaża się w układy bilansowo-kontrolne tak, aby było możliwe bilansowanie w zakresie energii czynnej i biernej dla poszczególnych rozdzielni oraz przyłączonych do nich elementów sieci, takich jak linie, transformatory lub układy kompensacji mocy biernej.

§ 121. Analizatory jakości energii elektrycznej instaluje się w miejscach przyłączenia morskiej farmy wiatrowej do sieci przesyłowej, a także po górnych i dolnych stronach transformatorów najwyższych napięć w stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu. W stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie zapewnia się możliwość zainstalowania analizatorów jakości energii elektrycznej po górnych i dolnych stronach transformatorów najwyższych napięć.

§ 122. Przekładniki prądowe i napięciowe do pomiaru energii elektrycznej instaluje się bezpośrednio w każdym z pól w sposób uniemożliwiający przesyłanie energii elektrycznej z pominięciem jej pomiaru przez układy pomiarowe w poszczególnych polach.

§ 123. Morska farma wiatrowa posiada zdolność współpracy z:

- 1) systemem regulacji częstotliwości mocy;
- 2) systemem operatywnej współpracy z elektrowniami, jeżeli są jednostkami grafikovymi aktywnymi na rynku bilansującym;
- 3) nadrzędnym systemem sterowania i nadzoru operatora systemu przesyłowego.

§ 124. System sterowania i regulacji napięcia i mocy biernej morskiej farmy wiatrowej ma zdolność do pracy skoordynowanej z zainstalowanym nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej w stacji elektroenergetycznej. W ramach zapewnienia zdolności współpracy z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej zapewnia się:

- 1) możliwość przyjmowania do realizacji przez system sterowania i regulacji napięcia i mocy biernej morskiej farmy wiatrowej wartości zadanych mocy biernej;
- 2) kanał komunikacyjny przeznaczony dla nadrzędnego układu regulacji napięcia i mocy biernej.

Rozdział 7

Wymagania dla urządzeń i systemów telekomunikacyjnych

Oddział 1

Wymagania ogólne

§ 125. 1. Zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w tym stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na lądzie oraz kablowe linie eksportowe, a także stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na morzu, wyposaża się w środki łączności umożliwiające realizację wszystkich potrzeb telekomunikacyjnych, w szczególności:

- 1) łączności ruchowej z systemem dyspozytorskim i wewnątrz stacji;

- 2) nadawania i odbioru danych niezbędnych do planowania i zarządzania pracą krajowego systemu elektroenergetycznego oraz do prowadzenia ruchu sieciowego, w tym w szczególności sygnałów z i do układów telemechaniki w zakresie telesygnalizacji, telemetrii i telesterowania oraz teleregulacji;
- 3) transmisji sygnałów układów telezabezpieczeń i automatyk systemowych;
- 4) przesyłania danych pomiarowych do celów rozliczeniowych, a także informacji techniczno-handlowych.

2. Kanały telekomunikacyjne, niezbędne do realizacji potrzeb, o których mowa w ust. 1, posiadają pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

3. Urządzenia, systemy teleinformatyczne oraz kanały telekomunikacyjne wykorzystywane do wymiany informacji w zakresie wskazanym w ust. 1 zapewniają wymagane bezpieczeństwo, obejmujące poufność, dostępność oraz integralność danych wraz z ich autentycznością.

§ 126. Urządzenia i systemy telekomunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu oraz stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych na lądzie, w szczególności systemy teletransmisji światłowodowej, systemy łączności głosowej, systemy i urządzenia sieci lokalnych (LAN) lub sieci rozległych (WAN) lub urządzenia realizujące funkcję telezabezpieczeń, zapewniają kompatybilność z odpowiadającymi im urządzeniami i systemami stosowanymi przez operatora systemu przesyłowego oraz z odpowiadającymi im właściwymi systemami zarządzania i nadzoru wykorzystywanymi przez operatora systemu przesyłowego.

§ 127. W stacjach elektroenergetycznych instaluje się urządzenia do transmisji sygnałów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej wykonane zgodnie ze standardami stosowanymi w sieci przesyłowej na obszarze ENTSO-E.

§ 128. Urządzenia i systemy telekomunikacyjne stosowane w stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie lub stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu mają wsparcie techniczne producentów przez okres nie krótszy niż 10 lat od dnia ich uruchomienia na tej stacji.

Oddział 2

Wymagania w zakresie powiązań komunikacyjnych

§ 129. 1. Stacja elektroenergetyczna zlokalizowana na morzu jest połączona ze stacją elektroenergetyczną zlokalizowaną na lądzie przynajmniej dwoma niezależnymi kablami światłowodowymi, z których dwa spełniają warunek redundancji połączeń światłowodowych, a każdy z nich jest zintegrowany z osobnym kablem eksportowym.

2. Kable światłowodowe są prowadzone z zachowaniem niezależnej trasy na całej ich długości.

3. W przypadku zastosowania tylko jednego kabla eksportowego i braku możliwości powiązania światłowodowego stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu z innymi stacjami elektroenergetycznymi zlokalizowanymi na morzu wyposażonymi w kable eksportowe dopuszcza się odstępianie od wymagania, o którym mowa w ust. 2, i zastosowanie dwóch kabli światłowodowych zintegrowanych z jednym kablem eksportowym pod warunkiem zastosowania dodatkowego kanału łączności mogącego stanowić częściową redundancję dla połączeń światłowodowych, w szczególności na potrzeby komunikacji głosowej i transmisji sygnałów automatyki elektroenergetycznej.

§ 130. 1. Do połączenia, o którym mowa w § 129, oprócz kabli światłowodowych zintegrowanych z kablem eksportowym można stosować niezależne kable optotelekomunikacyjne.

2. Kable, które są stosowane do połączenia, o którym mowa w § 129, zawierają włókna światłowodowe jednomodowe zgodne z zaleceniami Międzynarodowego Związku Telekomunikacyjnego (ITU) G.652.D, G.655.D lub G.654, przy czym wybór rodzaju włókien dostosowuje się do wymagań systemów teletransmisji światłowodowej pracujących na tych włóknach.

§ 131. Kabel eksportowy wyposaża się w co najmniej jeden zintegrowany kabel światłowodowy.

§ 132. Do tworzenia połączeń światłowodowych stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu ze stacjami elektroenergetycznymi zlokalizowanymi na lądzie z wykorzystaniem połączeń światłowodowych sąsiedniej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu dopuszcza się wykorzystanie kabli światłowodowych podmorskich, łączących te sąsiednie stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na morzu. Warunek redundancji, o którym mowa w § 129 ust. 1 i 2, jest w takim przypadku spełniony, jeżeli trasa takiego połączenia na całej swojej długości nie ma punktów wspólnych z trasą bezpośrednią.

§ 133. 1. Do komunikacji między stacją elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu a stacją elektroenergetyczną zlokalizowaną na lądzie można, oprócz redundantnych połączeń światłowodowych, wykorzystywać dodatkowo radiowe i satelitarne systemy łączności. Systemy takie mogą być wykorzystane w szczególności do zapewnienia:

- 1) rezerwowej komunikacji ze stacją elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu w przypadku braku lub awarii łączy światłowodowych, przy czym w takim przypadku dopuszcza się spełnienie potrzeb komunikacyjnych w zakresie ograniczonym do komunikacji głosowej oraz wymiany danych, do których nieprzerwany dostęp jest niezbędny operatorowi systemu przesyłowego do prowadzenia ruchu sieciowego oraz zapewnienia bezpieczeństwa personelu i sprzętu;
 - 2) powiązań między stacjami elektroenergetycznymi zlokalizowanymi na morzu w oparciu o łącza radiowe.
2. Komunikacja radiowa lub satelitarna nie stanowi pełnej redundancji dla połączeń światłowodowych.

Oddział 3

Wymagania w zakresie systemów łączności głosowej

§ 134. Stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na lądzie oraz stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu wyposaża się w podstawowy i rezerwowy system łączności głosowej umożliwiający komunikację z centrami dyspozytorskimi i między stacjami elektroenergetycznymi.

§ 135. 1. Do budowy podstawowego systemu łączności głosowej wykorzystuje się przeznaczony wyłącznie do tego system telefoniczny zainstalowany w stacji elektroenergetycznej.

2. Wraz z podstawowym systemem łączności instaluje się zintegrowany z systemem podstawowym system łączności bezprzewodowej wykorzystujący technologie radiowe, obejmujący zasięgiem obszar stacji elektroenergetycznej.

§ 136. Do budowy rezerwowego systemu łączności można wykorzystywać satelitarne systemy łączności głosowej, w tym terminale stacjonarne i noszone, lub systemy łączności radiowej przeznaczone dla służb elektroenergetyki.

Rozdział 8

Wymagania w zakresie ochrony urządzeń obwodów wtórnych, urządzeń współpracujących z nimi oraz urządzeń telekomunikacyjnych przed czynnikami środowiskowymi

§ 137. Urządzenia obwodów wtórnych, urządzenia z nimi współpracujące oraz urządzenia telekomunikacyjne dobiera się do warunków środowiskowych panujących w miejscu ich zainstalowania lub przechowywania.

§ 138. Urządzeń obwodów wtórnych, urządzeń z nimi współpracujących ani urządzeń telekomunikacyjnych nie instaluje się ani nie przechowuje w stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu na zewnątrz obiektu bez ochrony przed wpływem czynników atmosferycznych.

§ 139. 1. Stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu oraz stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie zapewnia się niezbędny poziom kondycjonowania powietrza w pomieszczeniach, w których są instalowane lub przechowywane urządzenia obwodów wtórnych i urządzenia z nimi współpracujące lub urządzenia telekomunikacyjne.

2. Kondycjonowanie powietrza w pomieszczeniach, o których mowa w ust. 1:

- 1) obejmuje w szczególności oczyszczanie i filtrowanie powietrza, klimatyzację, ogrzewanie i wentylację;
- 2) zapewnia powstanie w pomieszczeniach warunków środowiskowych zgodnych z wymaganiami dla urządzeń przeznaczonych do pracy lub przechowywania w tych pomieszczeniach;
- 3) jest wykonywane za pomocą podstawowych i dodatkowych układów kondycjonowania powietrza, przy czym układy dodatkowe zapewniają redundancję umożliwiającą zachowanie warunków środowiskowych, o których mowa w pkt 2, również w przypadku awarii podstawowych układów kondycjonowania powietrza.

Rozdział 9

Minimalny zakres ocen, analiz i raportów, o których mowa w art. 82 ust. 5 ustawy

§ 140. Minimalny zakres ocen, o których mowa w art. 82 ust. 5 ustawy, obejmuje w szczególności:

- 1) informacje dotyczące:
 - a) stanu technicznego:
 - urządzeń elektrycznych należących do zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy znajdujących się na stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu,
 - wszystkich kablowych linii eksportowych łączących stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu i stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na lądzie,

- elementów konstrukcji stalowych oraz konstrukcji wsporczych i spełnienia wymagań projektowych związanych z możliwym obciążeniem struktury stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu i z jej wytrzymałością mechaniczną,
 - elementów infrastruktury i urządzeń niesłużących do wyprowadzenia mocy znajdujących się na stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu, w tym technicznych środków zabezpieczenia przeciwpożarowego,
 - urządzeń obwodów wtórnych i urządzeń telekomunikacyjnych,
- b) koniecznych działań konserwacyjnych i naprawczych w zakresie elementów i urządzeń, o których mowa w lit. a tiret drugie–piąte,
 - c) elementów i urządzeń, o których mowa w lit. a tiret drugie–piąte, wymagających całkowitej wymiany,
 - d) dodatkowych nakładów finansowych, które należy ponieść w celu wydłużenia operacyjnego czasu życia zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;
- 2) określenie czasu i wielkości ograniczeń w wyprowadzeniu mocy dla zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy niezbędnych do realizacji koniecznych działań naprawczych lub wymiany elementów lub urządzeń tego zespołu urządzeń;
 - 3) opis ograniczeń w dostępności zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wynikających ze starzenia się elementów tworzących dany zespół urządzeń;
 - 4) ocenę stanu bezpieczeństwa pożarowego.

§ 141. W raporcie przekazywanym operatorowi systemu przesyłowego zamieszcza się wyniki oceny stanu technicznego, o której mowa w § 17, wraz z informacją w zakresie planowanego przedłużenia operacyjnego czasu życia zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, niezwłocznie po dokonaniu tej oceny, jednak nie później niż na 4 lata przed upływem minimalnego operacyjnego czasu życia tego zespołu urządzeń wskazanego w projekcie wykonawczym.

§ 142. Minimalny zakres analiz, o których mowa w art. 82 ust. 5 ustawy, obejmuje:

- 1) analizę fluktuacji napięcia w punkcie przyłączenia określającą wielkość możliwych wahań napięcia w celu doboru stosowanych środków służących zapobieganiu tym zjawiskom, z uwzględnieniem załączenia:
 - a) transformatorów mocy w najgorszych warunkach łączeniowych,
 - b) kabli eksportowych,
 - c) kabli międzyturbinowych;
- 2) analizę rozplywu mocy, która pozwoli wyznaczyć:
 - a) zakres regulacji mocy biernej,
 - b) możliwe obciążenia kabla eksportowego i transformatorów mocy służące do doboru, dla wyznaczonych wielkości, odpowiednich parametrów prądowych,
 - c) straty mocy przy wyprowadzeniu mocy z morskich farm wiatrowych,
 - d) spadki napięć,
 - e) parametry oraz lokalizację instalacji urządzeń kompensacyjnych,
 - f) odpowiedni zakres regulacji przełącznika zaczeów transformatorów instalowanych w stacjach elektroenergetycznych

– które przeprowadza się dla wszystkich odcinków kabla eksportowego, z uwzględnieniem odcinków podejścia kabla eksportowego na ląd oraz odcinka wprowadzenia kabla do stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie;
- 3) analizę zwarciovą pozwalającą wyznaczyć:
 - a) wartości maksymalne prądu zwarciovego w celu odpowiedniego doboru wytrzymałości urządzeń,
 - b) wartości prądów zwarciovych dla różnych poziomów generacji wiatrowej, z uwzględnieniem doboru funkcjonalności, nastaw oraz poprawności działania automatyki zabezpieczeniowej, działającej przy różnych poziomach energii wytwarzanej przez turbiny,
 - c) nastawy zabezpieczeń w celu prawidłowego wykrycia zwarć symetrycznych i niesymetrycznych w każdym miejscu układu, niezależnie od liczby pracujących morskich turbin wiatrowych,
 - d) zdolność pozostawania morskiej farmy wiatrowej w pracy podczas zwarcia w punkcie przyłączenia oraz możliwości utrzymania napięcia w punkcie przyłączenia przed zwarciev, w trakcie zwarcia i po zwarciev,
 - e) udział generatorów morskich turbin wiatrowych w prądzie zwarciovym odniesionym do ich mocy zainstalowanej lub do skutecznej wartości składowej okresowej prądu zwarciovego w pierwszej chwili zwarcia;

- 4) analizę koordynacji izolacji w celu wyznaczenia poziomów napięć wytrzymywanych izolacji dla instalowanych urządzeń oraz określenia środków zabezpieczania urządzeń przed wpływem przepięć szybkozmiennych;
- 5) analizę parametrów znamionowych urządzeń pozwalającą określić wpływ spadków napięć na podstawowe parametry elektryczne urządzeń dla połączeń kablowych między rozdzielniami w stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu a punktami przyłączeń w stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych na lądzie;
- 6) analizę harmonicznych i zjawisk rezonansowych pozwalającą wyznaczyć spodziewane harmoniczne napięcia, uwzględniając:
 - a) identyfikację możliwych zjawisk rezonansowych między kablami, transformatorami, dławikami i innymi urządzeniami kompensacyjnymi, w różnych konfiguracjach układu,
 - b) określenie i przedstawienie środków zapobiegania zjawiskom rezonansowym;
- 7) analizę przepięciową, na modelach urządzeń, dla różnych zjawisk i operacji w układzie, takich jak w szczególności załączanie urządzeń pod napięcie, wyłączenie urządzeń spod napięcia, łączenie obciążeń, zwarcia oraz dla różnych konfiguracji zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych;
- 8) analizy uwzględniające:
 - a) wpływ stanów przejściowych na warunki pracy zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych, w tym wpływ wahań napięcia na realizację procesu kompensacji mocy biernej,
 - b) interakcje występujące między przyłączanym obiektem a systemem elektroenergetycznym i innymi obiektami pracującymi w otoczeniu miejsca przyłączenia tego obiektu,
 - c) występowanie wyższych harmonicznych od układów falownikowych,
 - d) zachowanie układu w przypadku różnych stanów zakłóceń występujących w sieci operatora systemu przesyłowego lub w sieci wewnętrznej.

§ 143. Analizy, o których mowa w § 142:

- 1) przeprowadza się zgodnie z najnowszą wiedzą w obszarze, którego dotyczą;
- 2) sporządza się przed zakończeniem każdego projektu wykonawczego elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, dla którego analiza jest wymagana;
- 3) przekazuje się operatorowi systemu przesyłowego nie później niż 30 dni od dnia zakończenia analizy lub ostatniej analizy z grupy analiz, jeżeli są przeprowadzane równocześnie.

§ 144. Minimalny zakres raportów, o których mowa w art. 82 ust. 5 ustawy, oraz terminy ich sporządzania i przekazywania operatorowi systemu przesyłowego jest określony w § 23 i § 149.

Rozdział 10

Wymagania w zakresie zabiegów eksploatacyjnych i przeglądów

§ 145. Na etapie projektowania zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy przeprowadza się ocenę możliwości niezawodnej eksploatacji tego zespołu urządzeń uwzględniającą:

- 1) skutki potencjalnych awarii;
- 2) bezpieczeństwo ludzi i sprzętu;
- 3) czas naprawy lub wymiany uszkodzonych elementów;
- 4) wykrywalność awarii;
- 5) plan eksploatacji tego zespołu urządzeń uwzględniający metodologię utrzymania zorientowanego na niezawodność.

§ 146. Zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy posiada plan wymaganych przeglądów opracowany zgodnie z metodologią analiz przyczyn, skutków i krytyczności awarii, uwzględniający wytyczne producenta poszczególnych elementów tego zespołu.

§ 147. Elementy stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu dostosowuje się do przeprowadzania na tej stacji niezbędnych przeglądów przewidzianych w planie, o którym mowa w § 146, oraz diagnostyki zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

§ 148. Na etapie projektowania i budowy zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy i stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu zapewnia się środki techniczno-organizacyjne umożliwiające i ułatwiające przeprowadzanie zabiegów eksploatacyjnych elementów tych instalacji, w szczególności:

- 1) urządzenia wchodzące w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu są zaprojektowane w sposób wymagający jak najmniejszej liczby zabiegów eksploatacyjnych, minimalizujący czas wykonania tych zabiegów oraz umożliwiający przegląd i serwis urządzeń na miejscu;
- 2) stacja elektroenergetyczna zlokalizowana na morzu jest wyposażona we wszystkie urządzenia i narzędzia konieczne do przeprowadzania prac serwisowych, w szczególności w dźwigi i niezbędne części zamienne, a także dysponuje miejscem do rozładunku.

§ 149. Raport zawierający:

- 1) plan, o którym mowa w § 146, obejmujący swoim zakresem cały projektowany operacyjny czas życia – sporządza się i przedkłada operatorowi systemu przesyłowego przed uzyskaniem pozwolenia na podanie napięcia (EON) w rozumieniu art. 2 pkt 63 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci;
- 2) plan, o którym mowa w § 146, oraz wyniki oceny, o której mowa w § 145 – sporządza się i przedkłada operatorowi systemu przesyłowego nie później niż 30 dni przed końcem każdego roku poprzedzającego rok planowanych zabiegów eksploatacyjnych.

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

Minister Klimatu i Środowiska: *wz. M. Golińska*