Projekt z dnia 13 maja 2021 r.

ROZPORZĄDZENIE

MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA[[1]](#footnote-1))

z dnia …

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

Na podstawie art. 83 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 234 i 784) 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 dotyczących spełnienia przez elementy stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu oraz zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wymagań zapewniających bezpieczeństwo konstrukcji oraz budowy w zakresie wytrzymałości, nośności i stateczności, bezpieczeństwo pożarowe, bezpieczeństwo użytkowania, ochronę środowiska oraz warunki użytkowe odpowiednie do przeznaczenia różnych typów urządzeń i konstrukcji lub instalacji wchodzących w skład morskiej farmy wiatrowej oraz terminy ich sporządzania i przekazywania operatorowi systemu przesyłowego;

9) wymagania w zakresie zabiegów eksploatacyjnych i przeglądów.

Rozdział 1

Szczegółowe wymagania dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy

Oddział 1

Wymagania w zakresie rozdzielnicy wysokiego napięcia izolowanej gazem

§ 2. Rozdzielnicę wysokiego napięcia izolowaną gazem, zwaną dalej: „rozdzielnicą GIS”, wyposaża się w urządzenia i układy obwodów pierwotnych o napięciu znamionowym równym 220 kV lub innej wartości znamionowej stosowanej w sieci przesyłowej na obszarze European Network of Transmission System Operators for Electricity, zwanym dalej: „ENTSO-E”.

§ 3. 1. Rozdzielnicę GIS umieszcza się w dedykowanym pomieszczeniu.

2. W przypadku stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu dopuszcza się, aby w pomieszczeniu razem z rozdzielnicą GIS zlokalizowane były systemy sterowania i automatyki zabezpieczeniowej, pod warunkiem spełnienia wymagań, o których mowa w rozdziale 8.

§ 4. 1. Przedziały gazowe rozdzielnicy GIS projektuje się i buduje:

1. w sposób minimalizujący zakres koniecznych wyłączeń w przypadku przeprowadzania zabiegów eksploatacyjnych lub serwisowych;
2. w sposób zapewniający ich szczelność gwarantującą ubytek gazu w każdym przedziale nieprzekraczający 0,5% objętości gazu na rok;
3. jako jednolite dla całej rozdzielnicy GIS.

2. W każdym przedziale gazowym rozdzielnicy GIS instaluje się układy monitoringu gęstości gazu.

§ 5. Do połączeń pomiędzy 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 mechanicznej i temperaturowej, do rozładowywania pojemności linii eksportowej.

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

2. Odstąpienie od wymagania, o którym mowa w ust. 1, możliwe jest w przypadku gdy operator systemu przesyłowego, zaakceptuje przedstawione przez wytwórcę, o którym mowa w art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, zwanej dalej „ustawą”, 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 do warunków dla wyłączników wyposażonych w układ kontrolowanego łączenia biegunów.

§ 8. Dla wyłączników instalowanych w polach dławika, kabla eksportowego i transformatora:

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

§ 9. W dokumentacji projektowo-technicznej wskazuje się elementy rezerwowe rozdzielnicy GIS.

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, 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 analizy rozpływu mocy i rozkładu napięć determinującej poziom kompensacji w lokalizacjach, o których mowa w § 11;

2) parametrów i charakterystyki pracy linii kablowych 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 fragment sieci przesyłowej w pobliżu miejsca przyłączenia morskiej farmy wiatrowej.

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

§ 14. Zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy załącza się w sposób pozwalający na zminimalizowanie występowania szybkozmiennych przepięć, które mogą powstać w związku z ferrorezonansem pomiędzy dławikami a liniami kablowymi 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 nie mniej niż 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, w celu oceny możliwości wydłużenia jego operacyjnego czasu życia, przeprowadza się ocenę stanu technicznego tego zespołu.

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. Na minimalną dostępność zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy składa się dostępność projektowa, dostępność operacyjna w odniesieniu do mocy przyłączeniowej morskiej farmy wiatrowej i dostępność operacyjna w odniesieniu do produkcji.

§ 19. Dostępność projektową zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy określa się w dokumentacji projektowo-technicznej przekazywanej operatorowi systemu przesyłowego.

§ 20. Zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy projektuje się, buduje i eksploatuje w sposób zapewniający uzyskanie minimalnej dostępności operacyjnej w odniesieniu do produkcji na poziomie nie mniejszym niż 99%, obliczonej zgodnie z § 21 pkt 2.

§ 21. Minimalną dostępność operacyjną oblicza się za okres obejmujący rok kalendarzowy, według następujących wzorów:

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

$$D\_{r}=\frac{\sum\_{x=1}^{k}(1-\frac{P\_{x}}{P\_{MFW}})∙100}{k}$$

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, w kwadransie „x” roku, z powodu niedostępności urządzenia lub urządzeń zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wyrażoną w MW,

$k$ – liczbę kwadransów w roku, dla których w rocznym harmonogramie dostępności zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, o którym mowa w § 22, uzgodniono między wytwórcą i operatorem systemu przesyłowego dostępność operacyjną tego zespołu urządzeń,

$x$ – kolejne kwadranse roku, liczone od pierwszego kwadransa roku do kwadransa „k”, zgodnie z rocznym harmonogramem dostępności zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, o którym mowa w § 22;

2) dostępność operacyjna w odniesieniu do produkcji:

$$D\_{p}=\frac{\sum\_{x=1}^{k}\frac{EW\_{x}}{EP\_{x}}∙100}{k}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$D\_{p}$ – wartość dostępności operacyjnej w odniesieniu do produkcji energii elektrycznej przez morską farmę wiatrową, wyrażoną w %,

$EW\_{x}$ – wartość energii czynnej wyprowadzonej z morskiej farmy wiatrowej, wyrażoną w MWh, zmierzoną w punkcie rozgraniczenia własności w kwadransie „x” roku,

$EP\_{x}$ – teoretyczną 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 czasu, 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.

§ 22. 1. Roczny harmonogram dostępności zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy określa przedziały czasu, dla których uzgodniono między wytwórcą i operatorem systemu przesyłowego dostępność operacyjną tego zespołu urządzeń.

2. Harmonogram, o którym mowa w ust. 1, opracowuje się w gradacji 15-minutowej.

3. Harmonogram, o którym mowa w ust. 1, uzgadnia się z operatorem systemu przesyłowego w terminie do 30 dni przed końcem każdego roku poprzedzającego rok, dla którego będzie obliczana minimalna dostępność operacyjna zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

§ 23. 1. Wyniki obliczeń minimalnej dostępności operacyjnej zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy zamieszcza się w rocznym raporcie, obejmującym rok kalendarzowy.

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

Oddział 2

Maksymalna utrata wyprowadzanej mocy czynnej z morskiej farmy wiatrowej

§ 24. Maksymalna utrata wyprowadzanej mocy czynnej z morskiej farmy wiatrowej, w następstwie planowanego wyłączenia lub wyłączenia awaryjnego pojedynczego urządzenia tej farmy nie może przekraczać mniejszej z dwóch następujących wartości:

1) 50% mocy przyłączeniowej morskiej farmy wiatrowej, dla układów z więcej niż jednym połączeniem kablowym między stacją elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu a punktem przyłączenia;

2) incydentalnej utraty generacji mocy czynnej (1100 MW).

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, pola rozdzielnicy GIS lub komponentów układu zasilania potrzeb własnych, w ramach której konieczny jest 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 morskich.

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

§ 30. 1. Instalacja wykrywania i sygnalizacji pożaru zainstalowana w pomieszczeniach z urządzeniami elektrycznymi składa się z czujek wykrywających pożar, ręcznych przycisków pożarowych i centralki sygnalizacji pożarowej.

2. Instalację, o której mowa w ust. 1, projektuje się i buduje tak, aby:

1) była stale gotowa do natychmiastowego działania;

2) możliwe było wykrycie pożaru w każdej części zabezpieczanego pomieszczenia.

§ 31. 1. Jeżeli rozdzielnica GIS zainstalowana w stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie lub w stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu wypełniona jest heksafluorkiem siarki (SF6) i pomieszczenie, w którym jest zainstalowana, 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 rozdzielnicy.

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 nie mniej niż 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, w celu oceny możliwości wydłużenia jej operacyjnego czasu życia, 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, z których każdy musi być w stanie zasilić 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 awaryjnego zasilania, 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 awaryjnego zasilania, w szczególności z wykorzystaniem sąsiedniej stacji elektroenergetycznej, jest możliwe, jeżeli przy jego użyciu zapewnione zostanie 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 można zastosować także inne równoważne rozwiązanie techniczne zapewniające uruchomienie odbiorów gwarantujących prawidłowe funkcjonowanie i bezpieczeństwo obsługi tej stacji przez okres, o którym mowa w ust. 1 pkt 1.

§ 36. Jeżeli system awaryjnego zasilania wyposaża się w baterie akumulatorów, baterie te instaluje się w dedykowanym pomieszczeniu z  wentylacją i środkami zabezpieczającymi przed eksplozją.

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

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, który zapewni bezpieczeństwo obiektowi oraz personelowi przebywającemu na terenie tej stacji, zapobiegnie uszkodzeniu znajdującego się na niej wyposażenia oraz zapewni ochronę informacji wrażliwych.

§ 39. System ochrony technicznej, o którym mowa w § 38, składa się z systemu sygnalizacji włamania i napadu, systemu sygnalizacji pożaru, systemu kontroli dostępu, telewizji dozorowej oraz zabezpieczeń budowlanych i mechanicznych. Systemy, o których mowa w zdaniu pierwszym, są zintegrowane lokalnie i zintegrowane z nadrzędnymi centrami monitorowania.

§ 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 i możliwymi eksplozjami.

§ 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, aktami 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) wymagania w zakresie oświetlenia obiektów tego typu;

4) odporność na warunki środowiskowe;

5) możliwość zabezpieczenia stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu przed obiektami pływającymi nawodnymi i podwodnymi oraz przed obiektami latającymi, w tym przed dronami;

6) konieczność zabezpieczenia elementów służących do wyprowadzenia mocy w kierunku stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na lądzie, w szczególności ochronę kablowej linii eksportowej;

7) planowane i nieplanowane zabiegi eksploatacyjne;

8) sposób prowadzenia nadzoru nad pracą poszczególnych systemów, o których mowa w § 39, oraz tryb prowadzenia prac diagnostycznych i serwisowych tych systemów;

9) konieczność zapewnienia pełnej, nieprzerwanej transmisji sygnałów i strumieni wideo do centrów alarmowych oraz podmiotów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo fizyczne stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu;

10) niebezpieczeństwo związane z pożarem i możliwymi eksplozjami.

§ 42. Projektowanie systemu ochrony technicznej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie lub stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu poprzedza się analizą zagrożeń i oszacowaniem ryzyka w odniesieniu do lokalizacji tej stacji.

§ 43. Urządzenia stosowane w ramach systemu ochrony technicznej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie lub stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu muszą posiadać wsparcie producentów oraz czas życia nie mniejszy niż 10 lat od dnia ich montażu na tej stacji.

Rozdział 5

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

Oddział 1

Wymagania wspólne dla odcinka lądowego i morskiego

§ 44. 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 linii, w szczególności w celu określenia rezystancji cieplnej gruntu przyjmowanej do obliczeń dopuszczalnej obciążalności 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 0,6 s.

§ 46. Przy wyznaczaniu przekroju poprzecznego żyły roboczej kabla uwzględnia się, w szczególności, maksymalną długotrwałą temperaturę żyły roboczej nie większą niż +90°C.

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

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

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

Oddział 2

Wymagania dla odcinka morskiego

§ 51. W przypadku gdy jest to technologicznie możliwe, odcinek morski eksportowej linii kablowej 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 całą trasę eksportowej linii kablowej.

§ 53. Kable morskie wyposaża się w elementy zapewniające wzdłużną i promieniową wodoszczelność, odpowiednią dla słonej wody morskiej oraz głębokości ułożenia kabla.

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

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

§ 56. Kablową linię eksportową na morzu chroni się przed uszkodzeniami mechanicznymi. W miejscach skrzyżowania ze szlakami żeglugowymi oraz inną infrastrukturą morską stosuje się dodatkowe zabezpieczenie przed uszkodzeniami mechanicznymi.

Oddział 3

Wymagania dla odcinka lądowego

§ 57. 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 linii kablowej oraz wymaganą szerokość pasa technologicznego.

§ 58. Minimalną odległość poziomą pomiędzy sąsiednimi kablowymi liniami eksportowymi ustala się na podstawie obliczeń wzajemnego oddziaływania cieplnego linii, przy czym nie może być ona mniejsza niż 1 m licząc między kablami należącymi do sąsiadujących linii.

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

§ 60. Kablową linię eksportową umieszczoną w gruncie:

1. poza obszarem stacji elektroenergetycznej układa się na głębokości nie mniejszej niż 1,3 metra, licząc od górnej powierzchni najwyżej usytuowanego kabla do powierzchni gruntu;
2. i ułożoną metodą wykopu otwartego chroni się przez ułożenie betonowych płyt ochronnych osłaniających wszystkie kable tej linii.

§ 61. W wykopie kablowym, wzdłuż całej długości linii kablowej układa się taśmę ostrzegawczą perforowaną kablową koloru czerwonego. Taśmę układa się nad kablami lub nad betonowymi płytami osłonowymi, jeżeli występują. Taśma kablowa posiada trwały, widoczny napis ostrzegawczy perforowany, powtarzający się nie rzadziej niż co 1 m.

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

§ 63. 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 od 2 m. Pasy sąsiadujących kablowych linii eksportowych mogą się częściowo pokrywać.

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

§ 65. System uziemienia żył powrotnych wybiera się na podstawie przeprowadzonych analiz uwzględniających między innymi długość linii kablowej, sposób ułożenia kabli, warunki terenowe, warunki zwarciowe, wytrzymałość elektryczną powłoki kabli i ograniczenie strat.

§ 66. Żyły powrotne linii kablowych chroni się ogranicznikami przepięć.

§ 67. Kanalizację kabla światłowodowego towarzyszącego linii kablowej, układa się wzdłuż linii kablowej w tym samym wykopie, nad linią kablową po zewnętrznej stronie wykopu.

Oddział 4

Wymagania dla połączenia odcinka morskiego i lądowego kablowej linii eksportowej

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

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

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

Rozdział 6

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

Oddział 1

Wymagania ogólne

§ 71. 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 z morskiej farmy wiatrowej i innych elementach systemu elektroenergetycznego;

2) lokalizację miejsca wystąpienia zakłócenia;

3) niezawodność i autodiagnostykę;

4) bezpieczeństwo działania i obsługi, w tym bezpieczeństwo fizyczne i cyberbezpieczeństwo;

5) realizację automatyk i sterowań;

6) rejestrację zdarzeń i przebiegów zakłóceń;

7) monitoring i sygnalizację wybranych parametrów i ich zmian;

8) pomiar energii elektrycznej i pomiar jakości energii elektrycznej.

§ 72. Układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, zwane dalej „układami EAZ”, zapewniają w sieciach elektroenergetycznych oraz przyłączonych do nich instalacjach i urządzeniach, współpracujących z tymi sieciami lub instalacjami, co najmniej:

1) zachowanie warunków równowagi dynamicznej sieci;

2) zmniejszenie zakresu uszkodzeń w miejscach powstałych zakłóceń;

3) zapobieganie starzeniu się urządzeń;

4) zmniejszenie zakłóceń technologicznych;

5) bezpieczeństwo ludzi i urządzeń w obiektach sieci.

§ 73. Całkowity czas eliminacji zwarcia nie może przekraczać 120 ms.

§ 74. Zapewnia się redundancję funkcjonalną krytycznych układów lub systemów automatyki elektroenergetycznej, w szczególności układów 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.

§ 75. Układy obwodów wtórnych, w szczególności układy 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.

§ 76. W stacjach elektroenergetycznych instaluje się urządzenia obwodów wtórnych i urządzenia współpracujące z nimi wykonane zgodnie z najwyższymi standardami technicznymi oraz stosowane powszechnie w sieci przesyłowej na obszarze ENTSO-E.

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

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

§ 79. W celu zwiększenia skuteczności likwidacji zakłóceń przez układy EAZ i ich urządzenia składowe, stosuje się rezerwowanie zabezpieczeń:

1) lokalne, w ramach układów EAZ poszczególnych elementów układu wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej;

2) zdalne, pomiędzy układami EAZ elementów układu wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej, a także w odniesieniu do układów EAZ innych elementów systemu elektroenergetycznego.

§ 80. 1. Do zapewnienia działania układów EAZ, wykorzystujących urządzenia zainstalowane w różnych lokalizacjach geograficznych lub sygnały pochodzące z różnych lokalizacji 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 poprzez wykorzystanie dedykowanych i lokalizacyjnie odrębnych systemów telekomunikacyjnych, zapewniających bezpieczeństwo i niezawodność łączy technologicznych.

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

§ 82. Przekładniki prądowe wykorzystywane dla układów EAZ zapewniają:

1) klasę dokładności nie gorszą niż 5P20;

2) moc rdzeni dostosowaną do obwodów do nich przyłączonych;

3) przekładnie dostosowane do warunków zwarciowych i obciążeniowych;

4) niezależne rdzenie przekładników dla rezerwujących się urządzeń EAZ.

§ 83. Przekładniki napięciowe wykorzystywane dla układów 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 urządzeń EAZ;

4) przynajmniej jedno uzwojenie połączone w układ otwartego trójkąta.

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

§ 85. Wyłączniki, na potrzeby układów EAZ:

1) wyposaża się w:

a) zabezpieczenie od niezgodności położenia biegunów, w przypadku niesprzężonych 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, zwanego dalej „SPZ”.

§ 86. 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 ≤5,

b) liczniki energii elektrycznej zastosowane w układach pomiarowych zapewniające klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla energii czynnej, 0,5S dla energii biernej i 1 dla energii strat,

c) analizatory jakości energii elektrycznej realizujące pomiary parametrów jakości energii elektrycznej określonych 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 zapewnieniem klasy A;

3) realizują zdalną transmisję do nadrzędnych systemów odczytowych, z zapewnieniem redundantnych dróg łączności poprzez dwa niezależne kanały transmisji danych.

§ 87. Urządzenia i układy obwodów wtórnych oraz urządzenia i układy współpracujące z nimi 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

§ 88. 1. Układy obwodów wtórnych stacji elektroenergetycznych wyposaża się w lokalne źródła czasu, zapewniające urządzeniom obwodów wtórnych i urządzeniom współpracującym z nimi 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, realizowany jest 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 pomiędzy 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 uzależnione są od wymagań stawianych tym lokalnym źródłom czasu przez urządzenia i układy obwodów wtórnych lub urządzenia i układy współpracujące z nimi.

§ 89. Obwody układów EAZ wyposaża się w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.

§ 90. W celu zapewnienia wysokiej dyspozycyjności urządzeniom zabezpieczeniowym, stanowiącym podstawowe elementy układów 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.

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

§ 92. 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-prądowa linii, odległościowa, ziemnozwarciowa zerowo-prądowa kierunkowa, blokada od kołysań mocy, funkcja zabezpieczająca 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, funkcję SPZ;

3) urządzenia realizujące inne funkcje automatyki, jeżeli są niezbędne z powodów systemowych, 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.

§ 93. 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.

§ 94. W liniach elektroenergetycznych napowietrznych, w których ma zastosowanie SPZ, stosowane jest 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.

§ 95. Do ochrony kablowej linii elektroenergetycznej eksportowej stosuje się co najmniej urządzenia zabezpieczeniowe, o których mowa w § 92, z uwzględnieniem następujących różnic:

1) realizuje się tylko wyłączenia trójfazowe oraz łączenia operacyjne trójfazowe;

2) nie stosuje się automatyki SPZ;

3) dla potrzeb zabezpieczeniowych stosowane są łącza telekomunikacyjne światłowodowe, w pełni redundantne dla układów EAZ i 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 bezzwłocznego działania zabezpieczeń tego kabla eksportowego, niezależnie od dostępności łączności światłowodowej i przy zachowaniu selektywności działania względem układów EAZ innych elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

§ 96. 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, stosuje się 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;

6) moduł wyłącznikowy realizujący co najmniej kontrolę synchronizmu;

7) komplet zabezpieczeń technologicznych, co najmniej:

a) dwustopniowy przekaźnik gazowo-przepływowy kadzi transformatora,

b) jednostopniowy przekaźnik przepływowy przełącznika zaczepów,

c) ciśnieniowe zawory bezpieczeństwa kadzi transformatora,

d) ciśnieniowe zawory bezpieczeństwa przełącznika zaczepów,

e) zawór odcinający wypływ oleju z konserwatora,

f) czujniki temperatury oleju,

g) model cieplny.

§ 97. 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 niezbędne z uwagi na warunki pracy sieci elektroenergetycznej w danym miejscu i danej konfiguracji.

§ 98. 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.

§ 99. 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.

§ 100. W polu dławika kompensacyjnego stosuje się co najmniej dwa niezależne 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.

§ 101. W polu dławika kompensacyjnego SN stosuje się co najmniej dwa niezależne 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.

§ 102. 1. Szyny zbiorcze rozdzielni wyposaża się w przynajmniej jeden zespół 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. Jeśli wymagają tego warunki systemowe lub konfiguracja zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, szyny zbiorcze rozdzielni wyposaża się w co najmniej dwa zespoły ZSZ.

§ 103. 1. Wszystkie rozdzielnie wyposaża się w przynajmniej 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 LRW.

2. Jeśli 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.

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

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

2. W przypadku przyłączenia filtrów wyższych harmonicznych lub układów kompensacji mocy biernej do wyprowadzenia linii elektroenergetycznej, za wyłącznikiem w polu tej linii od strony szyn, stosuje się układ EAZ zapewniający ochronę także takich odgałęzień.

§ 106. 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, którego drugi stopień działa na wyłączenie strony niskiego napięcia.

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

§ 108. 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, którego stosowanie jest opcjonalne w stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu,

b) synchronizatora stacji, jeżeli ma zastosowanie,

c) automatycznej regulacji napięcia,

d) automatyki odciążającej, jeżeli ma zastosowanie,

e) zdalnego dostępu inżynierskiego do urządzeń EAZ i automatyki stacji.

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

§ 110. Łącza telekomunikacyjne, wykorzystywane w układach 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 uwspółbieżnienia funkcji zabezpieczeń odległościowych;

3) od układu zdalnego rezerwowania wyłączników na wydłużenie stref odległościowych i blokadę SPZ, jeśli jest stosowane, na drugim końcu linii, lub bezwarunkowe wyłączenie elementu systemu linii na drugim jej końcu w przypadku zadziałania LRW mostka środkowego w układach 3/2W;

4) od zadziałania ZSZ w strefie między wyłącznikiem a przekładnikiem prądowym, na drugi koniec linii, w celu przyspieszenia działania funkcji zabezpieczeń odległościowych;

5) odwzorowania stanów łączników pól przeciwległych dla automatyk systemowych.

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

§ 112. 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 automatyk 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 jakikolwiek element SSiN ulegnie awarii, nie może to powodować niesprawności całego systemu;

6) zapewnia synchronizację zegara czasu rzeczywistego poprzez 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 czy sterowań, a po powrocie zasilania odbudowuje i automatycznie uaktualnia stany urządzeń;

9) jest systemem auto-testującym, 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 „HMI”, oraz 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.

§ 113. 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 SSiN;

3) sterowanie z panelu sterowania bez uwzględnienia funkcji SSiN.

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

§ 115. W stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych na lądzie uruchamiana jest redundantna wymiana danych pomiędzy SSiN a systemem akwizycji danych w morskiej farmie wiatrowej. Wymiana danych odbywa się za pomocą połączeń punkt-punkt bez łączenia sieci LAN, z wykorzystaniem protokołów transmisji IEC 60870‑5‑104 lub DNP3.

§ 116. W przypadku gdy jakakolwiek funkcja lub element SSiN zostaje uszkodzona, system ten alarmuje o tym zdarzeniu, a informacje te są raportowane i archiwizowane.

§ 117. 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.

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

§ 119. 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.

§ 120. Przekładniki prądowe i napięciowe do pomiaru energii elektrycznej instaluje się bezpośrednio w każdym z pól tak, aby nie było możliwe przesyłanie energii elektrycznej z pominięciem układów pomiarowych.

§ 121. Morska farma wiatrowa posiada zdolność współpracy z:

1) systemem regulacji częstotliwości mocy;

2) systemem operatywnej współpracy z elektrowniami, jeżeli są jednostkami grafikowymi aktywnymi na rynku bilansującym;

3) nadrzędnym systemem sterowania i nadzoru operatora systemu przesyłowego.

§ 122. System sterowania i regulacji napięcia i mocy biernej morskiej farmy wiatrowej posiada 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, dedykowany dla nadrzędnego układu regulacji napięcia i mocy biernej.

Rozdział 7

Wymagania dla urządzeń i systemów telekomunikacyjnych

Oddział 1

Wymagania ogólne

§ 123. Zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w tym stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na lądzie oraz linie kablowe 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;

2) zapewnienia łączności ruchowej wewnątrz obiektu oraz ze służbami publicznymi;

3) 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;

4) transmisji sygnałów układów telezabezpieczeń i automatyk systemowych;

5) przesyłania danych pomiarowych do celów rozliczeniowych, a także informacji techniczno-handlowych.

§ 124. Kanały telekomunikacyjne, niezbędne do realizacji usług, posiadają pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.

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

§ 126. W stacjach elektroenergetycznych instaluje się urządzenia do transmisji sygnałów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej wykonane zgodnie z najwyższymi standardami technicznymi oraz stosowane powszechnie w sieci przesyłowej na obszarze ENTSO-E.

§ 127. Urządzenia, systemy teleinformatyczne oraz kanały telekomunikacyjne, wykorzystywane do wymiany informacji w zakresie wskazanym w § 123, zapewniają wymagane bezpieczeństwo, tj. poufność, dostępność oraz integralność danych wraz z ich autentycznością.

Oddział 2

Wymagania w zakresie powiązań komunikacyjnych

§ 128. 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 i każdy z nich jest zintegrowany z osobnym kablem eksportowym.

2. Kable światłowodowe prowadzone są z zachowaniem niezależnej trasy na całej 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, możliwe jest odstąpienie 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 czy transmisji sygnałów automatyki elektroenergetycznej.

§ 129. 1. Do połączenia, o którym mowa w § 128, stosuje się kable światłowodowe zintegrowane z linią kablową eksportową lub dedykowane kable optotelekomunikacyjne.

2. Kable zawierają włókna światłowodowe jednomodowe zgodne z zaleceniami Międzynarodowego Związku Telekomunikacyjnego 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.

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

§ 131. 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 dopuszczalne jest wykorzystanie kabli światłowodowych podmorskich, łączących sąsiednie stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na morzu. Warunek redundancji, o którym mowa w § 128 ust. 1 i 2, jest w takim przypadku spełniony jeśli trasa takiego połączenia na całej swojej długości nie ma punktów wspólnych z trasą bezpośrednią.

§ 132. 1. Do komunikacji pomiędzy stacją elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu ze stacją elektroenergetyczną zlokalizowana na lądzie można dodatkowo, obok redundantnych połączeń światłowodowych, wykorzystywać radiowe i satelitarne systemy łączności. Systemy takie mogą być wykorzystane w szczególności do zapewnienia:

1) rezerwowej komunikacji ze stacją transformatorową morską w sytuacji braku lub awarii łączy światłowodowych, przy czym wówczas dopuszcza się spełnienie potrzeb komunikacyjnych w zakresie ograniczonym do komunikacji głosowej oraz wymiany danych, do których nieprzerwany dostęp jest niezbędny dla operatora systemu przesyłowego do prowadzenia ruchu sieciowego oraz zapewnienia bezpieczeństwa personelu i sprzętu;

2) powiązań między morskimi stacjami transformatorowymi 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

§ 133. 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 pomiędzy stacjami elektroenergetycznymi.

§ 134. 1. Do budowy podstawowego systemu łączności głosowej wykorzystuje się dedykowany 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.

§ 135. Do budowy rezerwowego systemu łączności można wykorzystywać satelitarne systemy łączności głosowej, w tym terminale stacjonarne i noszone, lub systemy radiowej łączności trankingowej, w szczególności TETRA lub system oparty o technologię LTE450, dedykowany służbom elektroenergetyki.

Rozdział 8

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

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

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

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

2. Kondycjonowanie:

1) obejmuje, w szczególności, oczyszczanie i filtrowanie powietrza, klimatyzację, ogrzewanie i wentylację;

2) zapewnia powstanie w pomieszczeniach warunków środowiskowych zgodnych z wymaganiami urządzeń przeznaczonych do pracy lub przechowywania w tych pomieszczeniach;

3) wykonywane jest 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 dotyczących spełnienia przez elementy stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu oraz zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wymagań zapewniających bezpieczeństwo konstrukcji oraz budowy w zakresie wytrzymałości, nośności i stateczności, bezpieczeństwo pożarowe, bezpieczeństwo użytkowania, ochronę środowiska oraz warunki użytkowe odpowiednie do przeznaczenia różnych typów urządzeń i konstrukcji lub instalacji wchodzących w skład morskiej farmy wiatrowej oraz terminy ich sporządzania i przekazywania operatorowi systemu przesyłowego

§ 139. Minimalny zakres ocen, o których mowa w art. 82 ust. 5 ustawy, obejmuje co najmniej ocenę stanu technicznego o której mowa w § 17, zawierającą co najmniej:

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 linii eksportowych łączących stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na morzu i stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na lądzie,

- elementów konstrukcji stalowych oraz konstrukcji wsporczych i spełnienia wymagań projektowych związanych z możliwym obciążeniem struktury stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu i jej wytrzymałością mechaniczną,

- elementów infrastruktury i urządzeń nie służących do wyprowadzenia mocy, znajdujących się na stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu,

- urządzeń obwodów wtórnych i urządzeń telekomunikacyjnych,

b) koniecznych działań naprawczych, w zakresie elementów i urządzeń wymienionych w lit. a tiret od drugiego do piątego,

c) elementów i urządzeń, o których mowa w lit. a tiret od drugiego do piątego, 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;

3) opis ograniczeń w dostępności zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wynikających ze starzenia się elementów tworzących zespół urządzeń.

§ 140. Wyniki oceny stanu technicznego, o której mowa w § 17, zamieszcza się w raporcie przekazywanym operatorowi systemu przesyłowego, wraz z informacją w zakresie planowanego przedłużenia 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.

§ 141. 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:

a) załączania transformatorów mocy w najgorszych warunkach łączeniowych,

b) załączania kabli eksportowych,

c) załączenia kabli międzyturbinowych,

2) analizę rozpływu 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 zaczepów 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 zwarciową, pozwalającą wyznaczyć:

a) wartości maksymalne prądu zwarciowego, w celu odpowiedniego doboru wytrzymałości urządzeń,

b) wartości prądów zwarciowych dla różnych poziomów generacji wiatrowej, z uwzględnieniem doboru funkcjonalności, nastaw oraz poprawności działania automatyki zabezpieczeniowej, działającej przy różnych poziomach wytwarzanej przez turbiny energii,

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 zwarciem, w trakcie zwarcia i po zwarciu,

e) udział generatorów morskich turbin wiatrowych w prądzie zwarcia odniesionym do ich mocy zainstalowanej lub do skutecznej wartości składowej okresowej prądu zwarciowego 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 pomiędzy 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 (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 pomiędzy 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 zakłóceniowych, występujących w sieci operatora systemu przesyłowego jak i w sieci wewnętrznej.

§ 142. Analizy, o których mowa w § 141:

1) przeprowadza się zgodnie z najnowszą wiedzą w obszarze, którego dotyczą;

2) sporządza się przed zakończeniem każdego projektu wykonawczego, dla którego analiza jest wymagana;

3) przekazuje się operatorowi systemu przesyłowego nie później niż 30 dni po zakończeniu każdej z analiz lub grupy analiz, które są przeprowadzane równolegle.

§ 143. Minimalny zakres raportów, o których mowa w art. 82 ust. 5 ustawy, oraz terminy ich sporządzania i przekazywania operatorowi systemu przesyłowego określa § 23 i § 148.

Rozdział 10

Wymagania w zakresie zabiegów eksploatacyjnych i przeglądów

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

1) skutki potencjalnych awarii;

2) bezpieczeństwo ludzi i sprzętu;

3) czas naprawy uszkodzonych elementów;

4) wykrywalność awarii;

5) plan eksploatacji zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, uwzględniający metodologię utrzymania zorientowanego na niezawodność.

§ 145. 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.

§ 146. Elementy stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu dostosowuje się do przeprowadzania na tej stacji niezbędnych przeglądów, przewidzianych w planie przeglądów, o którym mowa w § 145 oraz diagnostyki zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

§ 147. 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 ilości zabiegów eksploatacyjnych oraz minimalizujący czas wykonania tych zabiegów;

2) stacja elektroenergetyczna zlokalizowana na morzu jest wyposażona we wszystkie urządzenia konieczne do przeprowadzania prac serwisowych, w szczególności w dźwigi i miejsca do rozładunku.

§ 148. Operatorowi systemu przesyłowego przedkłada się raport zawierający:

1) plan wymaganych przeglądów, obejmujący swoim zakresem cały projektowany operacyjny czas życia – raport sporządza się i przedkłada przed uzyskaniem pozwolenia na podanie napięcia EON w rozumieniu 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);

2) plan wymaganych przeglądów, o którym mowa w § 145, oraz wyniki oceny niezawodności, o której mowa w § 144 – raport sporządza się i przedkłada operatorowi systemu przesyłowego nie później niż 30 dni przed końcem każdego roku poprzedzającego rok planowanych zabiegów eksploatacyjnych

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

Minister klimatu i środowiska

Za zgodność pod względem prawnym, legislacyjnym i redakcyjnym

Dyrektor Departamentu Prawnego

w Ministerstwie Klimatu i Środowiska

Anna Kozińska-Żywar

(- podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym)

1. ) Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1720 i 2004). [↑](#footnote-ref-1)