



Warszawa, dnia 22 lipca 2019 r.

PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
DRE.WOSE.7128.403.2.2018.2019.ZJ

DECYZJA

Na podstawie art. 105 § 1 w związku z art. 104 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2018 r., poz. 2096, z późn. zm.), oraz art. 9ga ust. 1 i art. 30 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r., poz. 755, ze zm.), w związku z art. 5 ust. 1 i 9 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r., ustanawiającego kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz.U. UE L 241 z 8.09.2016)

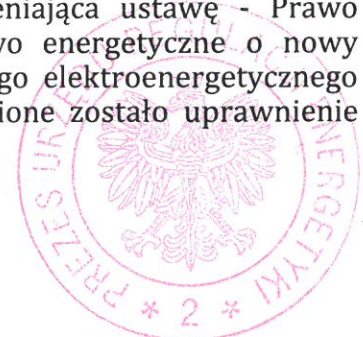
postanawiam

umorzyć postępowanie administracyjne wszczęte na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego – Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A. z siedzibą w Gdyni (dalej: „Przedsiębiorca”) z dnia 25 września 2018 r., (dalej: „Wniosek”) o zatwierdzenie wymogów ogólnego stosowania dla przyłączania do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, zgodnie z art. 5 ust. 1 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r., ustanawiającego kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz.U. UE L 241 z 8.09.2016) (dalej: „Rozporządzenie”).

UZASADNIENIE

Rozporządzeniem ustanowiony został kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego. W art. 5 ust. 1 Rozporządzenia wskazano, że wymogi ogólnego stosowania ustanowione są przez właściwych operatorów systemów lub operatora systemu przesyłowego i podlegają zatwierdzeniu przez podmiot wyznaczony przez państwo członkowskie. Podmiotem tym jest organ regulacyjny, chyba że państwo członkowskie postanowi inaczej. Termin przedłożenia Prezesowi URE do zatwierdzenia propozycji wymogów ogólnego stosowania przez właściwych operatorów systemów upływał z dniem 28 września 2018 r. W Rozporządzeniu przewidziano ponadto możliwość przeniesienia obowiązku ustanowienia wymogów ogólnego stosowania z właściwych operatorów systemu na przedsiębiorstwo wyznaczone OSP na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (art. 5 ust. 9). W dniu 27 września 2018 r. wszczęte zostało na wniosek Przedsiębiorcy, jako właściwego operatora systemu, postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia wymogów ogólnego stosowania dla przyłączania odbioru, zgodnie z art. 5 ust. 1 Rozporządzenia.

Następnie w dniu 18 grudnia 2018 r. wszedł w życie art. 1 pkt. 6 ustawy z dnia 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2018 r., poz. 2348) (dalej: „ustawa zmieniająca ustawę - Prawo energetyczne”), którym uzupełniono tekst ustawy - Prawo energetyczne o nowy art. 9ga, zgodnie z którym to operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określa wymogi ogólnego stosowania. Tym samym wypełnione zostało uprawnienie wynikające z art. 5 ust. 9 Rozporządzenia.



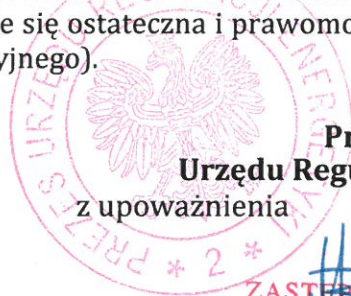
W myśl art. 105 § 1 Kodeksu postępowania administracyjnego, gdy postępowanie z jakiegokolwiek przyczyny stało się bezprzedmiotowe w całości albo w części, organ administracji publicznej wydaje decyzję o umorzeniu postępowania odpowiednio w całości albo w części.

W niniejszej sprawie stwierdzono, że utraciła ważność podstawa prawna wydania merytorycznej decyzji, a zatem postępowanie administracyjne wszczęte na Wniosek Przedsiębiorcy stało się w całości bezprzedmiotowe.

Mając na względzie powyższe ustalenia postanowiono orzec jak w sentencji.

POUCZENIE

1. Od niniejszej decyzji przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem Prezesa URE, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia [art. 30 ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne oraz art. 479⁴⁶ pkt 1 i art. 479⁴⁷ § 1 ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 2018 r. poz. 1360, z późn. zm.)]. Odwołanie należy przesłać na adres: Urząd Regulacji Energetyki, Al. Jerozolimskie 181, 02-222 Warszawa
2. Odwołanie od decyzji Prezesa URE powinno czynić zadość wymaganiom przepisanych dla pisma procesowego oraz zawierać oznaczenie zaskarżonej decyzji i wartości przedmiotu sporu, przytoczenie zarzutów, zwięzłe ich uzasadnienie, wskazanie dowodów, a także zawierać wniosek o uchylenie albo zmianę decyzji w całości lub części (art. 479⁴⁹ Kodeksu postępowania cywilnego).
3. Odwołanie od decyzji Prezesa URE podlega opłacie stałej w kwocie 100 zł, zgodnie z art. 32 ust. 3 w związku z art. 3 ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 28 lipca 2005 r. o kosztach sądowych w sprawach cywilnych (Dz. U. z 2019 r. poz. 785, z późn. zm.). Strona może ubiegać się o zwolnienie od kosztów sądowych, stosownie do przepisów art. 101 i następne ustawy o kosztach sądowych w sprawach cywilnych, albo o przyznanie pomocy prawnej, stosownie do przepisów art. 117 ustawy – Kodeks postępowania cywilnego.
4. W trakcie biegu terminu do wniesienia odwołania strona może zrzec się prawa do wniesienia odwołania wobec organu administracji publicznej, który wydał decyzję (art. 127a § 1 ustawy – Kodeks postępowania administracyjnego). Z dniem doręczenia organowi administracji publicznej oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do wniesienia odwołania przez stronę, decyzja staje się ostateczna i prawomocna (art. 127a § 2 ustawy – Kodeks postępowania administracyjnego).



Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki
z upoważnienia

ZASTĘPCA DYREKTORA

Elżbieta Bytniewska

Niniejsza decyzja zwolniona jest z opłaty skarbowej na podstawie art. 4 ustawy o opłacie skarbowej w związku z treścią załącznika do tej ustawy (część I pkt 53 tab. 4 pkt 1)

RADCA PREZESA

Zofia Janiszewska
Zofia Janiszewska

Otrzymuje:

Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A.
ul. Rotterdamska 9
81-337 Gdynia

Zarząd Morskiego Portu Gdynia
Spółka Akcyjna
ul. Rotterdamska 9, 81-337 Gdynia
NIP 958-13-23-524, Regon 191920577

**Propozycja OSD wymogów ogólnego stosowania
wynikających z Rozporządzenia Komisji (UE)
2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającego
kodeks sieci określający wymogi dotyczące
przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia
prądu stałego oraz modułów parku energii
z podłączeniem prądu stałego (NC HVDC)**

Spis treści

1. WSTĘP	4
2. WYMOGI OGÓLNEGO STOSOWANIA, OPRACOWYWANE PRZEZ WŁAŚCIWEGO OPERATORA SYSTEMU	5
Artykuł 18 ust. 1 – napięcie referencyjne.....	5
Artykuł 18 ust. 3 – automatyczne odłączenie przy zaburzeniach napięcia	5
Artykuł 19 ust. 1 – szybki prąd zwarciovowy (zwarcia symetryczne).....	5
Artykuł 19 ust. 3 – szybki prąd zwarciovowy (zwarcia niesymetryczne).....	5
Artykuł 20 ust. 1 – zdolność do zapewnienia wymiany mocy biernej z siecią prądu przemienneego	5
Artykuł 22 ust. 1 – tryby regulacji mocy biernej	6
Art. 22 ust. 3 lit. a) – napięcie zadane dla trybu regulacji napięcia.....	6
Artykuł 22 ust. 3 lit. b) – strefa nieczułości regulacji napięcia.....	7
Artykuł 22 ust. 3 lit. c) pkt i – dynamika regulacji napięcia (czas t_1)	7
Artykuł 22 ust. 3 lit. c) pkt ii – dokładność i dynamika regulacji napięcia (czas t_2)	7
Artykuł 22 ust. 3 lit. d) – zakres i skok regulacji napięcia	7
Artykuł 22 ust. 6 – zdalna regulacja mocy biernej.....	7
Artykuł 24 – maksymalny dopuszczalny poziom zakłóceń i wahań napięcia w punkcie przyłączenia	8
Artykuł 28 – podawanie napięcia na stacje przekształtnikowe HVDC i ich synchronizowanie	8
Artykuł 32 ust. 1 – metoda wyliczania maksymalnej i minimalnej mocy zwarciovowej w punkcie przyłączenia	9
Artykuł 32 ust. 2 – charakterystyka sieci prądu przemienneego.....	9
Artykuł 36 ust. 1 – zmiany trybów i nastawień zabezpieczeń i regulacji.....	9
Artykuł 36 ust. 3 – zdalne zmiany trybów i nastawień regulacji	9
Artykuł 40 ust. 1 lit. c) – automatyczne odłączenie przy zaburzeniach napięcia.....	10
Artykuł 40 ust. 2 lit. b) pkt i – zdolność do generacji mocy biernej.....	10
Artykuł 40 ust. 2 lit. b) pkt ii – uzupełniająca moc bierna.....	10
Artykuł 41 ust. 1 – synchronizowanie z siecią prądu przemienneego	10
Artykuł 41 ust. 2 – sygnały wyjściowe	11
Artykuł 42 lit. a) – metoda wyliczania maksymalnej i minimalnej mocy zwarciovowej w punkcie przyłączenia	11
Artykuł 42 lit. b) – charakterystyka sieci prądu przemienneego	11
Artykuł 44 – zmiany napięcia w sieci podczas włączania	12

Artykuł 48 ust. 2 lit. a) i lit. b) – zdolność do zapewnienia wymiany mocy biernej z siecią prądu przemiennego	12
Artykuł 50 – zmiany napięcia w sieci podczas włączania	13
Artykuł 51 ust. 1 – priorytetyzacja działania systemu sterowania jednostki przekształtnikowej HVDC	14
Artykuł 53 ust. 4 – alarm detekcji oscylacji.....	15
Artykuł 54 ust. 1 – dostarczenie modeli symulacyjnych	15
Artykuł 54 ust. 5 – równoważny model układu regulacji dla zidentyfikowanych interakcji regulacyjnych	15
Załącznik III Tabela 4 – zakresy napięcia dla systemów HVDC przyłączanych do sieci 110 kV i 220 kV.....	16
Załącznik VII Tabela 9 – zakresy napięcia dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego przyłączanych do sieci 110 kV i 220 kV.....	16
Załącznik VII Tabela 10 – zakresy napięcia dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego przyłączanych do sieci 400 kV.....	16
Załącznik VIII Tabela 12 – zakresy napięcia dla stacji przekształtnikowych HVDC w oddalonej lokalizacji przyłączanych do sieci 110 kV i 220 kV.....	17
Załącznik VIII Tabela 13 – zakresy napięcia stacji przekształtnikowych HVDC w oddalonej lokalizacji przyłączanych do sieci 400 kV	17



1. Wstęp

Niniejsza Propozycja OSD wymogów ogólnego stosowania wynikających z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (dalej: Propozycja), to dokument zawierający rozstrzygnięcia merytoryczne dotyczące wymogów technicznych, wynikających z NC HVDC¹, do których opracowania Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych zostali zobowiązani jako właściwi operatorzy systemów (dla odbiorów przyłączanych do sieci właściwego operatora). Wymogi te opracowane zostały przez PSE S.A. i podlegały procesowi konsultacji z OSD oraz opiniowania z innymi uczestnikami rynku.

Następnie PSE S.A. udostępniły opracowane wymogi na swojej stronie internetowej wraz z upoważnieniem do ich wykorzystania przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) w celu przedłożenia ich do zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W przypadku przedłożenia przez OSD do Prezesa URE propozycji wymogów zgodnych z opublikowanymi przez PSE S.A., przyjmuje się, że wymogi te zostały skonsultowane/uzgodnione/opracowane w porozumieniu z OSP. Jeśli nie wskazano inaczej, artykuły w niniejszym dokumencie odnoszą się do artykułów z NC HVDC.

W poniższej tabeli przedstawiono skróty wykorzystane w niniejszej Propozycji, które nie są zdefiniowane bezpośrednio w NC HVDC. W pozostałym zakresie skróty i pojęcia użyte w Propozycji są zgodne z definicjami określonymi w NC HVDC.

NC RfG	Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci, Dz.U. UE z 27.4.2016 L112/1.
Właściwy operator systemu	właściwy operator systemu, do którego sieci jest przyłączany system HVDC
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
SSTI	podsyncroniczne interakcje skrętne (ang. subsynchronous torsional interaction) zwane też kołysaniami (oscylacjami) podsyncronicznymi (torsyjnymi), w sieci prądu przemiennego, prowadzące do drgań układów mechanicznych modułów wytwarzania energii przyłączonych do tej sieci
PN-EN 50160	wersja polska normy EN 50160 „Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych”
PN-EN 60909	wersja polska normy IEC 60909 „Prądy zwarciove w sieciach trójfazowych prądu przemiennego”

¹ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, Dz.U. UE z 8.9.2016 L241/1 (NC HVDC).

2. Wymogi ogólnego stosowania, opracowywane przez właściwego operatora systemu

Artykuł 18 ust. 1 – napięcie referencyjne

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Ustala się napięcie referencyjne 1 pu na poziomie:

- a) 110 kV dla sieci 110 kV;
- b) 220 kV dla sieci 220 kV;
- c) 400 kV dla sieci 400 kV.

Artykuł 18 ust. 3 – automatyczne odłączenie przy zaburzeniach napięcia

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

System HVDC musi posiadać zdolność do automatycznego odłączenia w przypadku wystąpienia napięcia wykraczającego poza zakresy wynikające z ust.1 i 2 NC HVDC. Warunki i ustawienia dla automatycznego odłączenia będą uzgadniane przez właściwego operatora systemu i właściciela systemu HVDC, w porozumieniu z właściwym OSP, indywidualnie dla każdego systemu HVDC.

Artykuł 19 ust. 1 – szybki prąd zwarciovowy (zwarcia symetryczne)

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

System HVDC musi posiadać zdolność do zapewnienia szybkiego prądu zwarciovowego w punkcie przyłączenia w przypadku zwarc symetrycznych (trójfazowych) w sieci prądu przemiennego.

Artykuł 19 ust. 3 – szybki prąd zwarciovowy (zwarcia niesymetryczne)

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

System HVDC musi posiadać zdolność do zapewnienia niesymetrycznego wprowadzania szybkiego prądu zwarciovowego w punkcie przyłączenia w przypadku zwarc niesymetrycznych (jedno- lub dwufazowych) w sieci prądu przemiennego. Wymogi dotyczące sposobu i warunków określania początku i końca odchylenia wartości napięcia w punkcie przyłączenia systemu HVDC zostaną określone indywidualnie dla każdego systemu HVDC na podstawie art. 19 ust. 2 lit. a NC HVDC, przy czym kontrola wartości napięcia powinna być realizowana odrębnie dla każdej fazy. Wymogi dotyczące charakterystyki, czasu i dokładności szybkiego prądu zwarciovowego zostaną określone indywidualnie dla każdego systemu HVDC na podstawie art. 19 ust. 2 lit. b) i c) NC HVDC, przy czym wprowadzanie szybkiego prądu zwarciovowego powinno ograniczać się wyłącznie do fazy objętej zwarcieciem (faz objętych zwarcieciem).

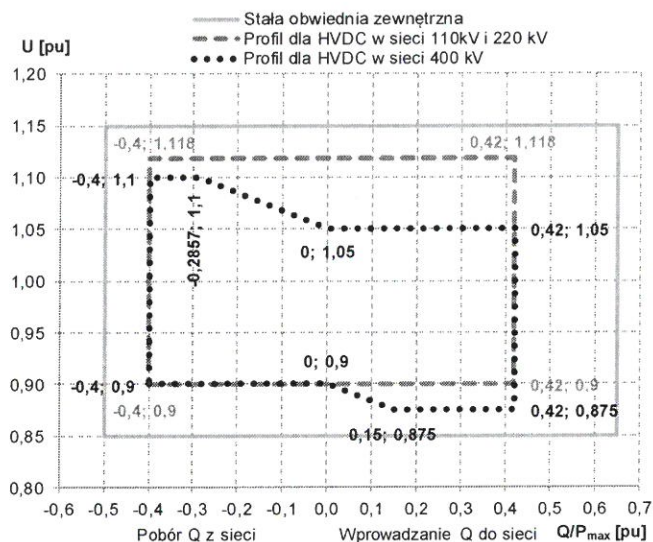
Artykuł 20 ust. 1 – zdolność do zapewnienia wymiany mocy biernej z siecią prądu przemiennego

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolności do zapewnienia wymiany mocy biernej z siecią prądu przemiennego przy maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej systemu HVDC w granicach profilu U-Q/P_{max} określonego na poniższym rysunku. Regulacja mocy biernej powinna

być możliwa autonomicznie oraz w koordynacji z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej w sieci prądu przemiennego. Właściwy operator systemu ma prawo do modyfikacji przedstawionego profilu U-Q/P_{max} w ramach maksymalnych wartości oraz stałej obwiedni zewnętrznej przewidzianych w NC HVDC, w przypadku gdy potrzebę taką wykaże ekspertyza wpływu przyłączanego systemu HVDC na system elektroenergetyczny.

Profile U-Q/P_{max}, o których mowa w art. 20.



Rysunek: Profile U-Q/P_{max} dla systemów HVDC, z podziałem na wartości napięcia w punkcie przyłączenia, gdzie: U – napięcie w punkcie przyłączenia, Q/P_{max} – stosunek mocy biernej zapewnianej przez ten system dla sieci prądu przemiennego do jego maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej.

Maksymalny zakres Q/P _{max}	Maksymalny zakres wartości napięcia (pu) w stanie ustalonym
0,82	0,225

Tabela: Parametry obwiedni wewnętrznej na powyższym rysunku.

Artykuł 22 ust. 1 – tryby regulacji mocy biernej

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność do pracy w następujących trybach regulacji:

- tryb regulacji napięcia;
- tryb regulacji mocy biernej;
- tryb regulacji współczynnika mocy.

Art. 22 ust. 3 lit. a) – napięcie zadane dla trybu regulacji napięcia

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Nastawa napięcia w punkcie przyłączenia dla trybu regulacji napięcia stacji przekształtnikowej HVDC powinna być możliwa do ustawiania w sposób ciągły w zakresach wartości określonych w art. 18 ust. 1 lub art. 18 ust. 2 NC HVDC, z uwzględnieniem napięcia znamionowego sieci prądu przemiennego w punkcie przyłączenia. Nastawienia będą ustalane przez właściwego operatora systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, indywidualnie dla każdej stacji przekształtnikowej HVDC.

Artykuł 22 ust. 3 lit. b) – strefa nieczułości regulacji napięcia

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

W trybie regulacji napięcia stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność do prowadzenia regulacji napięcia w punkcie przyłączenia ze strefą nieczułości lub bez strefy nieczułości wokół nastawy określonej na podstawie art. 22 ust. 3 lit. a) NC HVDC, którą to strefę można wybrać z zakresu $0 \div \pm 5\%$ napięcia referencyjnego określonego na podstawie art. 18 ust. 1 NC HVDC, z możliwością regulowania jej z rozdzielczością 0,1%. Wartość nastawialna strefy nieczułości będzie ustalana przez właściwego operatora systemu indywidualnie dla każdego systemu HVDC.

Artykuł 22 ust. 3 lit. c) pkt i – dynamika regulacji napięcia (czas t_1)

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

W trybie regulacji napięcia stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność do osiągnięcia 90% zmiany poziomu wymiany mocy biernej z siecią prądu przemiennego, w następstwie skokowej zmiany napięcia w punkcie przyłączenia, tak szybko, jak pozwalają na to możliwości techniczne, przy czym czas ten nie powinien przekraczać $t_1 = 5$ s.

Artykuł 22 ust. 3 lit. c) pkt ii – dokładność i dynamika regulacji napięcia (czas t_2)

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

W trybie regulacji napięcia stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność do osiągnięcia ustalonej wymiany mocy biernej z siecią prądu przemiennego na poziomie wskazanym przez zbocze pracy, w następstwie skokowej zmiany napięcia w punkcie przyłączenia, tak szybko, jak pozwalają na to możliwości techniczne, przy czym czas ten nie powinien przekraczać $t_2 = 6$ s, z tolerancją utrzymywania stanu ustalonego nie większą niż 5% maksymalnej mocy biernej lub 5 Mvar (w zależności od tego, która z tych wartości jest mniejsza).

Artykuł 22 ust. 3 lit. d) – zakres i skok regulacji napięcia

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

W trybie regulacji napięcia stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność do regulacji wartości napięcia w punkcie przyłączenia zgodnie z charakterystyką regulacji, której zbocze jest ustalone za pomocą zakresu regulowanego w przedziale $2 \div 7\%$ i regulowanego skoku nieprzekraczającego 0,5%.

Artykuł 22 ust. 6 – zdalna regulacja mocy biernej

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

System HVDC musi posiadać zdolność do zapewnienia możliwości zdalnego wyboru trybów regulacji mocy biernej oraz stosownych nastawień. W ramach zdolności do pracy skoordynowanej z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej sieci prądu przemiennego należy zapewnić:

- a) możliwość przyjmowania do realizacji przez układ regulacji napięcia i mocy biernej systemu HVDC informacji o zmianie trybu regulacji mocy biernej oraz zmianie nastawień aktywnego trybu regulacji;
- b) zmianę trybu regulacji mocy biernej i zmianę nastawień aktywnego trybu regulacji przez system HVDC w czasie rzeczywistym (on-line);

- c) odpowiedni kanał komunikacyjny dedykowany dla nadrzędnego układu regulacji napięcia i mocy biernej.

Urządzenia zapewniające zdalną współpracę z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej powinny spełniać wymogi dotyczące standardów łączności, protokołów i transmisji danych obowiązujące u właściwego operatora systemu.

Artykuł 24 – maksymalny dopuszczalny poziom zakłóceń i wahań napięcia w punkcie przyłączenia

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Właściciel systemu HVDC gwarantuje, że przyłączenie jego systemu do sieci prądu przemiennego nie spowoduje zakłócenia ani wahania napięcia w tej sieci (wyznaczanych w punkcie przyłączenia):

1. system HVDC nie może powodować nagłych zmian i skoków wartości napięcia w punkcie przyłączenia przekraczających 3%. W przypadku, gdy zakłócenia te mają charakter powtarzający się, dopuszczalne poziomy i częstotliwości nagłych zmian i skoków wartości napięcia wywołanych pracą systemu HVDC będą ustalone przez właściwego operatora systemu, indywidualnie dla każdego systemu HVDC;
2. udział systemu HVDC przyłączonego do sieci zamkniętej w całkowitych waniach napięcia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego (Pst) i długookresowego (Plt) współczynnika migotania światła ponad wartość tła, nie powinien przekroczyć:
 - a. $Pst < 0,35$ dla sieci 110 kV i $Pst < 0,30$ dla sieci 220 kV i 400 kV;
 - b. $Plt < 0,25$ dla sieci 110 kV i $Plt < 0,20$ dla sieci 220 kV i 400 kV;
3. system HVDC nie powinien powodować obecności harmonicznych napięcia o wartościach przekraczających dopuszczalne, o których mowa w PN-EN 50160 „Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych”;

Podane powyżej wartości współczynników jakości energii powinny być spełnione w okresie tygodnia z prawdopodobieństwem 99%.

System HVDC powinien być wyposażony w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar wartości skutecznej napięcia i prądu, wskaźników wahań napięcia i harmonicznych napięcia i prądu w klasie pomiarowej A) oraz system teletransmisji danych do właściwego operatora systemu.

System HVDC w przypadku niedotrzymania powyższych standardów jakości energii może zostać wyłączony, na polecenie właściwego operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

Artykuł 28 – podawanie napięcia na stacje przekształtnikowe HVDC i ich synchronizowanie

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność do ograniczania wszelkich zmian napięcia w trakcie podawania napięcia na tę stację lub synchronizowania jej z siecią prądu przemiennego, lub w trakcie przyłączania stacji przekształtnikowej HVDC pod napięciem do systemu HVDC, do poziomu wynikającego ze strefy nieczułości regulacji napięcia określonej na podstawie art. 22 ust. 3 lit. b) NC HVDC, w czasie nie dłuższym niż wynikający z dynamiki regulacji napięcia

określonej na podstawie art. 22 ust. 3 lit. c) pkt ii NC HVDC z oknem pomiaru napięcia nie krótszym niż czas t_2 określony na podstawie art. 22 ust. 3 lit. c) pkt ii NC HVDC.

Artykuł 32 ust. 1 – metoda wyliczenia maksymalnej i minimalnej mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Obliczenia zwarciowe należy wykonać z uwzględnieniem zapisów normy PN-EN 60909 „Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych”. Dla celów wyliczenia maksymalnej mocy zwarciowej w punktach przyłączenia systemu HVDC należy przyjąć układ sieci prądu przemiennego z włączonymi wszystkimi instalacjami wytwórczymi (lub przynajmniej jednostkami wytwórczymi konwencjonalnymi przyłączonymi do sieci zamkniętej) oraz zamkniętymi podziałami/sprzęgłami w węzłach sieci (lub przynajmniej w najbliższym sąsiedztwie planowanego punktu przyłączenia systemu HVDC), przy zachowaniu bezpiecznych warunków pracy tej sieci. Natomiast dla celów wyliczenia minimalnej mocy zwarciowej w punktach przyłączenia systemu HVDC należy przyjąć układ sieci prądu przemiennego z jak najmniejszą liczbą włączonych instalacji wytwórczych oraz otwartymi podziałami/sprzęgłami w węzłach sieci, przy zachowaniu integralności tej sieci i pokryciu zapotrzebowania odbiorców na moc.

Artykuł 32 ust. 2 – charakterystyka sieci prądu przemiennego

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Systemy HVDC przyłączane do sieci prądu przemiennego muszą posiadać zdolność do pracy:

- a) przy zakresach częstotliwości i w okresach określonych na podstawie art. 11 ust. 1 lub 2 NC HVDC;
- b) przy napięciu w punkcie przyłączenia w zakresie określonym na podstawie art. 18 ust. 1 lub 2 NC HVDC;
- c) w przedziale mocy zwarciowej w miejscu ich przyłączenia ustalonym na podstawie art. 32 ust. 1 NC HVDC, z uwzględnieniem wymaganej wytrzymałości zwarciowej przy zwiarcach trójfazowych i jednofazowych i dopuszczalnego współczynnika zwarcia doziemnego (określonego jako stosunek maksymalnej wartości napięcia fazowego podczas zwarcia z ziemią do wartości znamionowej napięcia fazowego w danym punkcie sieci) równego 1,3 (dla sieci 220 kV i 400 kV) i 1,4 (dla sieci 110 kV).

Dodatkowe wymagania określające zdolność systemów HVDC do pracy, charakterystyczne dla punktów ich przyłączenia do sieci prądu przemiennego, będą ustalane przez właściwego operatora systemu indywidualnie dla każdego systemu HVDC.

Artykuł 36 ust. 1 – zmiany trybów i nastawień zabezpieczeń i regulacji

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

System HVDC musi posiadać zdolność do zmiany nastawień trybów regulacji i nastawień zabezpieczeń w stacji przekształtnikowej HVDC.

Artykuł 36 ust. 3 – zdalne zmiany trybów i nastawień regulacji

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu



System HVDC musi zapewniać możliwości zmiany trybów regulacji i ich nastawień zdalnie z ośrodków dyspozycji mocy właściwego operatora systemu lub właściwego OSP.

Artykuł 40 ust. 1 lit. c) – automatyczne odłączenie przy zaburzeniach napięcia

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego, który ma przyłączyć HVDC do sieci stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji, musi posiadać zdolność do automatycznego odłączenia w przypadku wystąpienia napięcia w przyłączy HVDC wykraczającego poza zakresy wynikające z lit. a) i b). Warunki i ustawienia dla automatycznego odłączenia będą uzgadniane przez właściwego operatora systemu i właściciela systemu HVDC, właściwym OSP i właścicielem modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego indywidualnie dla każdego modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego.

Artykuł 40 ust. 2 lit. b) pkt i – zdolność do generacji mocy biernej

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego muszą posiadać zdolność do generacji mocy biernej w funkcji zmieniającego się napięcia w punkcie przyłączenia, o kształcie profilu U-Q/Pmax, zgodnym z ustalonym na podstawie art. 21 ust. 3 lit. b) pkt i) NC RfG. Modyfikacje kształtu profilu U-Q/Pmax, z zachowaniem zakresów zgodnych z Tabelą 11 załącznika VII NC HVDC, będą ustalane indywidualnie dla każdej instalacji pomiędzy właściwym OSP, właściwym operatorem systemu i właścicielem modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, jeśli będzie to konieczne w celu zachowania lub przywrócenia bezpieczeństwa pracy sieci prądu przemiennego. Jeżeli modyfikacja profilu U-Q/Pmax będzie możliwa pod względem ekonomicznym i technicznym, właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego nie może bez uzasadnienia odmówić zgody.

Artykuł 40 ust. 2 lit. b) pkt ii – uzupełniająca moc bierna

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, których punkt przyłączenia nie znajduje się na zaciskach wysokiego napięcia transformatora blokowego doprowadzającego do poziomu napięcia punktu przyłączenia, ani na zaciskach prądnicy, w przypadku gdy nie występuje transformator blokowy musi zostać zapewniona uzupełniająca moc bierna. Wartość tej mocy będzie ustalana przez właściwego operatora systemu indywidualnie dla każdego modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego.

Artykuł 41 ust. 1 – synchronizowanie z siecią prądu przemiennego

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego musi posiadać zdolność do ograniczania wszelkich zmian napięcia podczas synchronizacji z siecią prądu przemiennego do poziomu nieprzekraczającego 5% poziomu napięcia przed synchronizacją, w czasie nie dłuższym niż wynikający z dynamiki regulacji napięcia, zgodnym z ustalonym na podstawie art. 21 ust. 3 lit. d) pkt iv) NC RfG z oknem pomiaru napięcia nie krótszym niż czas t_2 określony na podstawie art. 21 ust. 3 lit. d) pkt iv) NC RfG.

Artykuł 41 ust. 2 – sygnały wyjściowe

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego przekazuje sygnały wyjściowe zgodne z ustalonymi na podstawie art. 14 ust. 5 lit. d) pkt ii) NC RfG.

Artykuł 42 lit. a) – metoda wyliczania maksymalnej i minimalnej mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Obliczenia zwarciowe należy wykonać z uwzględnieniem normy PN-EN 60909 „Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych”. Dla celów wyliczenia maksymalnej mocy zwarciowej na przyłączy HVDC należy przyjąć układ sieci prądu przemiennego z włączonymi wszystkimi instalacjami wytwórczymi (lub przynajmniej jednostkami wytwórczymi konwencjonalnymi przyłączonymi do sieci zamkniętej) oraz zamkniętymi podziałami/sprzęgłami w węzłach sieci (lub przynajmniej w najbliższym sąsiedztwie planowanego przyłącza HVDC modułu), przy zachowaniu bezpiecznych warunków pracy tej sieci. Natomiast dla celów wyliczenia minimalnej mocy zwarciowej na przyłączy HVDC należy przyjąć układ sieci prądu przemiennego z jak najmniejszą liczbą włączonych instalacji wytwórczych oraz otwartymi podziałami/sprzęgłami w węzłach sieci, przy zachowaniu integralności tej sieci i pokryciu zapotrzebowania odbiorców na moc.

Artykuł 42 lit. b) – charakterystyka sieci prądu przemiennego

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego muszą posiadać zdolność do stabilnej pracy:

- a) przy zakresach częstotliwości w sieci prądu przemiennego i w okresach ustalonych na podstawie art. 39 ust. 2 lit. a) lub b) NC HVDC;
- b) przy napięciu na przyłączy HVDC w zakresie ustalonych na podstawie art. 40 ust. 1 lit. a) lub b) NC HVDC;
- c) w przedziale mocy zwarciowej w miejscu ich przyłączenia ustalonych na podstawie art. 42 lit. a) NC HVDC, z uwzględnieniem wymaganej wytrzymałości zwarciowej przy zwarciach trójfazowych i jednofazowych i dopuszczalnego współczynnika zwarcia doziemnego (określonego jako stosunek maksymalnej wartości napięcia fazowego podczas zwarcia z ziemią do wartości znamionowej napięcia fazowego w danym punkcie sieci) równego 1,3 (dla sieci 220 kV i 400 kV) i 1,4 (dla sieci 110 kV).

Dodatkowe wymagania określające zdolność modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego do pracy, charakterystyczne dla lokalizacji ich przyłącza HVDC, będą ustalane przez właściwego operatora systemu indywidualnie dla każdego modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego.

Artykuł 44 – zmiany napięcia w sieci podczas włączania

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Właściciel modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego gwarantuje, że przyłączenie jego modułu do sieci prądu przemiennego nie spowoduje zakłócenia ani wahania napięcia w tej sieci (wyznaczanych w punkcie przyłączenia):

1. moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego nie może powodować nagłych zmian i skoków wartości napięcia w punkcie przyłączenia przekraczających 3%. W przypadku, gdy zakłócenia te mają charakter powtarzający się, dopuszczalne poziomy i częstotliwości nagłych zmian i skoków wartości napięcia wywołanych pracą modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego będą ustalane przez właściwego operatora systemu, indywidualnie dla każdego modułu;
2. udział modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego przyłączonego do sieci zamkniętej w całkowitych wahaniami napięcia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego (Pst) i długookresowego (Plt) współczynnika migotania światła ponad wartość tła, nie powinien przekroczyć:
 - a. $Pst < 0,35$ dla sieci 110 kV i $Pst < 0,30$ dla sieci 220 kV i 400 kV;
 - b. $Plt < 0,25$ dla sieci 110 kV i $Plt < 0,20$ dla sieci 220 kV i 400 kV;
3. moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego nie powinien powodować obecności harmonicznego napięcia o wartościach przekraczających dopuszczalne, o których mowa w normie PN-EN 50160 „Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych”;

Podane powyżej wartości współczynników jakości energii powinny być spełnione w okresie tygodnia z prawdopodobieństwem 99%.

Moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar wartości skutecznej napięcia i prądu, wskaźników wahań napięcia i harmonicznego napięcia i prądu w klasie pomiarowej A) oraz system teletransmisji danych do właściwego operatora systemu;

Moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego w przypadku niedotrzymania powyższych standardów jakości energii może zostać wyłączony, na polecenie właściwego operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

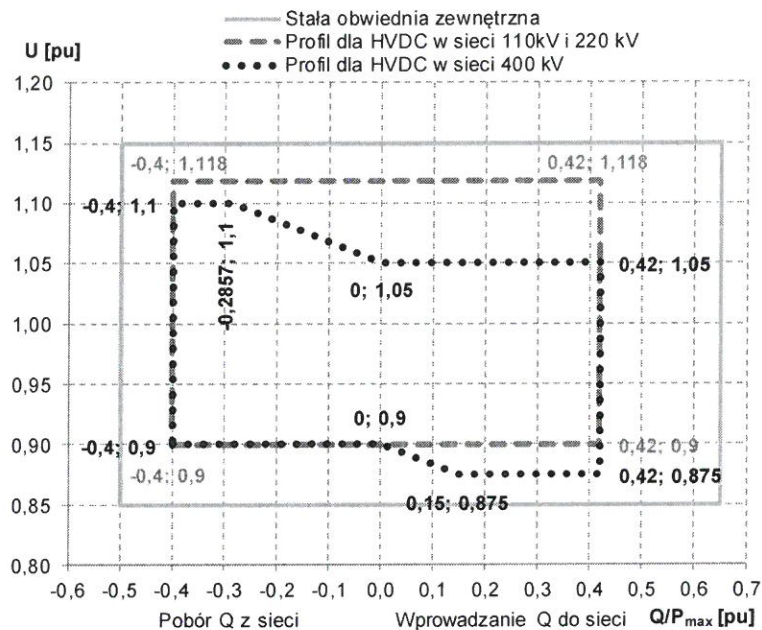
Artykuł 48 ust. 2 lit. a) i lit. b) – zdolność do zapewnienia wymiany mocy biernej z siecią prądu przemiennego

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Stacja przekształtnikowa HVDC w oddalonej lokalizacji musi posiadać zdolności do zapewnienia wymiany mocy biernej z siecią prądu przemiennego przy maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC w granicach profilu U-Q/Pmax określonego na wykresie poniżej. Regulacja mocy biernej powinna być możliwa autonomicznie oraz w koordynacji z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej w sieci prądu przemiennego. Operator systemu zastrzega sobie prawo do modyfikacji przedstawionego profilu U-Q/Pmax w ramach maksymalnych wartości oraz stałej obwiedni

zewnątrznej przewidzianych w Tabeli 14 w Załączniku VIII do NC HVDC, w przypadku gdy potrzebę taką wykaże ekspertyza wpływu przyłączonej stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji na system elektroenergetyczny.

Profile U-Q/Pmax, o których mowa w art. 48.



Rysunek: Profil U-Q/Pmax stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji. U – napięcie w punkcie przyłączenia, Q/Pmax – stosunek mocy biernej zapewnianej przez tę stację dla sieci prądu przemiennego do jej maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej.

Maksymalny zakres Q/Pmax	Maksymalny zakres wartości napięcia (pu) w stanie ustalonym
0,82	0,225

Tabela: Maksymalny zakres zarówno Q/Pmax, jak i napięcia w stanie ustalonym dla stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji.

Artykuł 50 – zmiany napięcia w sieci podczas włączania

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Właściciel stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji gwarantuje, że przyłączenie jego stacji do sieci prądu przemiennego nie spowoduje zakłócenia ani wahania napięcia w tej sieci (wyznaczanych w punkcie przyłączenia):

1. stacja przekształtnikowa HVDC w oddalonej lokalizacji nie może powodować nagłych zmian i skoków wartości napięcia w punkcie przyłączenia przekraczających 3%. W przypadku, gdy zakłócenia te mają charakter powtarzający się, dopuszczalne poziomy

- i częstości nagłych zmian i skoków wartości napięcia wywołanych pracą stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji będą ustalane przez właściwego operatora systemu w uzgodnieniu z właścicielem stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji, indywidualnie dla każdej stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji;
2. udział stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji przyłączonej do sieci zamkniętej w całkowitych wahaniami napięcia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego (Pst) i długookresowego (Plt) współczynnika migotania światła ponad wartość tła, nie powinien przekroczyć:
 - a. $Pst < 0,35$ dla sieci 110 kV i $Pst < 0,30$ dla sieci 220 kV i 400 kV;
 - b. $Plt < 0,25$ dla sieci 110 kV i $Plt < 0,20$ dla sieci 220 kV i 400 kV;
 3. stacja przekształtnikowa HVDC w oddalonej lokalizacji nie powinny powodować obecności harmonicznego napięcia o wartościach przekraczających dopuszczalne, o których mowa w PN-EN 50160 „Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych”;

Podane powyżej wartości współczynników jakości energii powinny być spełnione w okresie tygodnia z prawdopodobieństwem 99%.

Stacja przekształtnikowa HVDC w oddalonej lokalizacji powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar wartości skutecznej napięcia i prądu, wskaźników wahań napięcia i harmonicznego napięcia i prądu w klasie pomiarowej A) oraz system teletransmisji danych do właściwego operatora systemu;

Stacja przekształtnikowa HVDC w oddalonej lokalizacji w przypadku niedotrzymania powyższych standardów jakości energii może zostać wyłączona, na polecenie właściwego operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

Artykuł 51 ust. 1 – priorytetyzacja działania systemu sterowania jednostki przekształtnikowej HVDC

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Właściciel systemu HVDC organizuje funkcjonalność i nastawienia systemu sterowania zapewniające następującą hierarchię działań, podaną w malejącej kolejności ważności:

- a) działania w celu pozostania systemu HVDC w pracy podczas zakłóceń w sieci prądu przemiennego, w tym szybki prąd zwarciovowy;
- b) działania w celu zachowania lub przywrócenia bezpieczeństwa pracy sieci prądu przemiennego, w tym regulacja mocy czynnej do celów pomocy w nadzwyczajnych sytuacjach (m.in. inercja syntetyczna, tłumienie oscylacji mocy, tłumienie podsynchronicznych interakcji skrętnych), wsparcie częstotliwości (FSM, LFSM-O, LFSM-U);
- c) regulacja napięcia i mocy biernej w koordynacji z nadrzędnymi układami regulacji sieci prądu przemiennego, w tym ze zdalną zmianą trybów i parametrów regulacji;
- d) regulacja mocy czynnej w koordynacji z nadrzędnymi układami regulacji sieci prądu przemiennego, w tym ze zdalną zmianą parametrów regulacji;

- e) lokalna regulacja napięcia i mocy biernej oraz regulacja mocy czynnej;
- f) działania poawaryjne w celu odbudowy sieci prądu przemiennego, w tym rozruch autonomiczny.

Artykuł 53 ust. 4 – alarm detekcji oscylacji

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Urządzenia służące do rejestracji i monitorowania dynamicznego zachowania systemów HVDC muszą posiadać alarm oscylacji w celu detekcji słabo tłumionych oscylacji mocy czynnej o częstotliwościach w zakresie określonym na podstawie art. 30 NC HVDC. Pobudzenie alarmu następuje po przekroczeniu ustawionego progu dopuszczalnego poziomu oscylacji mocy czynnej przesyłanej przez system HVDC, przy jednoczesnej kontroli wartości współczynnika tłumienia tych oscylacji. Ustawienia kryteriów aktywacji alarmu będą określone przez właściwego operatora systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, indywidualnie dla każdego systemu HVDC.

Artykuł 54 ust. 1 – dostarczenie modeli symulacyjnych

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Właściciel systemu HVDC musi dostarczyć właściwemu operatorowi systemu modele symulacyjne, które właściwie odzwierciedlają zachowanie systemu HVDC w stanach symetrycznych i niesymetrycznych zarówno dla symulacji w stanie ustalonym i symulacji dynamicznych (dla częstotliwości 50 Hz), jak i dla symulacji elektromagnetycznych stanów przejściowych. W przypadku zmiany parametrów systemu HVDC właściciel systemu musi dostarczyć właściwemu operatorowi systemu zaktualizowane modele symulacyjne. O ile OSP lub właściwy operator systemu nie postanowi inaczej, format przekazania modeli oraz dotyczącej ich dokumentacji powinny być zgodne ze standardem CGMES 2.4.15 lub nowszym. Dokumentacja powinna w sposób pełny określać strukturę i funkcjonalność elementów składowych modeli, z poszanowaniem przepisów ust. 2.

Artykuł 54 ust. 5 – równoważny model układu regulacji dla zidentyfikowanych interakcji regulacyjnych

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Właściciel systemu HVDC dostarcza model układu regulacji, w przypadku gdy mogą występować niekorzystne interakcje regulacyjne ze stacjami przekształtnikowymi HVDC i innymi przyłączonymi instalacjami w bliskim sąsiedztwie elektrycznym. Model musi zawierać wszystkie niezbędne dane do celów realistycznej symulacji niekorzystnych interakcji regulacyjnych, z uwzględnieniem wymogów wynikających z art. 29 ust. 1 i art. 54 ust. 1 NC HVDC.

Załącznik III Tabela 4 – zakresy napięcia dla systemów HVDC przyłączanych do sieci 110 kV i 220 kV

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Zakresy napięcia, o których mowa w art. 18.

Zakres napięcia	Czas pracy
1,118 ÷ 1,15 pu	60 minut

Tabela: Minimalne czasy, w których system HVDC musi być zdolny do pracy przy wartościach napięcia odbiegających od referencyjnej wartości 1 pu w punktach przyłączenia, bez odłączenia od sieci prądu przemiennego, w ograniczeniu do systemów HVDC przyłączanych do sieci 110 kV i 220 kV.

Załącznik VII Tabela 9 – zakresy napięcia dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego przyłączanych do sieci 110 kV i 220 kV

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Zakresy napięcia, o których mowa w art. 40.

Zakres napięcia	Czas pracy
1,118 pu ÷ 1,15 pu	60 minut

Tabela: Minimalne czasy, w których moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego musi być zdolny do pracy przy wartościach napięcia odbiegających od referencyjnej wartości 1 pu bez odłączenia od sieci prądu przemiennego, w ograniczeniu do modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego przyłączanych do sieci 110 kV i 220 kV.

Załącznik VII Tabela 10 – zakresy napięcia dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego przyłączanych do sieci 400 kV

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Zakresy napięcia, o których mowa w art. 40.

Zakres napięcia	Czas pracy
1,05 pu ÷ 1,10 pu	60 minut
1,10 pu ÷ 1,15 pu	Nie definiuje się minimalnego czasu pracy

Tabela: Minimalne czasy, w których moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego musi być zdolny do pracy przy wartościach napięcia odbiegających od referencyjnej wartości 1 pu bez odłączenia od sieci prądu przemiennego, w ograniczeniu do modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego przyłączanych do sieci 400 kV.

Załącznik VIII Tabela 12 – zakresy napięcia dla stacji przekształtnikowych HVDC w oddalonej lokalizacji przyłączanych do sieci 110 kV i 220 kV

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Zakresy napięcia, o których mowa w art. 40.

Zakres napięcia	Czas pracy
1,10 pu ÷ 1,12 pu	nieograniczony
1,12 pu ÷ 1,15 pu	60 minut

Tabela: Minimalne czasy, w których stacja przekształtnikowa HVDC w oddalonej lokalizacji musi być zdolna do pracy przy wartościach napięcia odbiegających od referencyjnej wartości 1 pu bez odłączenia od sieci prądu przemiennego, w ograniczeniu do stacji przekształtnikowych HVDC w oddalonej lokalizacji przyłączanych do sieci 110 kV i 220 kV.

Załącznik VIII Tabela 13 – zakresy napięcia stacji przekształtnikowych HVDC w oddalonej lokalizacji przyłączanych do sieci 400 kV

- Podmiot odpowiedzialny: właściwy operator systemu

Zakresy napięcia, o których mowa w art. 40.

Zakres napięcia	Czas pracy
1,05 pu ÷ 1,10 pu	60 minut
1,10 pu ÷ 1,15 pu	Nie definiuje się minimalnego czasu pracy

Tabela: Minimalne czasy, w których stacja przekształtnikowa HVDC w oddalonej lokalizacji musi być zdolna do pracy przy wartościach napięcia odbiegających od referencyjnej wartości 1 pu bez odłączenia od sieci prądu przemiennego, w ograniczeniu do stacji przekształtnikowych HVDC w oddalonej lokalizacji przyłączanych do sieci 400 kV.

