PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
DRE.WOSE.7128.384.4.2018.2019.ZJ

Warszawa, dnia 20 marca 2019 r.

DECYZJA

Na podstawie art. 5 ust. 1 i ust. 4 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) w związku z art. 9 ga oraz art. 30 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz.U. z 2018 r. poz. 755 ze zm.) oraz z art. 104 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. - - Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2018 r., poz. 2096, z późn. zm.),

po rozpatrzeniu wniosku:

Polskie Sieci Elektroenergetyczne
Spółka Akcyjna
z siedzibą w Konstancinie-Jeziornie,

zwanego dalej „Przedsiębiorstwem"

z dnia 24 września 2018 r., znak: DP-PR-WK.070.1.2018.10, zwanego dalej „Wnioskiem", 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. 4 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 (UE) 2016/1447"),

zatwierdzam

wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, określone przez Przedsiębiorstwo w dokumencie zatytułowanym: „Wymogi ogólnego stosowania wynikające 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)" z dnia 4 lutego 2019 r., stanowiącym załącznik nr 1 do niniejszej decyzji.

UZASADNIENIE

Rozporządzeniem (UE) 2016/1447 ustanowiony został kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego. Rozporządzenie to określa wymogi w zakresie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej: systemów HVDC łączących obszary synchroniczne lub obszary regulacyjne, w tym systemów back-to-back; systemów HVDC łączących moduły parku energii z siecią przesyłową lub siecią dystrybucyjną; osadzonych systemów HVDC w ramach jednego obszaru regulacyjnego, które są przyłączone do sieci przesyłowej oraz osadzonych systemów HVDC w ramach jednego obszaru regulacyjnego, które są przyłączone do sieci dystrybucyjnej, jeśli właściwy operator systemu przesyłowego wykaże, że wywołują one skutki transgraniczne - przy dokonywaniu tej oceny właściwy operator systemu przesyłowego bierze pod uwagę długoterminowy rozwój sieci.

Zapisy i wymogi NC HVDC dotyczą nowych systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego oraz systemów i modułów już istniejących, o ile podlegać będą modernizacji w takim stopniu, że dotycząca ich umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona (art. 4. ust. 1 lit. a).

W art. 5 ust. 1 Rozporządzenie (UE) 2016/1447 stanowi, że wymogi ogólnego stosowania określone przez właściwych operatorów systemów lub operatora systemu przesyłowego (dalej: OSP) podlegają zatwierdzeniu przez podmiot wyznaczony przez państwo członkowskie i są publikowane. Podmiotem wyznaczonym jest organ regulacyjny, chyba że państwo członkowskie postanowi inaczej.

Operatorzy zobowiązani zostali na mocy art. 5 ust. 3 lit. e przeprowadzić konsultacje propozycji brzmienia wymogów z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych, przed przedłożeniem wymogów ogólnego stosowania organom regulacyjnym do zatwierdzenia.

Jednocześnie w art. 5 ust. 9 Rozporządzenia (UE) 2016/1447 przyznane zostało państwom członkowskim uprawnienie do wskazania, że za określenie wymogów ogólnego stosowania, zamiast operatorów niebędących OSP, odpowiadać będzie OSP. Biorąc pod uwagę brzmienie tego przepisu i toczące się prace nad implementacją art. 5 ust. 9 Rozporządzenia (UE) 2016/1447, zmierzającą do uznania, że to OSP odpowiadał będzie za ustanowienie wymogów dla całego obszaru krajowego systemu elektroenergetycznego, PSE S.A. zastosowały pragmatyczne podejście, polegające na opracowaniu i przeprowadzeniu konsultacji propozycji wymogów w zakresie przyłączania systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego dla sieci dystrybucyjnej i przesyłowej łącznie. Proces konsultacji został zorganizowany i przeprowadzony przez operatora systemu przesyłowego w dniach od 27 marca 2018 r. do 10 maja 2018 r. W ramach procesu konsultacji i opiniowania propozycji wymogów ogólnego stosowania zorganizowane zostały także spotkania z uczestnikami rynku. Uwagi zgłoszone w procesie konsultacji i opiniowania zostały rozpatrzone, odpowiednio uwzględnione, a raport z konsultacji zawierający zgłoszone uwagi i sposób ich uwzględnienia został przedstawiony przez

operatora systemu przesyłowego jako załącznik do wniosku o zatwierdzenie wymogów ogólnego stosowania dla przyłączania do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego.

Ostatecznie 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), zwanej dalej „ustawą zmieniającą ustawę - Prawo energetyczne", którym uzupełniono tekst ustawy – Prawo energetyczne o nowy art. 9ga. Tym samym wypełnione zostało uprawnienie wynikające z art. 5 ust. 9 Rozporządzenia (UE) 2016/1447, do przeniesienia odpowiedzialności za opracowanie wymogów ogólnego stosowania z właściwych operatorów na Przedsiębiorcę, jako OSP.

Przy piśmie z dnia 24 września 2018 r. Przedsiębiorca wyznaczony operatorem systemu przesyłowego na obszarze określonym w udzielonej mu koncesji na przesyłanie energii elektrycznej, tj. na terenie Rzeczypospolitej Polskiej, przedłożył Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE") do zatwierdzenia dokument: „Propozycja OSP 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)", o którym mowa w art. 5 ust. 4 Rozporządzenia (UE) 2016/1447. Następnie, na wezwanie Prezesa URE, w związku z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, Przedsiębiorca przedstawił przy piśmie z dnia 4 lutego 2019 r. dokument: „Wymogi ogólnego stosowania wynikające 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)", który obejmuje wymogi zarówno dla sieci przesyłowej jak i sieci dystrybucyjnej.

Na podstawie zgromadzonego w toku postępowania materiału Prezes URE ustalił co następuje.

Rozporządzenie (UE) 2016/1447 ustanawia kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego. Celem regulacji jest wprowadzenie uczciwych warunków konkurencji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej, zapewnienie bezpieczeństwa systemu oraz integracja odnawialnych źródeł energii elektrycznej, a także ułatwienie obrotu energią elektryczną w całej Unii. Rozporządzenie (UE) 2016/1447 ustanawia również obowiązki zapewniające właściwe wykorzystanie zdolności systemów HVDC oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego przez operatorów systemów w przejrzysty i niedyskryminacyjny sposób, w celu zapewnienia równych szans podmiotom w całej Unii.

Zakres stosowania wymogów dotyczących przyłączenia określony został w art. 3 Rozporządzenia (UE) 2016/1447, którego brzmienie w ust. 1 przesądza, że wymogi dotyczące przyłączenia stosuje się do nowych systemów HVDC łączących obszary synchroniczne lub obszary regulacyjne, w tym systemów back-to-back, nowych

systemów HVDC łączących moduły parku energii z siecią przesyłową lub siecią dystrybucyjną, nowych osadzonych systemów HVDC w ramach jednego obszaru regulacyjnego, które są przyłączone do sieci przesyłowej oraz nowych osadzonych systemów HVDC w ramach jednego obszaru regulacyjnego, które są przyłączone do sieci dystrybucyjnej, jeśli właściwy OSP wykaże, że wywołują one skutki transgraniczne.

Treść ust. 3 tego artykułu wyłącza częściowo spod regulacji Rozporządzenia (UE) 2016/1447 systemy HVDC posiadające co najmniej jedną stację przekształtnikową HVDC należącą do właściwego OSP lub podmiotu sprawującego kontrolę nad właściwym OSP oraz systemy HVDC będące własnością podmiotu bezpośrednio lub pośrednio kontrolowanego przez podmiot, który jednocześnie kontroluje właściwego OSP.

Rozporządzenie (UE) 2016/1447 nie ma także, na mocy art. 3 ust. 7, zastosowania do systemów HVDC, których punkt przyłączenia jest poniżej 110 kV (chyba że właściwy operator systemu przesyłowego wykaże, iż wywołują one skutki transgraniczne) ani do systemów HVDC i modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego przyłączonych do systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych bądź do części systemu przesyłowego lub systemów dystrybucyjnych wysp stanowiących część państw członkowskich, których systemy nie pracują synchronicznie z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej, obszarem synchronicznym Wielkiej Brytanii, nordyckim obszarem synchronicznym, obszarem synchronicznym Irlandii i Irlandii Północnej ani bałtyckim obszarem synchronicznym.

Na mocy art. 4 ust. 2 Rozporządzenia (UE) 2016/1447 system HVDC lub moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego uznaje się za istniejący, a więc zwolniony z obowiązku stosowania nowych wymogów dotyczących przyłączenia, poza wymogami wskazanymi w treści art. 4 ust. 1 tego rozporządzenia, jeżeli były już przyłączone do sieci w dniu wejścia w życie Rozporządzenia (UE) 2016/1447 (tj. do 28 września 2016 r.) lub jeżeli właściciel systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego zawarł ostateczną i wiążącą umowę zakupu podstawowej instalacji wytwórczej lub urządzeń HVDC w terminie do dwóch lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia i powiadomił o zawarciu tej umowy właściwego operatora systemu i właściwego OSP w terminie 30 miesięcy od wejścia w niniejszego rozporządzenia (tj. do dnia 28 marca 2019 r.).

Zakres stosowania poszerzony jest jednak, na mocy zapisów art. 4 ust. 1 lit a), o systemy HVDC lub moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego, jeśli zostają one zmodyfikowane w takim stopniu, że jego umowa przyłączeniowa musi zostać w znacznym stopniu zmieniona. Decyzję w sprawie konieczności zmiany umowy przyłączeniowej oraz zakresu wymogów, które w danym przypadku znajdą zastosowanie, podejmie Prezes URE, po powiadomieniu przez właściwego operatora systemu, zgodnie z procedurą opisaną w w.w. przepisie.

Istniejący system HVDC lub istniejący moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego może zostać objęty wszystkimi lub niektórymi wymogami także w przypadkach szczególnych, na wniosek operatora systemu przesyłowego (art. 4 ust. 1 lit. b)

Rozporządzenia (UE) 2016/1447), zgodnie z procedurą ustanowioną przepisami tego rozporządzenia.

Art. 5 ust. 4 Rozporządzenia (UE) 2016/1447 nakłada na właściwych operatorów systemu obowiązek opracowania, zgodnie z zasadami wskazanymi w art. 5 ust. 3 Rozporządzenia (UE) 2016/1447, propozycji wymogów dla przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego. Wymogi ogólnego stosowania muszą zostać przedłożone do zatwierdzenia podmiotowi wyznaczonemu przez państwo członkowskie, którym jest organ regulacyjny, chyba, że państwo członkowskie postanowi inaczej. Termin przedłożenia wymogów do zatwierdzenia określony został na dwa lata od daty wejścia w życie Rozporządzenia (UE) 2016/1447 i przypadał na dzień 28 września 2018 r. Ze względu na fakt, że Rzeczpospolita Polska nie wyznaczyła innego organu, który miałby zatwierdzić wymogi ogólnego stosowania, w ww. terminie przedmiotowe wymogi zostały przedłożone do zatwierdzenia Prezesowi URE.

Wymogi ogólnego stosowania dla przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego zostały przedłożone przez Przedsiębiorcę, będącego operatorem systemu przesyłowego do zatwierdzenia organowi regulacji – Prezesowi URE. W toku postępowania, na wezwanie Prezesa URE, wymogi złożone przy Wniosku zostały uzupełnione w takim zakresie, że obecnie uwzględniają także te wymogi, które zgodnie z Rozporządzeniem (UE) 2016/1447 zobowiązani byli opracować operatorzy systemów dystrybucyjnych, jako właściwi operatorzy systemu. Treść tych wymogów jest tożsama z propozycją wymogów ogólnego stosowania, która została opracowana przez Przedsiębiorcę po przeprowadzonym procesie konsultacji i udostępniona na stronie internetowej PSE S.A. na potrzeby wykorzystania przez operatorów systemów dystrybucyjnych w celu przedłożenia wymogów ogólnego stosowania do zatwierdzenia przez Prezesa URE.

W toku postępowania organ ocenił, że propozycja wymogów ogólnego stosowania dla przyłączania do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego przedłożona została zgodnie z procedurą i w terminie określonym w art. 5 ust. 4 Rozporządzenia (UE) 2016/1447, stanowiła przedmiot konsultacji z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych, czym wypełniony został przepis art. 5 ust. 3 tego rozporządzenia, oraz nie sprzeciwia się innym jego przepisom. Ponadto w toku postępowania Przedsiębiorca wypełnił obowiązek ciążący na nim na mocy art. 9ga ustawy – Prawo energetyczne przedkładając wymogi ogólnego stosowania w rozumieniu art. 5 Rozporządzenia (UE) 2016/1447 zarówno dla sieci przesyłowej jak i dla sieci dystrybucyjnych.

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. 479^{46} pkt 1 i art. 479^{47} § 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 przepisanym 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. 479^{49} 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 2018 r. poz. 300, 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).
5. Na podstawie art. 5 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 2016/1447 wymogi ogólnego stosowania, po ich zatwierdzeniu, podlegają obowiązkowi publikacji.

Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki
z upoważnienia

/-/ Adam Dobrowolski

Uiszczono opłatę skarbową w wysokości 10 zł
w dniu 31 sierpnia 2018 roku
na rachunek 95 1030 1508 0000 0005 5002 4055

/-/ Zofia Janiszewska

Otrzymuje:

PSE S.A.
ul. Warszawska 165
05-520 Konstancin-Jeziorna

ZAŁĄCZNIK Nr 1
DO DECYZJI PREZESA URE
z dnia 20 marca 2019 r.
nr DRE.WOIE.7188.384.4.2018.2019.ZY

Wymogi ogólnego stosowania wynikające 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)

PSE S.A.

Konstancin - Jeziorna, dn. 04-02-2019 r.

Poświadczenie za zgodność z oryginałem
NADCA PREZESA
Zofia Janiszewska

Spis treści

WSTĘP 5
WYMOGI OGÓLNEGO STOSOWANIA 6
Artykuł 11 ust. 3 – automatyczne odłączenie przy zaburzeniach częstotliwości 6
Artykuł 11 ust. 4 – dopuszczalna redukcja mocy czynnej przy zaburzeniach częstotliwości 6
Artykuł 13 ust. 1. lit. a) pkt iii – maksymalna zwłoka czasowa dostosowywania poziomu przesyłanej mocy czynnej 6
Artykuł 13 ust. 1 lit. b) – zdolność do modyfikowania poziomu przesyłanej mocy czynnej w następstwie zakłóceń w sieci prądu przemiennego 6
Artykuł 13 ust. 3 – automatyczne działania zaradcze funkcji regulacyjnych 6
Artykuł 14 ust. 1 – zdolność do zapewniania inercji syntetycznej 7
Artykuł 18 ust. 1 – napięcie referencyjne 7
Artykuł 18 ust. 3 – automatyczne odłączenie przy zaburzeniach napięcia 7
Artykuł 19 ust. 1 – szybki prąd zwarciowy (zwarcia symetryczne) 7
Artykuł 19 ust. 3 – szybki prąd zwarciowy (zwarcia niesymetryczne) 7
Artykuł 20 ust. 1 – zdolność do zapewnienia wymiany mocy biernej z siecią prądu przemiennego 8
Artykuł 22 ust. 1 – tryby regulacji mocy biernej 8
Artykuł 22 ust. 3 lit. a) – napięcie zadane dla trybu regulacji napięcia 9
Artykuł 22 ust. 3 lit. b) – strefa nieczułości regulacji napięcia 9
Artykuł 22 ust. 3 lit. c) pkt i – dynamika regulacji napięcia (czas t_1) 9
Artykuł 22 ust. 3 lit. c) pkt ii – dokładność i dynamika regulacji napięcia (czas t_2) 9
Artykuł 22 ust. 3 lit. d) – zakres i skok regulacji napięcia 9
Artykuł 22 ust. 6 – zdalna regulacja mocy biernej 10
Artykuł 24 – maksymalny dopuszczalny poziom zakłóceń i wahań napięcia w punkcie przyłączenia 10
Artykuł 25 ust. 1 – profil napięciowy wymaganego obszaru pracy systemu HVDC podczas zwarcia symetrycznego w sieci prądu przemiennego 11
Artykuł 25 ust. 6 – zdolność do pozostania w pracy podczas zwarcia niesymetrycznego w sieci prądu przemiennego 12
Artykuł 26 – pozakłóceniowe odtwarzanie poziomu przesyłanej mocy czynnej 12
Artykuł 28 – podawanie napięcia na stacje przekształtnikowe HVDC i ich synchronizowanie 12
Artykuł 30 – zdolność tłumienia oscylacji mocy 12
Artykuł 31 ust. 2 – badania dotyczące podsynchronicznych interakcji skrętnych 13

Spis treści

Artykuł 32 ust. 1 – metoda wyliczania maksymalnej i minimalnej mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia 13
Artykuł 32 ust. 2 – charakterystyka sieci prądu przemiennego 13
Artykuł 33 ust. 2 – zmiany napięcia w sieci prądu przemiennego podczas włączania lub wyłączania 14
Artykuł 35 ust. 2 – priorytetyzacja działania zabezpieczeń i regulacji 14
Artykuł 36 ust. 1 – zmiany trybów i nastawień zabezpieczeń i regulacji 14
Artykuł 36 ust. 3 – zdalne zmiany trybów i nastawień regulacji 14
Artykuł 39 ust. 1 lit. b) – skoordynowana regulacja częstotliwości 15
Artykuł 40 ust. 1 lit. c) – automatyczne odłączenie przy zaburzeniach napięcia 15
Artykuł 40 ust. 2 lit. b) pkt i – zdolność do generacji mocy biernej 15
Artykuł 40 ust. 2 lit. b) pkt ii – uzupełniająca moc bierna 15
Artykuł 41 ust. 1 – synchronizowanie z siecią prądu przemiennego 16
Artykuł 41 ust. 2 – sygnały wyjściowe 16
Artykuł 42 lit. a) – metoda wyliczania maksymalnej i minimalnej mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia 16
Artykuł 42 lit. b) – charakterystyka sieci prądu przemiennego 16
Artykuł 44 – zmiany napięcia w sieci podczas włączania 17
Artykuł 48 ust. 2 lit. a) i lit. b) – zdolność do zapewnienia wymiany mocy biernej z siecią prądu przemiennego 17
Artykuł 50 – zmiany napięcia w sieci podczas włączania 18
Artykuł 51 ust. 1 – priorytetyzacja działania systemu sterowania jednostki przekształtnikowej HVDC 19
Artykuł 53 ust. 4 – alarm detekcji oscylacji 20
Artykuł 54 ust. 1 – dostarczenie modeli symulacyjnych 20
Artykuł 54 ust. 5 – równoważny model układu regulacji dla zidentyfikowanych interakcji regulacyjnych 20
Załącznik I Tabela 1 – zakresy częstotliwości 20
Załącznik II Obszar A ust. 1 lit. a) – parametry regulacyjne w trybie FSM 21
Załącznik II Obszar A ust. 1 lit. d) pkt ii – parametry regulacyjne w trybie FSM 22
Załącznik II Obszar B ust. 1 lit. c) – parametry regulacyjne w trybie LFSM-O 22
Załącznik II Obszar B ust. 2 – parametry regulacyjne w trybie LFSM-O 23
Załącznik II Obszar C ust. 1 lit. c) – parametry regulacyjne w trybie LFSM-U 23
Załącznik II Obszar C ust. 2 – parametry regulacyjne w trybie LFSM-U 23
Załącznik III Tabela 4 – zakresy napięcia dla systemów HVDC przyłączanych do sieci 110 kV i 220 kV 24

Spis treści

Załącznik III Tabela 5 – zakresy napięcia dla systemów HVDC przyłączanych do sieci 400 kV 24

Załącznik VII Tabela 9 – zakresy napięcia dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego przyłączanych do sieci 110 kV i 220 kV 25

Załącznik VII Tabela 10 – zakresy napięcia dla modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego przyłączanych do sieci 400 kV 25

Załącznik VIII Tabela 12 – zakresy napięcia dla stacji przekształtnikowych HVDC w oddalonej lokalizacji przyłączanych do sieci 110 kV i 220 kV 25

Załącznik VIII Tabela 13 – zakresy napięcia stacji przekształtnikowych HVDC w oddalonej lokalizacji przyłączanych do sieci 400 kV 26

Wstęp

Niniejsze wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączania do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (dalej: Wymogi), to dokument zawierający rozstrzygnięcia merytoryczne dotyczące wymogów technicznych, wynikających z NC HVDC[1], podlegających zatwierdzeniu przez właściwy organ regulacyjny, do których opracowania PSE S.A. zostały zobowiązane na podstawie NC HVDC oraz art. 9 ga ust. 1 Ustawy Prawo energetyczne[2]. Wymogi ogólnego stosowania, zgodnie z NC HVDC, zobowiązany jest opracować właściwy dla miejsca przyłączenia operator systemu tj. OSP lub OSD, jak i wyznaczony operator systemu przesyłowego. Rzeczpospolita Polska wykorzystała możliwość przeniesienia obowiązku ustanowienia wymogów ogólnego stosowania z właściwych operatorów systemu na PSE S.A. jako operatora systemu przesyłowego, o której mowa w art. 5 ust. 9 NC HVDC. Opracowane przez PSE S.A. Wymogi podlegały procesowi konsultacji z OSD i opiniowania z uczestnikami rynku.

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	podsynchroniczne interakcje skrętne (ang. subsynchronous torsional interaction) zwane też kołysaniami (oscylacjami) podsynchronicznymi (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 zwarciowe 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] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (DZ. U. z 2018 r. poz. 755, z późn. zm.

Wymogi ogólnego stosowania

Artykuł 11 ust. 3 – automatyczne odłączenie przy zaburzeniach częstotliwości

Nie naruszając przepisów ust. 1, system HVDC musi posiadać zdolność do automatycznego odłączenia przy częstotliwościach mniejszych niż 47,5 Hz i większych niż 52,0 Hz.

Artykuł 11 ust. 4 – dopuszczalna redukcja mocy czynnej przy zaburzeniach częstotliwości

Spadkowi częstotliwości poniżej 49,0 Hz w sieci prądu przemiennego, do której system HVDC wprowadza moc czynną z innego obszaru regulacyjnego, nie powinna towarzyszyć redukcja mocy czynnej przesyłanej systemem HVDC w stosunku do punktu pracy. Natomiast przy spadku częstotliwości poniżej 49,0 Hz w sieci, z której system HVDC wyprowadza moc czynną do innego obszaru regulacyjnego, maksymalna dopuszczalna redukcja mocy czynnej przesyłanej systemem HVDC w stosunku do punktu pracy będzie ustalana przez właściwego OSP indywidualnie dla każdego systemu HVDC, w porozumieniu z innymi OSP, na których obszarze znajduje się system HVDC.

Artykuł 13 ust. 1. lit. a) pkt III – maksymalna zwłoka czasowa dostosowywania poziomu przesyłanej mocy czynnej

System HVDC musi posiadać zdolność dostosowania przesyłanej mocy czynnej z maksymalną zwłoką 10 ms po otrzymaniu wniosku od właściwego OSP

Artykuł 13 ust. 1 lit. b) – zdolność do modyfikowania poziomu przesyłanej mocy czynnej w następstwie zakłóceń w sieci prądu przemiennego

System HVDC musi posiadać zdolność do modyfikowania wielkości przesyłanej mocy czynnej w zakresie od minimalnej do maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej z gradientem nastawialnym w zakresie 1 ÷ 1000 MW/s w przypadku zakłóceń w jednej lub większej liczbie sieci prądu przemiennego, do których jest przyłączony. Zwłoka początkowa poprzedzająca rozpoczęcie zmiany nie powinna być dłuższa niż 10 ms od otrzymania sygnału wyzwalającego wysłanego przez właściwego OSP. Wartość gradientu będzie ustalana przez właściwego OSP indywidualnie dla każdego systemu HVDC.

Artykuł 13 ust. 3 – automatyczne działania zaradcze funkcji regulacyjnych

Funkcje regulacyjne systemu HVDC muszą posiadać zdolność podejmowania automatycznych działań zaradczych. Rodzaje funkcji, kryteria wyzwalania i blokowania, będą ustalane przez właściwego OSP indywidualnie dla każdego systemu HVDC.

Kopia z oryginału
PREZES

Artykuł 14 ust. 1 – zdolność do zapewniania inercji syntetycznej

System HVDC nie musi posiadać zdolności do zapewnienia inercji syntetycznej w odpowiedzi na zmiany częstotliwości. OSP ma prawo wymagać od właściciela systemu HVDC posiadania przez system HVDC takiej zdolności, jeśli będzie to konieczne w celu zachowania lub przywrócenia bezpieczeństwa pracy sieci prądu przemiennego. Jeżeli posiadanie takiej zdolności będzie możliwe pod względem ekonomicznym i technicznym, właściciel systemu HVDC nie może bez uzasadnienia odmówić zgody.

Artykuł 18 ust. 1 – napięcie referencyjne

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

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 zwarciowy (zwarcia symetryczne)

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

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

System HVDC musi posiadać zdolność do zapewnienia niesymetrycznego wprowadzania szybkiego prądu zwarciowego w punkcie przyłączenia w przypadku zwarć 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 zwarciowego zostaną określone indywidualnie dla każdego systemu HVDC na podstawie art. 19 ust. 2 lit. b) i c) NC HVDC, przy czym wprowadzanie szybkiego prądu zwarciowego powinno ograniczać się wyłącznie do fazy objętej zwarciem (faz objętych zwarciem).

Udzielono za zgodność z oryginałem

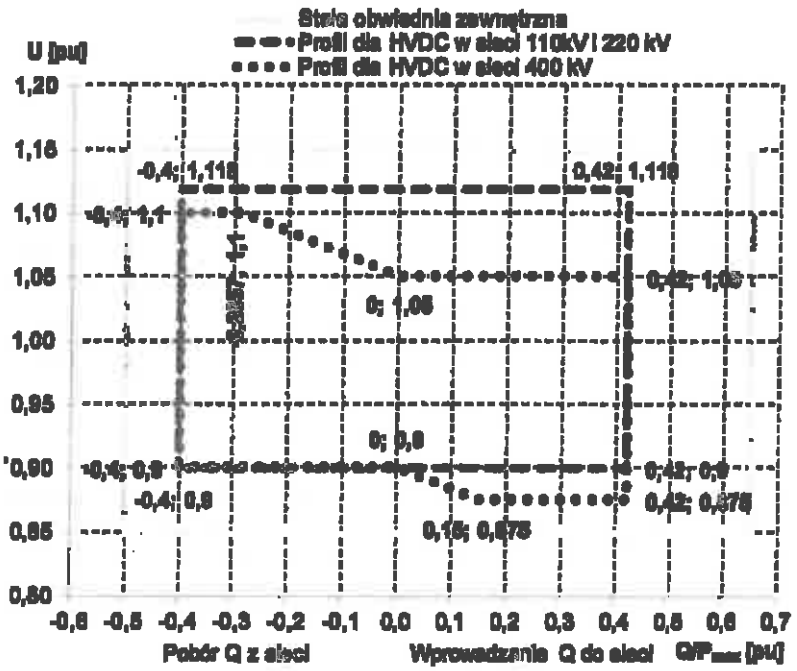
RADCA PREZESA

Wymogi ogólnego stosowania

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

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/Pmax 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/Pmax 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 $U\text{-}Q/P_{max}$, o których mowa w art. 20.



Rysunek: Profile $U\text{-}Q/P_{max}$ 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

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

a) tryb regulacji napięcia;

RADCA PREZESA

b) tryb regulacji mocy biernej;

c) tryb regulacji współczynnika mocy.

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

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

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 ÷ ±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)

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 t1 = 5 s.

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

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

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

RADCA PREZESA

Artykuł 22 ust. 6 – zdalna regulacja mocy biernej

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

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 częstości nagłych zmian i skoków wartości napięcia wywołanych pracą systemu HVDC będą ustalane przez właściwego operatora systemu, indywidualnie dla każdego systemu HVDC;
2. udział systemu HVDC przyłączonego do sieci zamkniętej w całkowitych wahaniach 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";

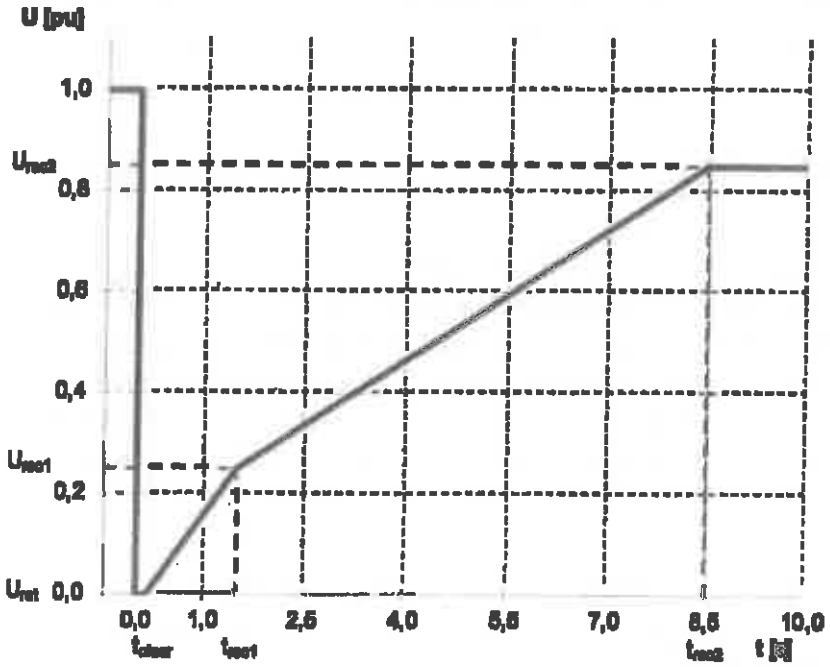
Podane powyżej wartości współczynników jakości energii powinny być spełnione w okresie tygodnia z prawdopodobieństwem 99%.

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 25 ust. 1 – profil napięciowy wymaganego obszaru pracy systemu HVDC podczas zwarcia symetrycznego w sieci prądu przemiennego

Stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność do zachowania połączenia z siecią prądu przemiennego podczas zwarcia symetrycznego w tej sieci oraz kontynuacji stabilnej pracy po wyeliminowaniu tego zakłócenia i przywróceniu normalnych warunków pracy sieci. Zdolność ta dotyczy zwarć, dla których napięcia międzyfazowe w punkcie przyłączenia podczas zwarcia i po zwarciu są nie niższe niż przebieg czasowy napięcia określony poniżej:



Rysunek : Profil pozostania w pracy podczas zwarcia stacji przekształtnikowej HVDC. Uret – napięcie w punkcie przyłączenia w trakcie zwarcia; tclear – chwila czasowa eliminacji zwarcia w sieci prądu przemiennego; Urec1 i trec1 – parametry dolnych wartości granicznych powrotu napięcia po eliminacji zwarcia; Urec2 i trec2 – parametry górnych wartości granicznych powrotu napięcia po eliminacji zwarcia.

Parametry napięcia [pu]		Parametry czasu [s]	
Uret	0,00	tclear	0,15
Urec1	0,25	trec1	1,5
Urec2	0,85	trec2	8,5

Tabela: Parametry w zakresie zdolności stacji przekształtnikowej HVDC do pozostania w pracy podczas zwarcia w sieci prądu przemiennego.

Artykuł 25 ust. 6 – zdolność do pozostania w pracy podczas zwarcia niesymetrycznego w sieci prądu przemiennego

Stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność do zachowania połączenia z siecią prądu przemiennego podczas zwarcia niesymetrycznego (jedno- lub dwufazowego) w tej sieci oraz kontynuacji stabilnej pracy po wyeliminowaniu tego zakłócenia i przywróceniu normalnych warunków pracy sieci. Zdolność ta dotyczy zwarć, dla których napięcia międzyfazowe w punkcie przyłączenia podczas zwarcia i po zwarciu są nie niższe niż przebieg czasowy napięcia określony na podstawie art. 25 ust. 1 NC HVDC, przy czym system HVDC może odłączyć się od sieci podczas zwarcia, gdy choć jedno z napięć międzyfazowych obniży się poniżej tego profilu.

Artykuł 26 – pozakłóceniowe odtwarzanie poziomu przesyłanej mocy czynnej

System HVDC musi posiadać zdolność do zapewnienia odtworzenia, po eliminacji zakłócenia zwarciowego w sieci prądu przemiennego, przesyłania mocy czynnej na poziomie co najmniej 90% wartości przedzakłóceniowej z gradientem określonym na podstawie art. 13 ust. 1 lit. b NC HVDC (o ile jest zachowane połączenia systemu HVDC z siecią prądu przemiennego i nie występują problemy komutacyjne w stacjach przekształtnikowych systemu HVDC). Pozakłóceniowe odtwarzanie mocy czynnej powinno się rozpocząć bezzwłocznie, gdy napięcie w punkcie przyłączenia powróci do 90% wartości przedzakłóceniowej.

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

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 t2 określony na podstawie art. 22 ust. 3 lit. c) pkt ii NC HVDC.

Artykuł 30 – zdolność tłumienia oscylacji mocy

System HVDC musi posiadać zdolność do wspierania tłumienia oscylacji mocy w przyłączonych sieciach prądu przemiennego o częstotliwościach w zakresie do 5 Hz poprzez zarządzanie poziomem mocy przesyłanej przez system.

RADCA PREZESA

Artykuł 31 ust. 2 – badania dotyczące podsynchronicznych interakcji skrętnych

Właściciel systemu HVDC musi przeprowadzić badania dotyczące SSTI w sieci prądu przemiennego, do której ma być przyłączony system HVDC określając:

a. urządzenia prądu przemiennego niezbędne do przeprowadzenia badania;

b. warunki występowania SSTI;

c. źródła SSTI (w szczególności udziału systemu HVDC w SSTI);

d. zasięg SSTI.

Szczegółowe warunki dla przeprowadzenia badania określane są przez właściciela systemu HVDC i uzgadniane z OSP.

Zakres badań powinien obejmować identyfikację i ocenę zagrożeń dla urządzeń przyłączonych do sieci oraz propozycję i ocenę skuteczności środków zaradczych.

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

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

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 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).

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
RADCA PREZESA

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 33 ust. 2 – zmiany napięcia w sieci prądu przemiennego podczas włączania lub wyłączania

Ustala się dopuszczalny limit stanów nieustalonych napięć w punkcie przyłączenia, wywołanych przełączeniem lub odłączeniem stacji przekształtnikowej HVDC będącej częścią jakiegokolwiek wieloterminalowego lub osadzonego systemu HVDC będzie ustalany przez właściwego OSP indywidualnie dla każdego systemu HVDC, przy czym wartość ta nie może przekroczyć 3% wartości napięcia występującej przed przełączeniem lub odłączeniem tej stacji przekształtnikowej HVDC, z uwzględnieniem wymogów określonych na podstawie art. 24 i art. 28.

Artykuł 35 ust. 2 – priorytetyzacja działania zabezpieczeń i regulacji

Właściciel systemu HVDC organizuje funkcjonalność i nastawienia zabezpieczeń i układów regulacji tego systemu zgodnie z następującą kolejnością pierwszeństwa działań, podaną w malejącej kolejności ważności:

a) zabezpieczenie sieci prądu przemiennego i systemu HVDC;

b) regulacja mocy czynnej do celów pomocy w nadzwyczajnych sytuacjach;

c) inercja syntetyczna, w stosownych przypadkach;

d) automatyczne działania zaradcze określone w art. 13 ust. 3;

e) LFSM;

f) FSM i regulacja częstotliwości;

g) ograniczenia gradientu mocy.

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

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

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

Artykuł 39 ust. 1 lit. b) – skoordynowana regulacja częstotliwości

Jeśli na podstawie przepisów art. 15 ust. 1 OSP zdecyduje o wyposażeniu systemu HVDC w niezależny tryb regulacji w celu regulowania generowanej mocy czynnej stacji przekształtnikowej HVDC w zależności od częstotliwości, moduły parku energii z podłączeniem prądu stałego przyłączone poprzez systemy HVDC, które łączą się z więcej niż jednym obszarem regulacyjnym, muszą posiadać zdolność do realizacji skoordynowanej regulacji częstotliwości.

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

Moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego, który ma przyłącze HVDC do sieci stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji, musi posiadać zdolność do automatycznego odłączenia w przypadku wystąpienia napięcia w przyłączu 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

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

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.

Wymogi ogólnego stosowania

Artykuł 41 ust. 1 – synchronizowanie z siecią prądu przemiennego

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 t2 określony na podstawie art. 21 ust. 3 lit. d) pkt iv) NC RfG.

Artykuł 41 ust. 2 – sygnały wyjściowe

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

Obliczenia zwarciowe należy wykonać z uwzględnieniem normy PN-EN 60909 „Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych". Dla celów wyliczenia maksymalnej mocy zwarciowej na przyłączu 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 przyłączu 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

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 przyłączu 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.

RADCA PREZESA

Strona 15 z 26

Artykuł 44 – zmiany napięcia w sieci podczas włączania

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 częstości 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 wahaniach 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 harmonicznych 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 harmonicznych napięcia i prądu w klasie pomiarowej A) oraz system teletransmisji danych do właściwego operatora systemu;

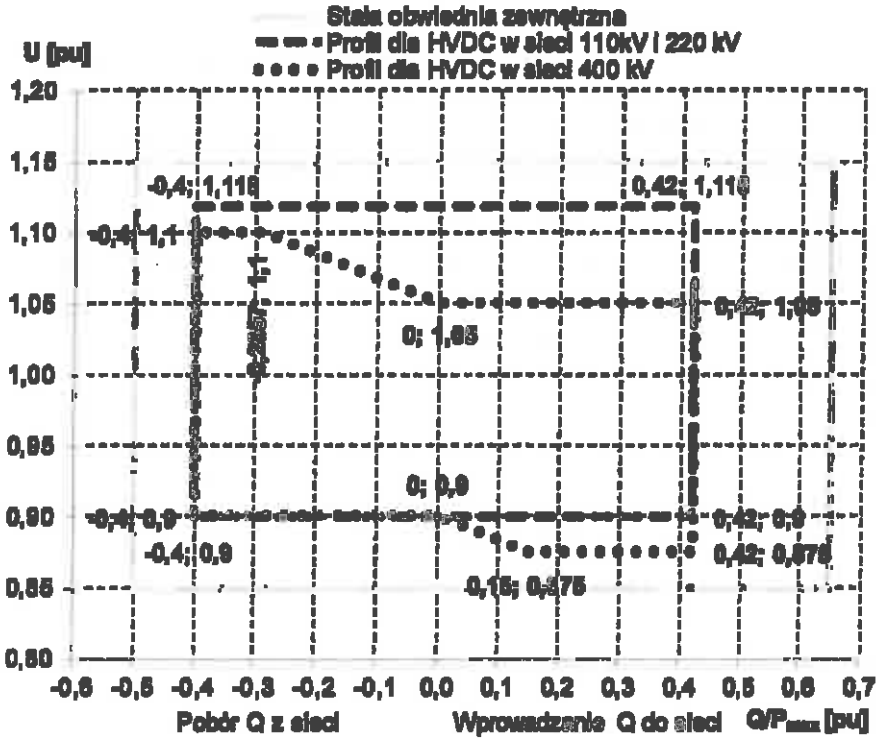
Moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego w przypadku niedotrzymania powyższych standardów jakości energii może zostać wyłączony, na polecenie właściwego operatora systemu, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

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

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. Właściwy operator systemu zastrzega sobie prawo do modyfikacji przedstawionego profilu U-Q/Pmax w ramach maksymalnych wartości oraz stałej obwiedni zewnętrznej przewidzianych w Tabeli 14 w Załączniku VIII do NC HVDC, w przypadku gdy potrzebę

taką wykaże ekspertyza wpływu przyłączanej 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

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 wahaniach 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 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%.

Stacja przekształtnikowe 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 harmonicznych 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

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 zwarciowy;

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

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 określane przez właściwego operatora systemu, w porozumieniu z właściwym OSP, indywidualnie dla każdego systemu HVDC.

Artykuł 54 ust. 1 – dostarczenie modeli symulacyjnych

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

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 I Tabela 1 – zakresy częstotliwości

Zakresy częstotliwości, o których mowa w art. 11.

Zakres częstotliwości	Czas pracy
47,0 Hz + 47,5 Hz	60 s
47,5 Hz + 52,0 Hz	nieograniczony

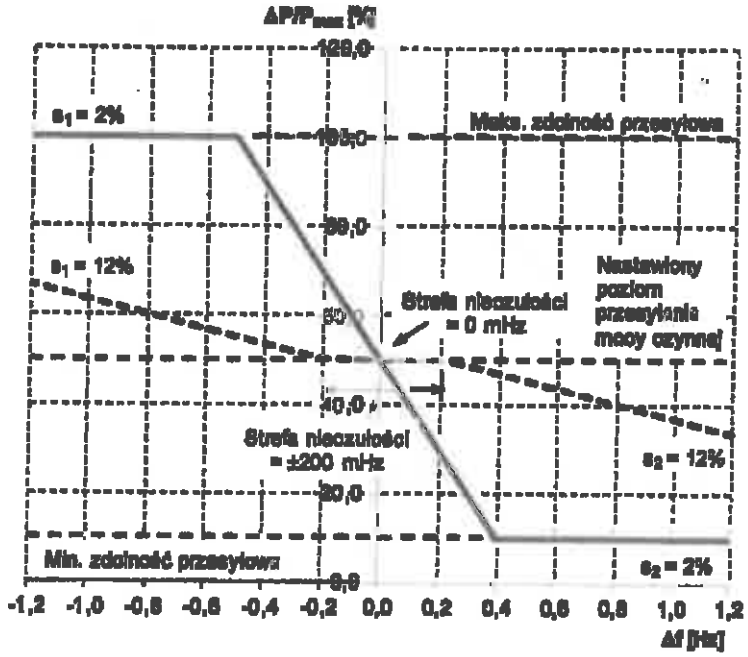
Niniejszy tekst wykonuje, wyłącznie
RADCA PREZESA
Zofia Jarosławska

Tabela: Minimalne czasy, w których system HVDC musi być zdolny do pracy przy różnych częstotliwościach odbiegających od wartości znamionowej, bez odłączenia od sieci.

Załącznik II Obszar A ust. 1 lit. a) – parametry regulacyjne w trybie FSM

System HVDC musi posiadać zdolność do reagowania na odchylenia częstotliwości w każdej przyłączonej sieci prądu przemiennego poprzez dostosowywanie poziomu przesyłanej mocy czynnej, jak to przedstawiono na poniższym rysunku, oraz zgodnie z parametrami określonymi w poniższej tabeli.

W podanych zakresach należy zapewnić możliwość wyboru i ustawiania strefy nieczułości odpowiedzi częstotliwościowej oraz statyzmów s1 i s2.



Rysunek: Zdolność do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej systemów HVDC w trybie FSM ilustrująca przypadki skrajnych, określonych w Tabeli poniżej, wartości strefy nieczułości i statyzmów s1 i s2 (poglądowo przyjęto minimalną zdolność przesyłową mocy czynnej tego systemu równą 10% i nastawiony poziom przesyłania mocy czynnej przez ten system równy 50%; ilustracja dotyczy zdolności do odpowiedzi częstotliwości mocy czynnej systemów HVDC w trybie FSM przy nieczułości dla dodatniej wartości nastawy mocy czynnej – tryb importu).

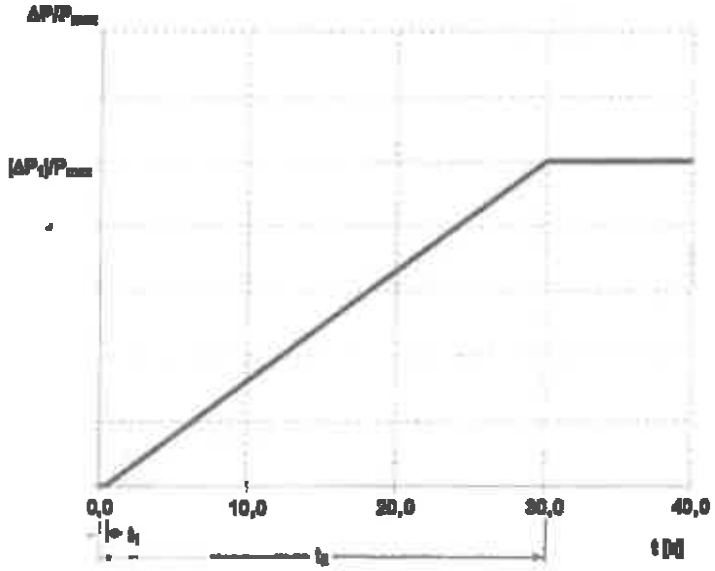
Parametry	Zakresy wartości
Strefa nieczułości odpowiedzi częstotliwościowej	0 ÷ ±200 mHz
Statyzm s1 (regulacja w górę)	2 ÷ 12%
Statyzm s2 (regulacja w dół)	2 ÷ 12%

Niewrażliwość odpowiedzi częstotliwościowej	±10 mHz

Tabela: Parametry dotyczące odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w trybie FSM.

Załącznik II Obszar A ust. 1 lit. d) pkt II – parametry regulacyjne w trybie FSM

Zakresy czasów regulacji, o których mowa w obszarze A ust. 1 lit d) pkt II.



Rysunek: Zdolność do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej systemów HVDC w trybie FSM.

Parametry	Czas
Maksymalna dopuszczalna zwłoka początkowa t1	0,5 s
Maksymalny dopuszczalny czas pełnego uruchomienia t2	30 s

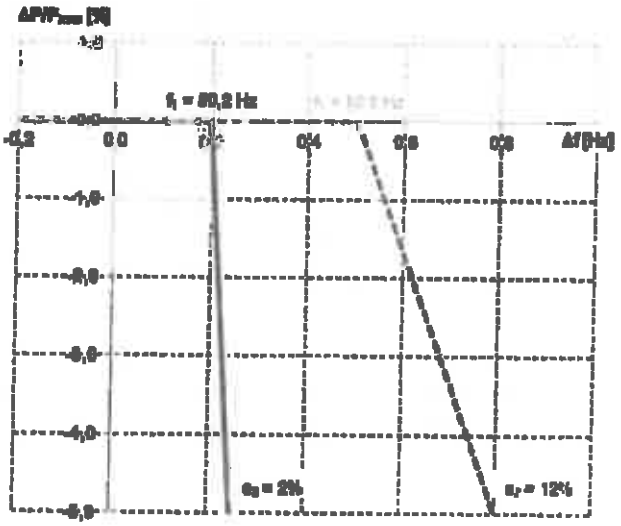
Tabela: Parametry pełnego uruchomienia odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej, wynikającego ze skokowej zmiany częstotliwości.

Załącznik II Obszar B ust. 1 lit. c) – parametry regulacyjne w trybie LFSM-O

Podczas działania w trybie LFSM-O system HVDC musi posiadać zdolność do regulacji odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej tak szybko, jak pozwalają na to możliwości techniczne, przy czym maksymalna dopuszczalna zwłoka początkowa wynosi 0,5 s, a maksymalny dopuszczalny czas pełnego uruchomienia 30 s.

Załącznik II Obszar B ust. 2 – parametry regulacyjne w trybie LFSM-O

Podczas działania w trybie LFSM-O system HVDC musi mieć zdolność do regulacji odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej z siecią lub sieciami prądu przemiennego, zarówno w trakcie importu, jak i eksportu, zgodnie z poniższym rysunkiem przy progu częstotliwości f1 z zakresu 50,2 +50,5 Hz i statyzmie s3 z zakresu 2+12%. W podanych zakresach należy zapewnić możliwość wyboru i ustawiania progu częstotliwości f1 i statyzmu s3. .



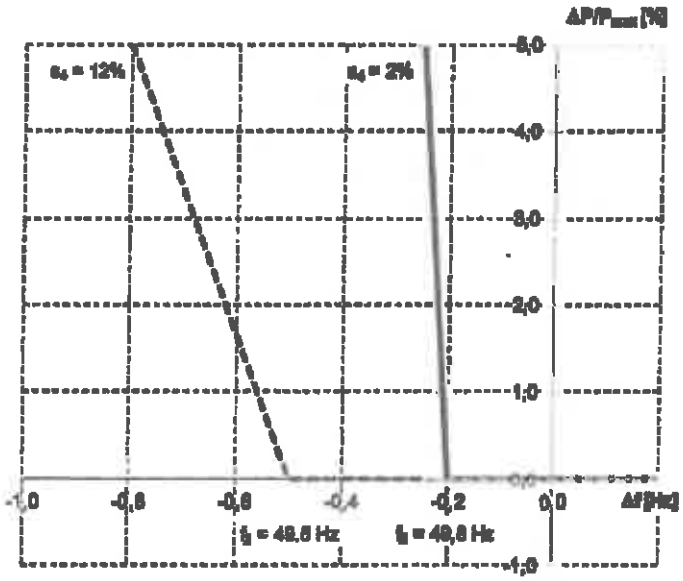
Rysunek: Zdolność do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej systemów HVDC w trybie LFSM-O ilustrująca przypadki skrajnych wartości częstotliwości f1 i statyzmu s3.

Załącznik II Obszar C ust. 1 lit. c) – parametry regulacyjne w trybie LFSM-U

Podczas działania w trybie LFSM-U system HVDC musi mieć zdolność do regulacji odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej tak szybko, jak pozwalają na to możliwości techniczne, przy czym maksymalna dopuszczalna zwłoka początkowa wynosi 0,5 s, a maksymalny dopuszczalny czas pełnego uruchomienia 30 s.

Załącznik II Obszar C ust. 2 – parametry regulacyjne w trybie LFSM-U

Podczas działania w trybie LFSM-U system HVDC musi mieć zdolność do regulacji odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej z siecią lub sieciami prądu przemiennego, zarówno w trakcie importu, jak i eksportu, zgodnie z poniższym rysunkiem przy progu częstotliwości f2 z zakresu 49,8 +49,5 Hz i statyzmie s4 z zakresu 2+12%. W podanych zakresach należy zapewnić możliwość wyboru i ustawiania progu częstotliwości f2 i statyzmu s4.



Rysunek: Zdolność do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej systemów HVDC w trybie LFSM-U ilustrująca przypadki skrajnych wartości częstotliwości f2 i statyzmu s4.

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

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 III Tabela 5 – zakresy napięcia dla systemów HVDC przyłączanych do sieci 400 kV

Zakresy napięcia, o których mowa w art. 18.

Zakres napięcia	Czas pracy
1,05 pu ÷ 1,0875 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 400 kV.

RADCA PREZESA

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

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

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 odłączenie 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

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

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.

Tłumaczenie z języka ukraińskiego
RADCA PREZESA
Zofia Jaworowska