

**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)**

<b>WSTĘP I ZAKRES STOSOWANIA.....</b>	<b>5</b>
<b>WYMOGI OGÓLNEGO STOSOWANIA.....</b>	<b>7</b>
ARTYKUŁ 3 UST. 2 - ZAKRES STOSOWANIA WYMOGÓW DO PARKU ENERGII Z PODŁĄCZENIEM PRĄDU STAŁEGO Z POJEDYNCZYM PUNKTEM PRZYŁĄCZENIA DO SIECI PRZESYŁOWEJ LUB SIECI DYSTRYBUCYJNEJ NIEBĘDĄCEJ CZĘŚCIĄ OBSZARU SYNCHRONICZNEGO .....	7
ARTYKUŁ 11 UST. 3 – AUTOMATYCZNE ODŁĄCZENIE PRZY ZABURZENIACH CZĘSTOTLIWOŚCI.....	7
ARTYKUŁ 11 UST. 4 – DOPUSZCZALNA REDUKCJA MOCY CZYNNEJ PRZY ZABURZENIACH CZĘSTOTLIWOŚCI .....	7
ARTYKUŁ 13 UST. 1. LIT. A) PKT I – WIELKOŚĆ SKOKU DO CELÓW REGULOWANIA PRZESYŁANEJ MOCY CZYNNEJ .....	7
ARTYKUŁ 13 UST. 1. LIT. A) PKT III – MAKSYMALNA ZWŁOKA CZASOWA DOSTOSOWYWANIA POZIOMU PRZESYŁANEJ MOCY CZYNNEJ.....	7
ARTYKUŁ 13 UST. 1 LIT. B) – ZDOLNOŚĆ DO MODYFIKOWANIA POZIOMU PRZESYŁANEJ MOCY CZYNNEJ W NASTĘPSTWIE ZAKŁÓCEŃ W SIECI PRĄDU PRZEMIENNEGO.....	8
ARTYKUŁ 13 UST. 3 – AUTOMATYCZNE DZIAŁANIA ZARADCZE FUNKCJI REGULACYJNYCH.....	8
ARTYKUŁ 14 UST. 1 – ZDOLNOŚĆ DO ZAPEWNIANIA INERCJI SYNTETYCZNEJ.....	8
ARTYKUŁ 16 UST. 1 – ZDOLNOŚĆ DO REGULACJI CZĘSTOTLIWOŚCI .....	8
ARTYKUŁ 18 UST. 1 – NAPIĘCIE REFERENCYJNE .....	8
ARTYKUŁ 18 UST. 3 – AUTOMATYCZNE ODŁĄCZENIE PRZY ZABURZENIACH NAPIĘCIA .....	8
ARTYKUŁ 19 UST. 1 – SZYBKI PRĄD ZWARCIOWY (ZWARCIA SYMETRYCZNE) .....	8
ARTYKUŁ 19 UST. 3 – SZYBKI PRĄD ZWARCIOWY (ZWARCIA NIESYMETRYCZNE).....	8
ARTYKUŁ 20 UST. 1 – ZDOLNOŚĆ DO ZAPEWNIENIA WYMIANY MOCY BIERNEJ Z SIECIĄ PRĄDU PRZEMIENNEGO .....	9
ARTYKUŁ 22 UST. 1 – TRYBY REGULACJI MOCY BIERNEJ .....	11
ARTYKUŁ 22 UST. 3 LIT. A) – WARTOŚĆ ZADANA NAPIĘCIA DLA TRYBU REGULACJI NAPIĘCIA .....	11
ARTYKUŁ 22 UST. 3 LIT. B) – STREFA NIECZUŁOŚCI REGULACJI NAPIĘCIA .....	12
ARTYKUŁ 22 UST. 3 LIT. C) PKT I – DYNAMIKA REGULACJI NAPIĘCIA (CZAS $T_1$ ) .....	12
ARTYKUŁ 22 UST. 3 LIT. C) PKT II – DOKŁADNOŚĆ I DYNAMIKA REGULACJI NAPIĘCIA (CZAS $T_2$ ) .....	12
ARTYKUŁ 22 UST. 3 LIT. D) – ZAKRES I SKOK REGULACJI NAPIĘCIA.....	12
ARTYKUŁ 22 UST. 6 – ZDALNA REGULACJA MOCY BIERNEJ.....	12
ARTYKUŁ 24 – MAKSYMALNY DOPUSZCZALNY POZIOM ZAKŁÓCEŃ I WAHAŃ NAPIĘCIA W PUNKCIE PRZYŁĄCZENIA ...	13
ARTYKUŁ 25 UST. 1 – PROFIL NAPIĘCIOWY WYMAGANEGO OBSZARU PRACY SYSTEMU HVDC PODCZAS ZWARCIA SYMETRYCZNEGO W SIECI PRĄDU PRZEMIENNEGO.....	14
ARTYKUŁ 25 UST. 6 – ZDOLNOŚĆ DO POZOSTANIA W PRACY PODCZAS ZWARCIA NIESYMETRYCZNEGO W SIECI PRĄDU PRZEMIENNEGO .....	15
ARTYKUŁ 26 – POZAKŁÓCENIOWE ODTWARZANIE POZIOMU PRZESYŁANEJ MOCY CZYNNEJ.....	15
ARTYKUŁ 28 – PODAWANIE NAPIĘCIA NA STACJE PRZEKSZTAŁTNIKOWE HVDC I ICH SYNCHRONIZOWANIE.....	15
ARTYKUŁ 30 – ZDOLNOŚĆ TŁUMIENIA OSCYLACJI MOCY.....	15
ARTYKUŁ 31 UST. 2 – BADANIA DOTYCZĄCE PODSYNCHRONICZNYCH INTERAKCJI SKRĘTNYCH .....	15
ARTYKUŁ 32 UST. 1 – METODA WYLICZANIA MAKSYMALNEJ I MINIMALNEJ MOCY ZWARCIOWEJ W PUNKCIE PRZYŁĄCZENIA .....	16

ARTYKUŁ 32 UST. 2 – CHARAKTERYSTYKA SIECI PRĄDU PRZEMIENNEGO .....	17
ARTYKUŁ 33 UST. 2 – ZMIANY NAPIĘCIA W SIECI PRĄDU PRZEMIENNEGO PODCZAS WŁĄCZANIA LUB WYŁĄCZANIA .....	17
ARTYKUŁ 35 UST. 2 – PRIORYTETYZACJA DZIAŁANIA ZABEZPIECZEŃ I REGULACJI .....	17
ARTYKUŁ 36 UST. 1 – ZMIANY TRYBÓW I NASTAW ZABEZPIECZEŃ I REGULACJI .....	18
ARTYKUŁ 36 UST. 3 – ZDALNE ZMIANY TRYBÓW REGULACJI I NASTAW WARTOŚCI ZADANYCH .....	18
ARTYKUŁ 39 UST. 1 LIT. B) – SKOORDYNOWANA REGULACJA CZĘSTOTLIWOŚCI .....	18
ARTYKUŁ 40 UST. 1 LIT. C) – AUTOMATYCZNE ODŁĄCZENIE PRZY ZABURZENIACH NAPIĘCIA.....	18
ARTYKUŁ 40 UST. 2 LIT. B) PKT I – ZDOLNOŚĆ DO GENERACJI MOCY BIERNEJ .....	18
ARTYKUŁ 40 UST. 2 LIT. B) PKT II – UZUPEŁNIAJĄCA MOC BIERNA .....	18
ARTYKUŁ 41 UST. 1 – SYNCHRONIZOWANIE Z SIECIĄ PRĄDU PRZEMIENNEGO .....	19
ARTYKUŁ 41 UST. 2 – SYGNAŁY WYJŚCIOWE .....	19
ARTYKUŁ 42 LIT. A) – METODA WYLICZANIA MAKSYMALNEJ I MINIMALNEJ MOCY ZWARCIOWEJ W PUNKCIE PRZYŁĄCZENIA .....	19
ARTYKUŁ 42 LIT. B) – CHARAKTERYSTYKA SIECI PRĄDU PRZEMIENNEGO .....	20
ARTYKUŁ 44 – MAKSYMALNY DOPUSZCZALNY POZIOM ZAKŁÓCEŃ I WAHAŃ NAPIĘCIA W PUNKCIE PRZYŁĄCZENIA ...	20
ARTYKUŁ 48 UST. 2 LIT. A) I LIT. B) – ZDOLNOŚĆ DO ZAPEWNIENIA WYMIANY MOCY BIERNEJ Z SIECIĄ PRĄDU PRZEMIENNEGO .....	21
ARTYKUŁ 50 – MAKSYMALNY DOPUSZCZALNY POZIOM ZAKŁÓCEŃ I WAHAŃ NAPIĘCIA W PUNKCIE PRZYŁĄCZENIA ...	22
ARTYKUŁ 51 UST. 1 – PRIORYTETYZACJA DZIAŁANIA SYSTEMU STEROWANIA JEDNOSTKI PRZEKSZTAŁTNIKOWEJ HVDC.....	24
ARTYKUŁ 53 UST. 4 – WYZWALACZ OSCYLACYJNY .....	24
ARTYKUŁ 54 UST. 1 – DOSTARCZENIE MODELI SYMULACYJNYCH.....	24
Załącznik I Tabela 1 – ZAKRESY CZĘSTOTLIWOŚCI .....	24
Załącznik II Obszar A UST. 1 LIT. A) – PARAMETRY REGULACYJNE W TRYBIE FSM .....	25
Załącznik II Obszar A UST. 1 LIT. D) PKT II – PARAMETRY REGULACYJNE W TRYBIE FSM .....	25
Załącznik II Obszar B UST. 1 LIT. C) – PARAMETRY REGULACYJNE W TRYBIE LFSM-O.....	26
Załącznik II Obszar B UST. 2 – PARAMETRY REGULACYJNE W TRYBIE LFSM-O .....	26
Załącznik II Obszar C UST. 1 LIT. C) – PARAMETRY REGULACYJNE W TRYBIE LFSM-U.....	27
Załącznik II Obszar C UST. 2 – PARAMETRY REGULACYJNE W TRYBIE LFSM-U .....	27
Załącznik III Tabela 4 – ZAKRESY NAPIĘCIA DLA SYSTEMÓW HVDC PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI 110 kV I 220 kV .....	28
Załącznik III Tabela 5 – ZAKRESY NAPIĘCIA DLA SYSTEMÓW HVDC PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI 400 kV .....	28
Załącznik VII Tabela 9 – ZAKRESY NAPIĘCIA DLA MODUŁÓW PARKU ENERGII Z PODŁĄCZENIEM PRĄDU STAŁEGO PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI 110 kV I 220 kV .....	28
Załącznik VII Tabela 10 – ZAKRESY NAPIĘCIA DLA MODUŁÓW PARKU ENERGII Z PODŁĄCZENIEM PRĄDU STAŁEGO PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI 400 kV.....	29
Załącznik VIII Tabela 12 – ZAKRESY NAPIĘCIA DLA STACJI PRZEKSZTAŁTNIKOWYCH HVDC W ODDALONEJ LOKALIZACJI PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI 110 kV I 220 kV .....	29

Załącznik VIII Tabela 13 – zakresy napięcia stacji przekształtnikowych HVDC w oddalonej lokalizacji przyłączanych do sieci 400 kV.....	29
--	----

## Wstęp i zakres stosowania

Niniejsze 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 (dalej: Wymogi), to dokument zawierający rozstrzygnięcia merytoryczne dotyczące wymogów technicznych, wynikających z NC HVDC<sup>1</sup>, 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<sup>2</sup>. 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 zgodnie z art. 5 ust. 9 NC HVDC, przeniosła obowiązek ustanowienia wymogów ogólnego stosowania z właściwych operatorów systemu na PSE S.A. jako operatora systemu przesyłowego,. Opracowane przez PSE S.A. Wymogi podlegały procesowi konsultacji z OSD i opiniowania z uczestnikami rynku.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki decyzją z dnia 20 marca 2019 r. znak DRE.WOSE.7128.384.4.2018.2019.ZJ, zatwierdził 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)” dalej „**Wymogi 2019**”

Na wniosek OSP, po wypracowaniu zmian oraz skonsultowaniu ich z uczestnikami rynku, w tym z OSD, Prezes URE zatwierdził zaktualizowane wymogi ogólnego stosowania przedstawione w niniejszym dokumencie pt: „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) - kwiecień 2025 r.” dalej „**Wymogi 2025**”.

Data wejścia w życie **Wymogów 2025** została określona na 6 miesięcy po opublikowaniu w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki decyzji Prezesa URE o zmianie decyzji z dnia 20 marca 2019 r. znak DRE.WOSE.7128.384.4.2018.2019.ZJ.

**Wymogi 2025** mają zastosowanie dla systemów HVDC oraz modułów wytwarzania energii z podłączeniem prądu stałego:

- a) dla których warunki przyłączenia będą wydane po wejściu w życie **Wymogów 2025**; albo
- b) w przypadku zgłoszenia operatorowi modernizacji lub wymiany wpływającej na zmiany dotychczasowych parametrów technicznych systemu HVDC lub modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, powodujących konieczność wprowadzenia znacznej zmiany umowy przyłączeniowej zgodnie z art. 4 ust. 1 lit. a) NC HVDC, po dacie wejścia w życie **Wymogów 2025**, odpowiednio do zakresu modernizacji lub remontu.

**Wymogi 2019** mają zastosowanie dla pozostałych systemów HVDC oraz modułów wytwarzania energii z podłączeniem prądu stałego podlegających wymaganiom NC HVDC, dla których nie mają zastosowania **Wymogi 2025**.

*Dla przypadków niewymienionych powyżej, zakres stosowania wymogów ogólnego stosowania NC HVDC zostanie uregulowany w umowie o przyłączenie.*

---

<sup>1</sup> 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).

<sup>2</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, z późn. zm.).

Jeśli nie wskazano inaczej, artykuły w niniejszym dokumencie odnoszą się do artykułów z NC HVDC.

**W poniższej tabeli przedstawiono skróty wykorzystane w niniejszych Wymogach, które nie są zdefiniowane bezpośrednio w NC HVDC. W pozostałym zakresie skróty i pojęcia użyte w Wymogach 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
IEC 60909	wersja polska normy IEC 60909 „Prądy zwarciove w sieciach trójfazowych prądu przemiennego”

## Wymogi ogólnego stosowania

### **Artykuł 3 ust. 2 - zakres stosowania wymogów do parku energii z podłączeniem prądu stałego z pojedynczym punktem przyłączenia do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej niebędącej częścią obszaru synchronicznego**

Do modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego z pojedynczym punktem przyłączenia do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej niebędącej częścią obszaru synchronicznego, o których mowa w art. 3 ust. 2 NC HVDC, stosuje się przepisy NC HVDC wraz z dokumentami opracowanymi na podstawie NC HVDC.

### **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, o ile właściwy OSP i właściciel systemu HVDC nie uzgodnili szerszych zakresów częstotliwości stosownie do art. 11 ust. 2 NC HVDC. Wówczas częstotliwości przy, których system HVDC musi posiadać zdolność do automatycznego odłączenia określa OSP indywidualnie.

### **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 i – wielkość skoku do celów regulowania przesyłanej mocy czynnej**

System HVDC musi posiadać zdolność do modyfikowania wielkości zadawanego poziomu przesyłanej mocy czynnej w zakresie od minimalnej do maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej z rozdzielczością 0,1 MW z gradientem nastawialnym w zakresie  $1 \div 1000$  MW/min z rozdzielczością 0,1 MW/min w obu kierunkach.

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

System HVDC musi posiadać zdolność do rozpoczęcia zmiany wielkości przesyłanej mocy czynnej z maksymalną zwłoką 100 ms po otrzymaniu polecenia 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 zadawanego poziomu przesyłanej mocy czynnej w zakresie od minimalnej do maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej z gradientem nastawialnym w zakresie  $1 \div 1000$  MW/s z rozdzielczością 1 MW/s w obu kierunkach w przypadku zakłóceń w jednej lub większej liczbie sieci prądu przemiennego, do których jest przyłączony.

### **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.

### **Artykuł 14 ust. 1 – zdolność do zapewniania inercji syntetycznej**

System HVDC musi posiadać zdolność do zapewnienia inercji syntetycznej przez szybkie dostosowanie mocy czynnej wprowadzanej do sieci prądu przemiennego lub pobieranej z niej, w celu ograniczenia prędkości zmian częstotliwości.

### **Artykuł 16 ust. 1 – zdolność do regulacji częstotliwości**

System HVDC musi być wyposażony w niezależny tryb regulacji w celu regulowania mocy czynnej stacji przekształtnikowej HVDC.

### **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 nastawy 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 zwarciový (zwarcia symetryczne)**

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

### **Artykuł 19 ust. 3 – szybki prąd zwarciový (zwarcia niesymetryczne)**

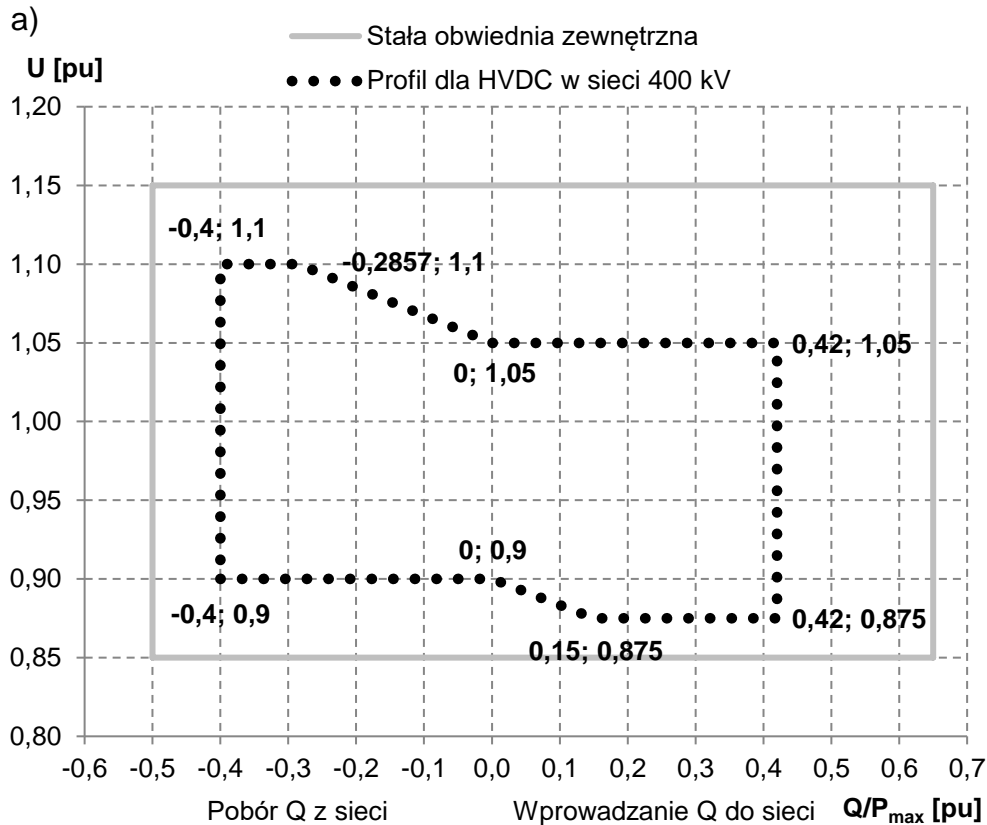
System HVDC musi posiadać zdolność do zapewnienia niesymetrycznego wprowadzania szybkiego prądu zwarciový w punkcie przyłączenia w przypadku zwarć niesymetrycznych (jedno- lub dwufazowych) w sieci prądu przemiennego. Wymogi dotyczące sposobu i warunków



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. Wymogi dotyczące charakterystyki, czasu i dokładności szybkiego prądu zwarciovego zostaną określone indywidualnie dla każdego systemu HVDC na podstawie art. 19 ust. 2 lit. b) i c) NC HVDC, przy czym wprowadzanie szybkiego prądu zwarciovego powinno ograniczać się wyłącznie do fazy objętej zwarciem (faz objętych zwarciem).

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

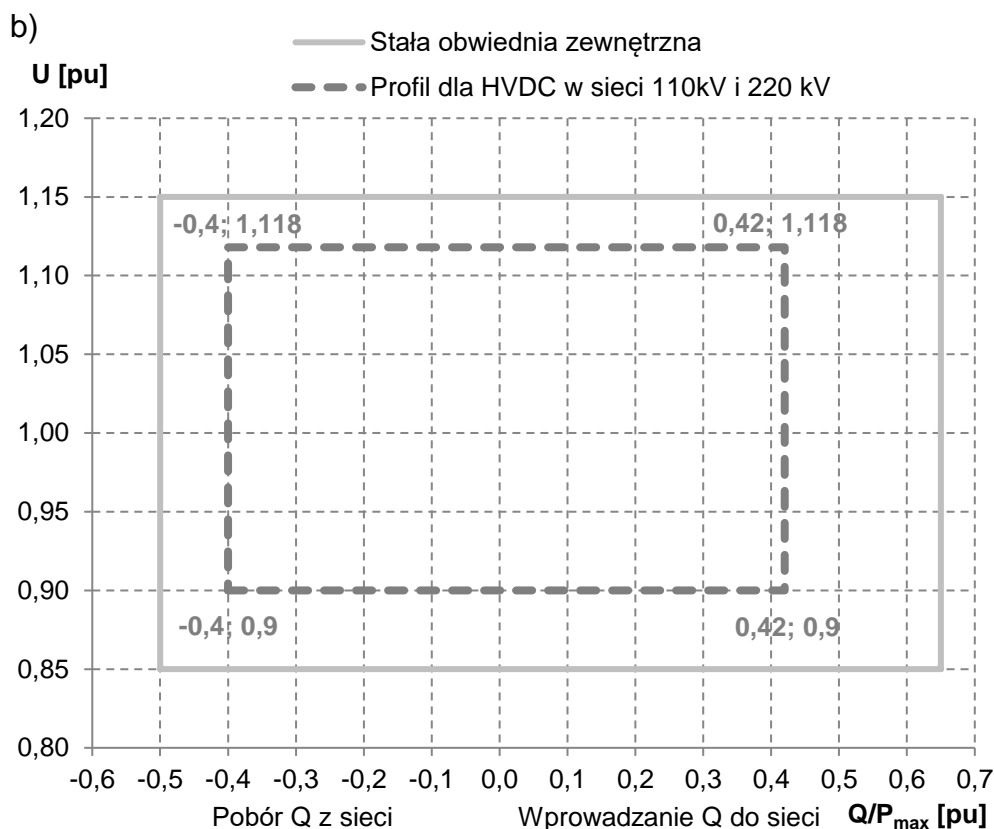
Stacja przekształtnikowa HVDC musi posiadać zdolność do zapewnienia wymiany mocy biernej z siecią prądu przemiennego przy maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej systemu HVDC w granicach profilu  $U$ - $Q$ / $P_{max}$  określonego na poniższych rysunkach. Regulacja mocy biernej powinna być możliwa autonomicznie oraz w koordynacji z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej w sieci prądu przemiennego. Właściwy operator systemu ma prawo, w ramach określania warunków przyłączenia, 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 a: Profil  $U-Q/P_{\max}$  dla systemów HVDC przyłączonych do napięcia 400 kV, gdzie:  $U$  – napięcie w punkcie przyłączenia, wyrażane jako stosunek jego rzeczywistej wartości do referencyjnej wartości 1 pu,  $Q/P_{\max}$  – 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 a: Parametry obwiedni wewnętrznej na powyższym rysunku.



Rysunek b: Profil  $U-Q/P_{\max}$  dla systemów HVDC przyłączonych do napięcia 220kV oraz 110 kV, gdzie:  $U$  – napięcie w punkcie przyłączenia, wyrażane jako stosunek jego rzeczywistej wartości do referencyjnej wartości 1 pu,  $Q/P_{\max}$  – 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	0,218

Tabela b: 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;
- b) tryb regulacji mocy biernej;

Regulacja mocy biernej powinna być możliwa w koordynacji z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej właściwego operatora systemu w sieci prądu przemiennego zgodnie z wymaganiami właściwego OSP.

## Artykuł 22 ust. 3 lit. a) – wartość zadana napięcia dla trybu regulacji napięcia

Nastawa wartości zadanej 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. Nastawy wartości zadanych napięcia 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 wartości zadanej 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 nastawy 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  $t_1 = 10$  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  $t_2 = 12$  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 ustalone za pomocą zakresu regulowanego w przedziale  $2 \div 7\%$  i regulowanego skoku nieprzekraczającego 0,5%.

### **Artykuł 22 ust. 6 – zdalna regulacja mocy biernej**

System HVDC musi posiadać zdolność do zapewnienia możliwości zdalnego wyboru trybów regulacji mocy biernej oraz stosownych nastaw wartości zadanych z ośrodków dyspozycji mocy właściwego operatora systemu. 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 nastaw wartości zadanych aktywnego trybu regulacji;
- b) zmianę trybu regulacji mocy biernej i zmianę nastaw wartości zadanych 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

O ile właściwy operator systemu nie określił inaczej, właściciel systemu HVDC gwarantuje, że przyłączenie jego systemu do sieci prądu przemiennego nie spowoduje zakłóceń ani wahań napięcia w tej sieci (wyznaczanych w punkcie przyłączenia):

a) System HVDC nie powinien powodować szybkich zmian napięcia (RVC) zgodnie z wartościami określonymi w poniższej tabeli:

L.p.	Przedział wartości RVC	Maksymalna dopuszczalna liczba i częstość występowania zdarzeń RVC
1	$0,5\% \leq RVC < 1,5\%$	100 na godzinę
2	$1,5\% \leq RVC < 3,0\%$	10 na godzinę
3	$3,0\% \leq RVC$	0

Podane wymagania dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń;

b) Udział systemu HVDC w całkowitych waniach napięcia w punkcie przyłączenia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego współczynnika migotania światła ( $P_{st}$ ) i długookresowego współczynnika migotania światła ( $P_{lt}$ ) ponad wartość tła nie powinien przekroczyć wartości określonych w poniższej tabeli:

L.p.	Napięcie znamionowe sieci ( $U_n$ )	$P_{st}$	$P_{lt}$
1	$U_n \geq 220 \text{ kV}$	0,30	0,20
2	$110 \text{ kV} \leq U_n < 220 \text{ kV}$	0,35	0,25

c) System HVDC nie powinien powodować w punkcie przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym obecności harmonicznych napięcia (o rzędach od 2 do 50) o wartościach większych niż wartości graniczne określone w poniższej tabeli:

rzęd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej ( $u_h$ )	rzęd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej ( $u_h$ )	rzęd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej ( $u_h$ )
5	1 %	3	1 %	2	0,75 %
7	1 %	9	0,5 %	4	0,5 %
11	0,75 %	15	0,25 %	>4	0,25 %
13	0,75 %	>15	0,25 %		
17	0,5 %				
19	0,5 %				
23	0,35 %				
25	0,35 %				
>25	$0,1 + 0,25 \cdot \frac{25}{h} \%$				

d) Podane powyżej wartości współczynników migotania światła (wahań napięcia) oraz harmonicznego napięcia powinny być spełnione przez 99% czasu każdego tygodnia.

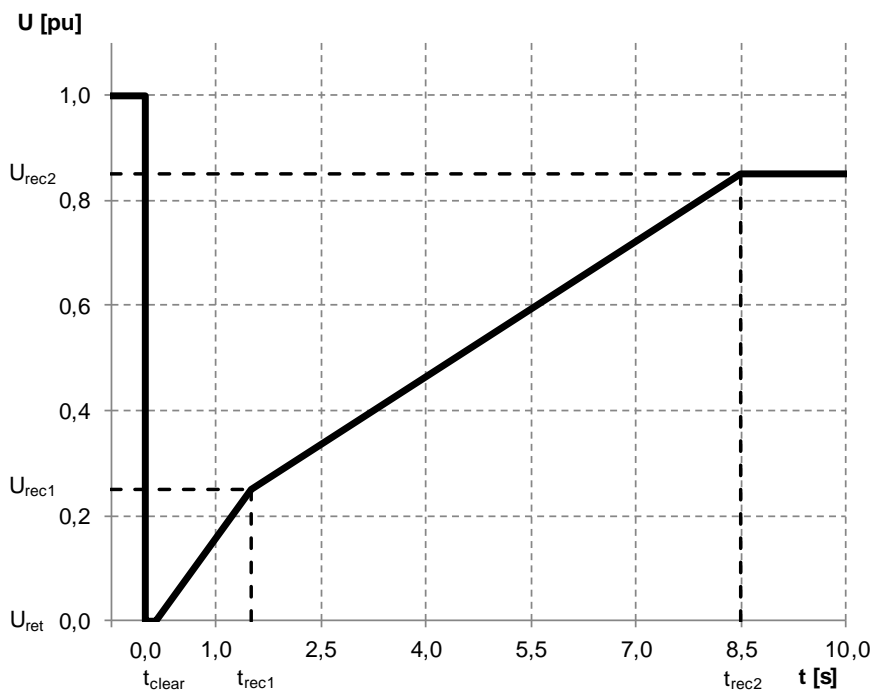
e) Wartość całkowitego współczynnika odkształcenia napięcia THD, uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, w punkcie przyłączenia systemu HVDC do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym, powinna być  $\leq 1,5\%$  przez 100% czasu każdego tygodnia.

System HVDC musi posiadać 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, jeśli tak wymaga właściwy operator systemu, system HVDC musi posiadać system teletransmisji danych do 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.  $U_{ret}$  – napięcie w punkcie przyłączenia w trakcie zwarcia;  $t_{clear}$  – chwila czasowa eliminacji zwarcia w sieci prądu przemiennego;  $U_{rec1}$  i  $t_{rec1}$  – parametry dolnych wartości granicznych powrotu napięcia po eliminacji zwarcia;  $U_{rec2}$  i  $t_{rec2}$  – 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 zwarcu 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 – pozakłóceniovowe odtwarzanie poziomu przesyłanej mocy czynnej

System HVDC powinien posiadać zdolność do:

- (i) rozpoczęcia pozakłóceniovowego odtwarzania mocy czynnej od momentu, gdy napięcie zostanie odtworzone do wartości nie mniejszej niż 0,9 pu napięcia znamionowego sieci w punkcie przyłączenia;
- (ii) przywrócenia mocy czynnej do poziomu co najmniej 90% wartości mocy przesyłanej w stanie przedzakłóceniovym w czasie nie dłuższym niż 500 ms, o ile napięcie w miejscu przyłączenia nie przekroczy 1,05 pu napięcia znamionowego sieci w punkcie przyłączenia.

## 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  $t_2$  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 czynnej o częstotliwościach do 5 Hz w przyłączonych sieciach prądu przemiennego.

## Artykuł 31 ust. 2 – badania dotyczące podsynchronicznych interakcji skrzętnych

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 określone są przez właściciela systemu HVDC i uzgadniane z właściwym 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**

W punkcie przyłączenia wyznacza się:

- (i) moc zwarciową minimalną się z uwzględnieniem zapisów postanowień normy IEC 60909,
- (ii) moc zwarciową maksymalną z uwzględnieniem zmodyfikowanych postanowień normy IEC 60909 polegających na reprezentacji modułów parków energii i stacji przekształtnikowych HVDC w postaci niesterowalnych źródeł napięcia oraz impedancji o stałej wartości,

z zapewnieniem integralności sieci o napięciu znamionowym od 110 kV (włącznie) i wyższym Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz pokrycia zapotrzebowania odbiorców na moc. W przypadku wyznaczania mocy zwarciowej maksymalnej uwzględnia się udział wszystkich istniejących i planowanych do przyłączenia modułów wytwarzania energii oraz przyjmuje się konfigurację systemu, która prowadzi do maksymalnego prądu zwarcia. W tym zakresie zakłada się m.in. pracę bez podziałów sieci o napięciu znamionowym od 220 kV (włącznie) i wyższym, a także rozdzielni o napięciu znamionowym od 110 kV (włącznie) do 220 kV w najbliższym sąsiedztwie punktu przyłączenia.

W zakresie mocy zwarciowej minimalnej wyznacza się przedzakłóceniową oraz pozakłóceniową minimalną moc zwarciową w punkcie przyłączenia.

Przedzakłóceniową minimalną moc zwarciową wyznacza się uwzględniając m.in.:

- a) strukturę sieci o napięciu znamionowym od 110 kV (włącznie) i wyższym Krajowego Systemu Elektroenergetycznego wg stanu planowanego na dzień rozpoczęcia użytkowania systemu HVDC, bez uwzględniania elementów planowanych sieci, dla których OSP zidentyfikował duże ryzyko braku uruchomienia przez dzień rozpoczęcia użytkowania systemu HVDC,
- b) stan pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego odpowiadający minimalnemu udziałowi synchronicznych modułów wytwarzania energii oraz modułów parku energii zapewniających podobieństwo zachowania się do synchronicznych modułów wytwarzania energii podczas zwarc, w tym m.in. przy braku udziału takich modułów przyłączonych do stacji elektroenergetycznej, w której zlokalizowany jest punkt przyłączenia systemu HVDC,
- c) stany łączników w rozdzielniach (podziały w sieci) odpowiadające przyjętemu stanowi normalnej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego,
- d) potencjalne stany remontowe w sieci: wyłączony element systemu (np. linia jednotorowa o napięciu znamionowym 220 kV (włącznie) lub wyższym, linia dwutorowa o napięciu znamionowym 220 kV (włącznie) lub wyższym lub transformator wyprowadzający moc ze stacji przyłączenia systemu HVDC lub rozważanego obszaru sieci wprowadzający największy udział mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia.

Przy wyznaczaniu minimalnej mocy zwarciowej pozakłóceniowej uwzględnia się dodatkowo awaryjne wyłączenie kolejnego elementu sieci o napięciu znamionowym od 110 kV (włącznie) i wyższym



Krajowego Systemu Elektroenergetycznego o największym udziale mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia systemu HVDC, w tym wyłączenia związane z zakłóceniem w obszarze szyn zbiorczych rozdzielni.

## **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 zakłóceń symetrycznych i niesymetrycznych, a także 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 o napięciu znamionowy 220 kV (włącznie) lub wyższym) i 1,4 (dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV (włącznie) do 220 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 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, który 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 NC HVDC.

## **Artykuł 35 ust. 2 – priorytetyzacja działania zabezpieczeń i regulacji**

Właściciel systemu HVDC organizuje swoje urządzenia zabezpieczeniowe oraz urządzenia sterowania i 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 NC HVDC;
- e) LFSM;
- f) FSM i regulacja częstotliwości;
- g) ograniczenia gradientu mocy.

### **Artykuł 36 ust. 1 – zmiany trybów i nastaw zabezpieczeń i regulacji**

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

### **Artykuł 36 ust. 3 – zdalne zmiany trybów regulacji i nastaw wartości zadanych**

System HVDC musi zapewniać możliwości zmiany trybów regulacji i nastaw wartości zadanych 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. 16 ust. 1 NC HVDC właściwy 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 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 art. 40 ust. 1 lit. a) i b) NC HVDC. Warunki i nastawy dla automatycznego odłączenia będą uzgadnianie przez właściwego operatora systemu, właściciela systemu HVDC, właściwego OSP i właściciela 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  $U-Q/P_{max}$ , zgodnym z ustalonym na podstawie art. 21 ust. 3 lit. b) pkt i) NC RfG. Modyfikacje kształtu profilu  $U-Q/P_{max}$ , 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  $U-Q/P_{max}$  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.

## **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  $t_2$  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**

W punkcie przyłączenia wyznacza się:

- (i) moc zwarciową minimalną z uwzględnieniem postanowień normy IEC 60909,
- (ii) moc zwarciową maksymalną z uwzględnieniem zmodyfikowanych postanowień normy IEC 60909 polegających na reprezentacji modułów parków energii i stacji przekształtnikowych HVDC w postaci niesterowalnych źródeł napięcia oraz impedancji o stałej wartości,

z zapewnieniem integralności sieci o napięciu znamionowym od 110 kV (włącznie) i wyższym Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz pokrycia zapotrzebowania odbiorców na moc. W przypadku wyznaczania mocy zwarciowej maksymalnej uwzględnia się udział wszystkich istniejących i planowanych do przyłączenia modułów wytwarzania energii oraz przyjmuje konfigurację systemu, która prowadzi do maksymalnego prądu zwarcia. W tym zakresie zakłada się m.in. pracę bez podziałów sieci o napięciu znamionowym od 220 kV (włącznie) i wyższym, a także rozdzielni o napięciu znamionowym od 110 kV (włącznie) do 220 kV w najbliższym sąsiedztwie punktu przyłączenia.

W zakresie mocy zwarciowej minimalnej wyznacza się przedzakłóceniową oraz pozakłóceniową minimalną moc zwarciową w punkcie przyłączenia:

- a) strukturę sieci o napięciu znamionowym od 110 kV (włącznie) i wyższym Krajowego Systemu Elektroenergetycznego wg stanu planowanego na dzień rozpoczęcia użytkowania modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego, bez uwzględniania elementów planowanych sieci, dla których OSP zidentyfikował duże ryzyko braku uruchomienia przez dzień rozpoczęcia użytkowania modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego,
- b) stan pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego odpowiadający minimalnemu udziałowi synchronicznych modułów wytwarzania energii oraz modułów parku energii zapewniających podobieństwo zachowania się do synchronicznych modułów wytwarzania energii podczas zwarc, w tym m.in. przy braku udziału takich modułów przyłączonych do stacji elektroenergetycznej, w której zlokalizowany jest punkt przyłączenia modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego,
- c) stany łączników w rozdzielniach (podziały w sieci) odpowiadające przyjętemu stanowi normalnej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego,
- d) potencjalne stany remontowe w sieci: wyłączony element systemu (np. linia jednotorowa o napięciu znamionowym 220 kV (włącznie) lub wyższym, linia dwutorowa o napięciu znamionowym 220 kV (włącznie) lub wyższym lub transformator wyprowadzający moc ze stacji przyłączenia modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego lub rozważanego obszaru sieci wprowadzający największy udział mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia.

Przy wyznaczeniu pozakłóceniowej minimalnej mocy zwarciowej uwzględnia się dodatkowo awaryjne wyłączenie kolejnego elementu sieci o napięciu znamionowym od 110 kV (włącznie) i wyższym

Krajowego Systemu Elektroenergetycznego o największym udziale mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego.

## 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 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 zakłóceń symetrycznych i niesymetrycznych, a także 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 o napięciu znamionowym 220 kV (włącznie) lub wyższym) i 1,4 (dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV (włącznie) do 220 kV).

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

## Artykuł 44 – maksymalny dopuszczalny poziom zakłóceń i wahań napięcia w punkcie przyłączenia

O ile właściwy operator systemu nie określił inaczej, 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):

- a) Moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego nie powinien powodować szybkich zmian napięcia (RVC) zgodnie z wartościami określonymi w poniższej tabeli:

L.p.	Przedział wartości RVC	Maksymalna dopuszczalna liczba i częstość występowania zdarzeń RVC
1	$0,5\% \leq RVC < 1,5\%$	100 na godzinę
2	$1,5\% \leq RVC < 3,0\%$	10 na godzinę
3	$3,0\% \leq RVC$	0

Podane wymagania dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń;

- b) Udział modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego w całkowitych waniach napięcia w punkcie przyłączenia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego współczynnika migotania światła (Pst) i długookresowego współczynnika migotania światła (Plt) ponad wartość tła nie powinien przekroczyć wartości określonych w poniższej tabeli:

L.p.	Napięcie znamionowe sieci (Un)	Pst	Plt
1	$Un \geq 220 \text{ kV}$	0,30	0,20
2	$110 \text{ kV} \leq Un < 220 \text{ kV}$	0,35	0,25

Moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego nie powinien powodować w punkcie przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym obecności harmonicznych napięcia (o rzędach od 2 do 50) o wartościach większych niż wartości graniczne określone w poniższej tabeli:

rzęd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (uh)	rzęd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (uh)	rzęd harmonicznej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (uh)
5	1 %	3	1 %	2	0,75 %
7	1 %	9	0,5 %	4	0,5 %
11	0,75 %	15	0,25 %	>4	0,25 %
13	0,75 %	>15	0,25 %		
17	0,5 %				
19	0,5 %				
23	0,35 %				
25	0,35 %				
>25	$0,1 + 0,25 \cdot \frac{25}{h} \%$				

c) Podane powyżej wartości współczynników migotania światła (wahań napięcia) oraz harmonicznych napięcia powinny być spełnione przez 99% czasu każdego tygodnia.

d) Wartość całkowitego współczynnika odkształcenia napięcia THD, uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, w punkcie przyłączenia modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym, powinna być  $\leq 1,5\%$  przez 100% czasu każdego tygodnia.

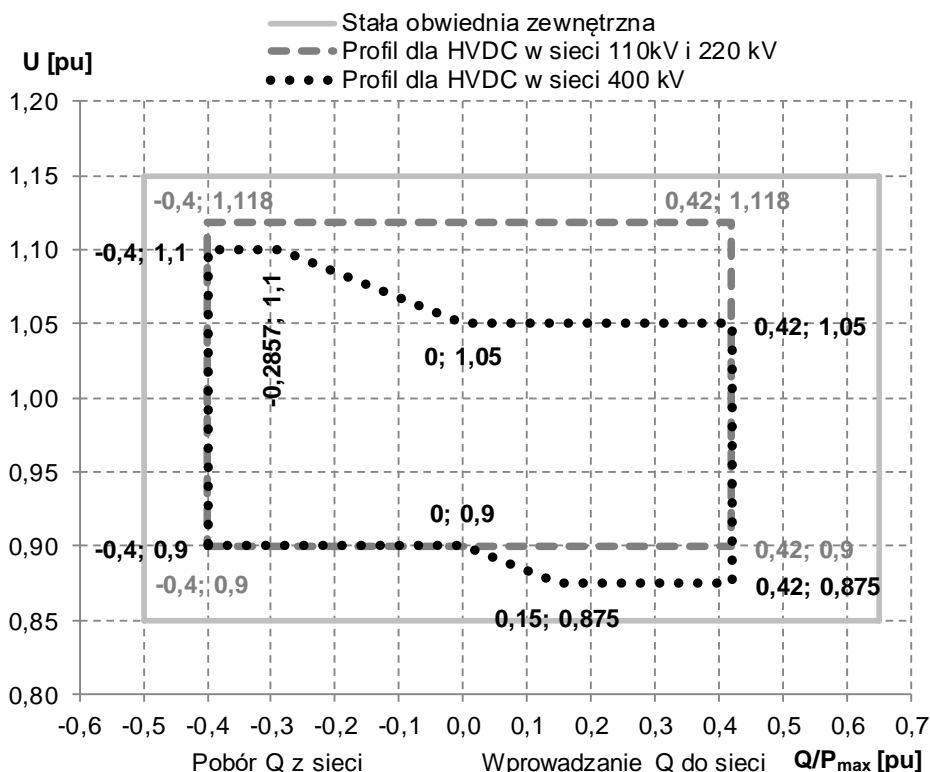
e) Moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego musi posiadać system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar wartości skutecznej napięcia i prądu, wskaźników wahań napięcia i harmonicznych napięcia i prądu w klasie pomiarowej A) oraz jeśli tak wymaga właściwy operator systemu, moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego musi posiadać 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 zdolność do zapewnienia wymiany mocy biernej z siecią prądu przemiennego przy maksymalnej zdolności przesyłowej mocy czynnej HVDC w granicach profilu U-Q/P<sub>max</sub> 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. Właściciel systemu wyspowego w oddalonej lokalizacji w uzgodnieniu z właścicielem systemu HVDC w oddalonej lokalizacji ma prawo, do modyfikacji przedstawionego profilu U-Q/P<sub>max</sub> w ramach maksymalnych wartości oraz stałej obwiedni zewnętrznej przewidzianych w Tabeli 14 w Załączniku VIII do NC HVDC.

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 – maksymalny dopuszczalny poziom zakłóceń i wahań napięcia w punkcie przyłączenia

O ile właściwy operator systemu nie określił inaczej, właściciel stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji gwarantuje, że przyłączenie jego stacji do sieci prądu przemiennego nie spowoduje zakłóceń ani wahań napięcia w tej sieci (wyznaczanych w punkcie przyłączenia):

a) Stacja przekształtnikowa HVDC w oddalonej lokalizacji nie powinna powodować szybkich zmian napięcia (RVC) zgodnie z wartościami określonymi w poniższej tabeli:

L.p.	Przedział wartości RVC	Maksymalna dopuszczalna liczba i częstość występowania zdarzeń RVC
1	$0,5\% \leq RVC < 1,5\%$	100 na godzinę
2	$1,5\% \leq RVC < 3,0\%$	10 na godzinę
3	$3,0\% \leq RVC$	0

Podane wymagania dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń;

b) Udział stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji w całkowitych waniach napięcia w punkcie przyłączenia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego współczynnika migotania światła (Pst) i długookresowego współczynnika migotania światła (Plt) ponad wartość tła nie powinien przekroczyć wartości określonych w poniższej tabeli:

L.p.	Napięcie znamionowe sieci (Un)	Pst	Plt
1	$Un \geq 220 \text{ kV}$	0,30	0,20
2	$110 \text{ kV} \leq Un < 220 \text{ kV}$	0,35	0,25

c) Stacja przekształtnikowa HVDC w oddalonej lokalizacji nie powinna powodować w punkcie przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym obecności harmonicznym napięcia (o rzędach od 2 do 50) o wartościach większych niż wartości graniczne określone w poniższej tabeli:

rzęd harmonicznnej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (uh)	rzęd harmonicznnej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (uh)	rzęd harmonicznnej (h)	wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej (uh)
5	1 %	3	1 %	2	0,75 %
7	1 %	9	0,5 %	4	0,5 %
11	0,75 %	15	0,25 %	>4	0,25 %
13	0,75 %	>15	0,25 %		
17	0,5 %				
19	0,5 %				
23	0,35 %				
25	0,35 %				
>25	$0,1 + 0,25 \cdot \frac{25}{h} \%$				

d) Podane powyżej wartości współczynników migotania światła (wahań napięcia) oraz harmonicznym napięcia powinny być spełnione przez 99% czasu każdego tygodnia.

e) Wartość całkowitego współczynnika odkształcenia napięcia THD, uwzględniającego wyższe harmoniczne do rzędu 50, w punkcie przyłączenia stacji przekształtnikowej HVDC w oddalonej lokalizacji do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym, powinna być  $\leq 1,5\%$  przez 100% czasu każdego tygodnia.

Stacja przekształtnikowa HVDC w oddalonej lokalizacji musi posiadać system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar wartości skutecznej napięcia i prądu, wskaźników wahań napięcia i harmonicznym napięcia i prądu w klasie pomiarowej A) oraz jeśli tak wymaga właściwy operator systemu, stacja przekształtnikowa HVDC w oddalonej lokalizacji musi posiadać 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 lub właściciel jednostki przekształtnikowej HVDC organizuje swoje urządzenia zabezpieczeniowe oraz urządzenia sterowania i 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 NC HVDC;
- e) ograniczenia gradientu mocy;
- f) regulacja napięcia / mocy biernej.

## **Artykuł 53 ust. 4 – wyzwalacz oscylacyjny**

Urządzenia służące do rejestracji i monitorowania pracy systemu HVDC w stanach dynamicznych muszą posiadać wyzwalacz oscylacyjny w celu detekcji słabo tłumionych oscylacji mocy czynnej o częstotliwościach w zakresie określonym na podstawie art. 30 NC HVDC. Pobudzenie wyzwalacza oscylacyjnego następuje po przekroczeniu nastawionego progu dopuszczalnego poziomu oscylacji mocy czynnej przesyłanej przez system HVDC, przy jednoczesnej kontroli wartości współczynnika tłumienia tych oscylacji. Nastawy kryteriów aktywacji wyzwalacza oscylacyjnego będą określone 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 w stanie dynamicznym (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.

## **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

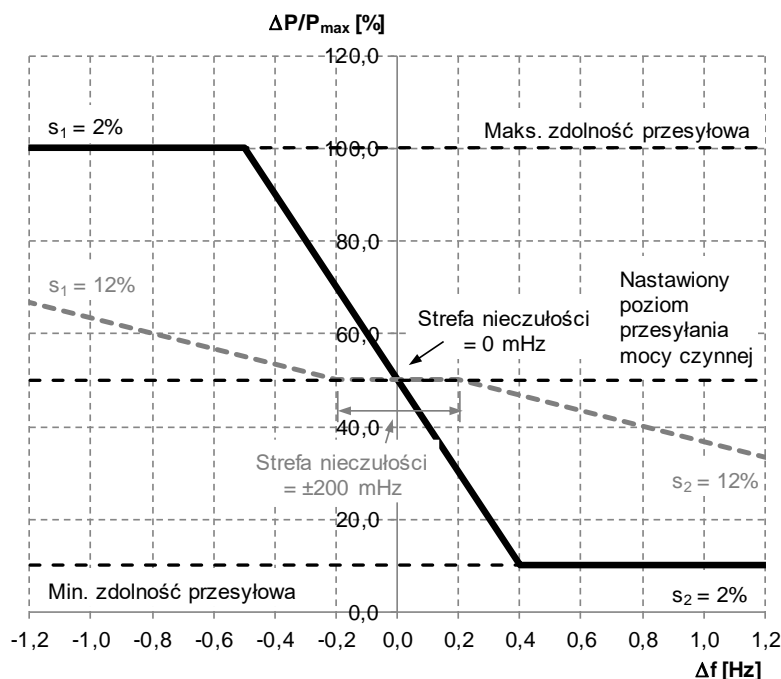
Tabela: Minimalne czasy, w których system HVDC musi być zdolny do pracy przy różnych częstotliwościach odbiegających od wartości znamionowej, bez odłączenia od sieci.



**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 nastawy strefy nieczułości odpowiedzi częstotliwościowej oraz statyzmów  $s_1$  i  $s_2$ .



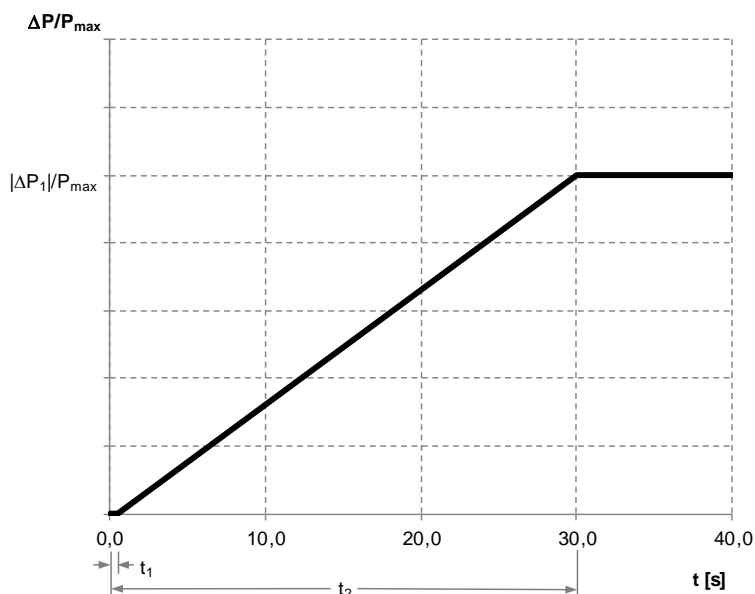
Rysunek: Zdolność do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej systemów HVDC w trybie FSM ilustrująca przypadki skrajne, określone w Tabeli poniżej, wartości strefy nieczułości i statyzmów  $s_1$  i  $s_2$  (poglądowo przyjęto minimalną zdolność przesyłową mocy czynnej tego systemu równą 10% i nastawiony poziom przesyłania mocy czynnej przez ten system równy 50%; ilustracja dotyczy zdolności do odpowiedzi częstotliwości mocy czynnej systemów HVDC w trybie FSM przy niewrażliwości dla dodatniej wartości zadanej mocy czynnej – tryb importu).

Parametry	Zakresy wartości
Strefa nieczułości odpowiedzi częstotliwościowej	0 ÷ ±200 mHz
Statyzm $s_1$ (regulacja w górę)	2 ÷ 12%
Statyzm $s_2$ (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 $t_1$	0,5 s
Maksymalny dopuszczalny czas pełnego uruchomienia $t_2$	30 s

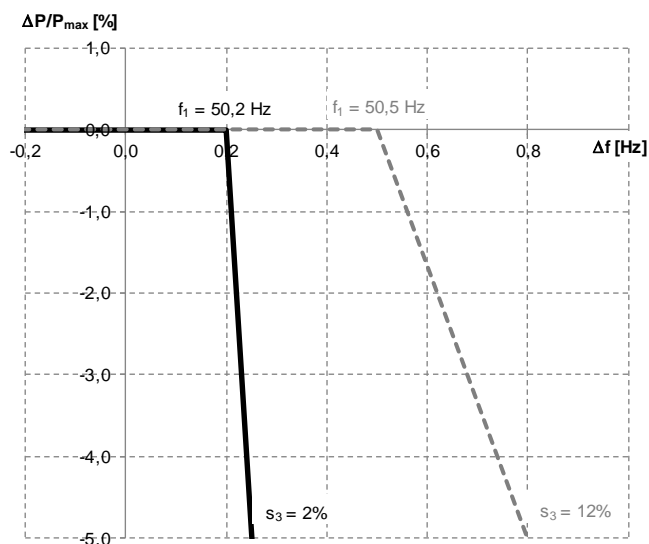
Tabela: Parametry pełnego uruchomienia odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej, wynikającego ze skokowej zmiany częstotliwości.

## 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  $f_1$  z zakresu  $50,2 \div 50,5$  Hz i statyzmie  $s_3$  z zakresu  $2 \div 12\%$ . W podanych zakresach należy zapewnić możliwość wyboru i nastawy wartości progu częstotliwości  $f_1$  i statyzmu  $s_3$ .



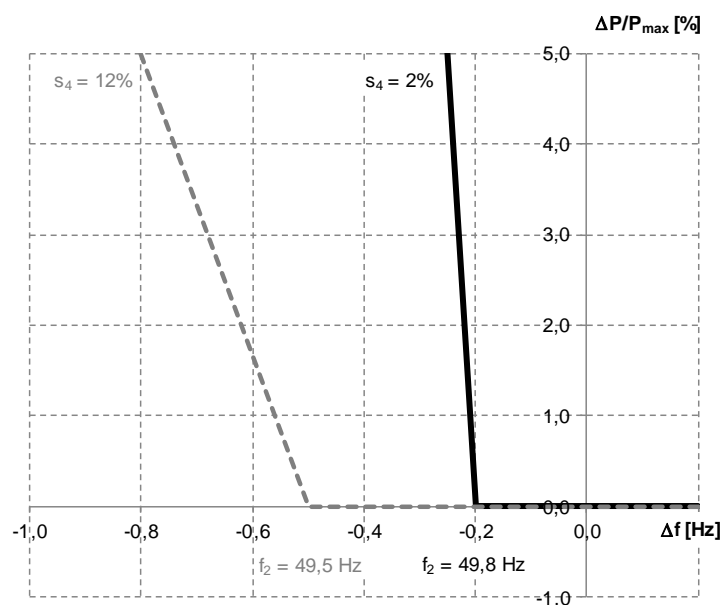
Rysunek: Zdolność do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej systemów HVDC w trybie LFSM-O ilustrująca przypadki skrajnych wartości częstotliwości  $f_1$  i statyzmu  $s_3$ .

## 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  $f_2$  z zakresu 49,8 ÷ 49,5 Hz i statyzmie  $s_4$  z zakresu 2 ÷ 12%. W podanych zakresach należy zapewnić możliwość wyboru i nastawy wartości progu częstotliwości  $f_2$  i statyzmu  $s_4$ .



Rysunek: Zdolność do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej systemów HVDC w trybie LFSM-U ilustrująca przypadki skrajnych wartości częstotliwości  $f_2$  i statyzmu  $s_4$ .

### 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 NC HVDC.

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 NC HVDC.

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.

### 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 NC HVDC.

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 NC HVDC.

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**

Zakresy napięcia, o których mowa w art. 40 NC HVDC.

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 NC HVDC.

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.