

II

(Acte fără caracter legislativ)

REGULAMENTE

REGULAMENTUL (UE) 2016/1447 AL COMISIEI

din 26 august 2016

de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu

(Text cu relevanță pentru SEE)

COMISIA EUROPEANĂ,

având în vedere Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene,

având în vedere Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003 ⁽¹⁾, în special articolul 6 alineatul (11),

întrucât:

- (1) Realizarea rapidă a unei piețe interne a energiei pe deplin funcțională și interconectată este crucială pentru menținerea siguranței aprovizionării cu energie, de creștere a competitivității și de asigurare a faptului că toți consumatorii pot achiziționa energie la prețuri accesibile.
- (2) Regulamentul (CE) nr. 714/2009 stabilește norme nediscriminatorii privind accesul la rețea în cazul schimburilor transfrontaliere de energie electrică, în vederea asigurării unei funcționări corespunzătoare a pieței interne a energiei electrice. În plus, articolul 5 din Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului ⁽²⁾ prevede că statele membre sau, când au stabilit astfel, autoritățile de reglementare asigură, printre altele, că se elaborează norme tehnice obiective și nediscriminatorii, care să stabilească cerințele tehnice minime de proiectare și de funcționare pentru racordarea la rețea. Atunci când cerințele constituie termeni și condiții privind racordarea la rețelele naționale, articolul 37 alineatul (6) din aceeași directivă prevede că autoritățile de reglementare sunt responsabile de stabilirea sau de aprobarea cel puțin a metodologiilor utilizate la calculul sau elaborarea acestora. Pentru a asigura siguranța în funcționare de transport interconectat, este esențial să se stabilească o înțelegere comună a cerințelor aplicabile sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu (sisteme HVDC) și a modulelor generatoare din centrală conectate la curent continuu (module MGCCC). Aceste cerințe, care contribuie la menținerea, la conservarea și la restabilirea siguranței în funcționare pentru facilitarea bunei funcționări a pieței interne de energie electrică intra- și inter- zone sincrone și pentru realizarea eficienței din perspectiva costurilor, ar trebui să fie privite ca aspecte de rețea având caracter transfrontalier și ca aspecte legate de integrarea pieței.
- (3) Ar trebui stabilite norme armonizate pentru racordarea la rețea a sistemelor HVDC și a modulelor MGCCC, pentru a furniza un cadru legal clar pentru racordările la rețea, pentru a facilita comerțul cu energie electrică la nivelul întregii Uniuni, pentru a asigura siguranța în funcționare, pentru a facilita integrarea surselor de energie regenerabile, pentru a crește concurența și a permite o utilizare mai rațională a rețelei și a resurselor, în beneficiul consumatorilor.

⁽¹⁾ JO L 211, 14.8.2009, p. 15.

⁽²⁾ Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE (JO L 211, 14.8.2009, p. 55).

- (4) Siguranța în funcționare depinde parțial de capacitățile tehnice ale sistemelor HVDC și ale modulelor MGCCC. Prin urmare, coordonarea periodică la nivelul rețelelor de transport și de distribuție și performanța corespunzătoare a echipamentelor racordate la rețelele de transport și distribuție, care să fie suficient de solide pentru a face față deranjamentelor și pentru a contribui la prevenirea perturbărilor majore sau pentru a facilita revenirea sistemului după un colaps, reprezintă condiții esențiale.
- (5) Funcționarea sistemului în condiții de securitate este posibilă numai dacă deținătorii sistemelor HVDC și ai modulelor MGCCC colaborează îndeaproape cu operatorii de sistem. În special, funcționarea sistemului în condiții anormale depinde de reacția sistemelor HVDC și a modulelor MGCCC la deviațiile de la valoarea unitară 1 (pu) a tensiunii și frecvenței nominale. În contextul siguranței în funcționare, rețelele și sistemele HVDC și modulele MGCCC ar trebui să fie considerate ca fiind o singură entitate din punctul de vedere al ingineriei sistemului, având în vedere că aceste părți sunt interdependente. Prin urmare, ar trebui să se stabilească cerințe tehnice pertinente pentru sistemele HVDC și modulele MGCCC, ca o condiție prealabilă pentru racordarea la rețea.
- (6) Autoritățile de reglementare ar trebui să ia în considerare costurile rezonabile pe care operatorii de sistem le suportă efectiv la punerea în aplicare a prezentului regulament, atunci când stabilesc sau aprobă tarifele de transport sau de distribuție ori metodologiile aferente sau atunci când aprobă termenii și condițiile de racordare și de acces la rețelele naționale, în conformitate cu articolul 37 alineatele (1) și (6) din Directiva 2009/72/CE și cu articolul 14 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.
- (7) Diversele sisteme electrice sincron din Uniune au caracteristici diferite care trebuie să fie luate în considerare la stabilirea cerințelor pentru sistemele HVDC și pentru modulele MGCCC. Prin urmare, este necesar să se ia în considerare specificul regional atunci când se stabilesc normele de racordare la rețea, astfel cum se prevede la articolul 8 alineatul (6) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.
- (8) Având în vedere necesitatea de a oferi siguranță în materie de reglementare, cerințele prevăzute de prezentul regulament ar trebui să se aplice noilor sisteme HVDC și noilor module MGCCC, dar nu ar trebui să se aplice sistemelor HVDC și modulelor MGCCC existente și nici celor aflate deja într-un stadiu avansat de proiectare, fără a fi încă finalizate, cu excepția cazului în care autoritatea de reglementare sau statul membru în cauză decide altfel, pe baza evoluției cerințelor rețelei și a unei analize complete a costurilor și beneficiilor sau în cazul în care au avut loc rețehnologizări importante ale instalațiilor respective.
- (9) Având în vedere impactul său transfrontalier, prezentul regulament ar trebui să vizeze aceleași cerințe de frecvență pentru toate nivelurile de tensiune, cel puțin într-o zonă sincronă. Acest lucru este necesar pentru că, într-o zonă sincronă, o schimbare a frecvenței într-un stat membru ar afecta imediat frecvența din toate celelalte state membre și ar putea avaria echipamentele acestora.
- (10) Pentru a asigura siguranța în funcționare, ar trebui să fie posibil ca sistemele HVDC și modulele MGCCC din fiecare zonă sincronă a sistemului interconectat să rămână conectate la sistem pentru domeniile specificate de frecvență și tensiune.
- (11) Între sistemele interconectate ar trebui coordonate intervalele de tensiune, deoarece ele sunt esențiale pentru planificarea și operarea în condiții de siguranță a unui sistem energetic într-o zonă sincronă. Deconectările din cauza deranjamentelor de tensiune afectează sistemele vecine. Nestabilirea intervalului de tensiune ar putea duce la o incertitudine larg răspândită în planificarea și operarea sistemului în ceea ce privește operarea în condiții care nu se înscriu în condițiile normale de funcționare.
- (12) Trebuie introduse încercări de conformitate adecvate și proporționale, pentru ca operatorii de sistem să poată asigura siguranța în funcționare. În conformitate cu articolul 37 alineatul (1) litera (b) din Directiva 2009/72/CE, autorităților de reglementare le revine responsabilitatea de a se asigura că operatorii de rețea respectă dispozițiile prezentului regulament.
- (13) Autoritățile de reglementare, statele membre și operatorii de rețea ar trebui să se asigure, pe parcursul procesului de elaborare și aprobare a cerințelor pentru racordarea la rețea, că acestea sunt armonizate în măsura posibilului, în scopul de a se asigura integrarea completă a pieței. Ar trebui să se țină cont în special de standardele tehnice consacrate la elaborarea cerințelor pentru racordare.

- (14) Prezentul regulament ar trebui să prevadă un proces de derogare de la aceste norme, pentru a se ține cont de circumstanțele locale, în care, în mod excepțional, de exemplu, respectarea acestor norme ar putea pune în pericol stabilitatea rețelei locale sau în care funcționarea în siguranță a unui sistem HVDC sau a unui modul MGCCC ar putea necesita condiții de funcționare care contravin prezentului regulament.
- (15) În cazul modulelor MGCCC, noile module ar putea să facă parte, în viitor, dintr-o rețea buclată off-shore care să fie racordată la mai mult de o zonă sincronă. În acest caz, ar trebui stabilite anumite cerințe tehnice pentru menținerea siguranței în funcționare și pentru garantarea faptului că viitoarele rețele de tip plasă pot fi dezvoltate în mod rentabil. Cu toate acestea, în anumite condiții, modulele MGCCC ar trebui doar să fie compatibile cu echipamentele necesare pentru siguranța în funcționare în momentul în care acestea devin necesare.
- (16) Prin urmare, proprietarii modulelor MGCCC care sunt sau vor fi racordate la o singură zonă sincronă printr-o schemă de racordare radială ar trebui să aibă posibilitatea să solicite, prin intermediul unui proces urgentat, derogări de la cerințele care vor fi necesare numai atunci când modulele se conectează la o rețea buclată și care țin seama de circumstanțele fiecărui caz în parte. Modulele MGCCC ar trebui, de asemenea, să fie informate cât mai curând posibil dacă îndeplinesc condițiile pentru o derogare în scopul deciziilor lor investiționale.
- (17) Sub rezerva aprobării de către autoritatea de reglementare competentă sau de o altă autoritate, dacă este cazul, dintr-un stat membru, operatorilor de sistem ar trebui să li se permită să propună derogări pentru anumite clase de sisteme HVDC și module MGCCC.
- (18) Prezentul regulament a fost adoptat pe baza Regulamentului (CE) nr. 714/2009, pe care îl completează și din care face parte integrantă. Trimiterile din alte acte juridice la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 se înțeleg, de asemenea, ca trimiteri la prezentul regulament.
- (19) Măsurile prevăzute în prezentul regulament sunt conforme cu avizul comitetului menționat la articolul 23 alineatul (1) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009,

ADOPTĂ PREZENTUL REGULAMENT:

TITLUL I

DISPOZIȚII GENERALE

Articolul 1

Obiect

Prezentul regulament instituie un cod de rețea care stabilește cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu (HVDC) și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu. În consecință, acesta contribuie la asigurarea unor condiții echitabile de concurență în cadrul pieței interne a energiei electrice, pentru a se asigura siguranța în funcționare și integrarea surselor de energie regenerabile și pentru a se facilita comerțul cu energie electrică la nivelul întregii Uniuni.

Prezentul regulament stabilește, de asemenea, obligații pentru asigurarea faptului că operatorii de sistem utilizează adecvat capacitățile sistemelor HVDC și ale modulelor MGCCC, într-un mod transparent și nediscriminatoriu care să asigure condiții de concurență echitabile pe întregul teritoriu al Uniunii.

Articolul 2

Definiții

În sensul prezentului regulament, se aplică definițiile de la articolul 2 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, de la articolul 2 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei ⁽¹⁾, de la articolul 2 din Regulamentul (UE) nr. 543/2013 al Comisiei ⁽²⁾, de la articolul 2 din Regulamentul (UE) 2016/631 al Comisiei ⁽³⁾, de la articolul 2 din Regulamentul (UE) 2016/1388 al Comisiei ⁽⁴⁾, precum și de la articolul 2 din Directiva 2009/72/CE. În plus, se aplică următoarele definiții:

1. „sistem HVDC” înseamnă un sistem electric care transferă energie sub formă de curent continuu (CC) de înaltă tensiune între două sau mai multe borne colectoare de curent alternativ (CA) și cuprinde cel puțin două stații de conversie HVDC cu cabluri sau linii de transport al curentului continuu între stațiile de conversie HVDC;
2. „modul generator din centrală conectat la curent continuu” (modul MGCCC) înseamnă un modul generator din centrală care este conectat prin intermediul unuia sau mai multor puncte de interfață la unul sau mai multe sisteme HVDC;
3. „sistem HVDC integrat” înseamnă un sistem HVDC racordat într-o zonă de reglaj, care nu este instalat nici în scopul racordării unui modul MGCCC în momentul instalării, nici în scopul racordării unui loc de consum;
4. „stație de conversie HVDC” înseamnă o parte a unui sistem HVDC care cuprinde una sau mai multe unități de conversie HVDC instalate într-un singur loc împreună cu clădiri, bobine de reactanță, filtre, dispozitive de putere reactivă, și echipamente de reglaj, monitorizare, măsurare, protecție, precum și echipamentele auxiliare;
5. „punct de interfață cu HVDC” înseamnă punctul în care echipamentul HVDC este conectat la rețeaua de curent alternativ și în care specificațiile tehnice care afectează performanța echipamentului pot fi prescrise;
6. „gestionarul modulului MGCCC” înseamnă o persoană fizică sau juridică care deține un modul MGCCC;
7. „capacitatea maximă de transport al puterii active a HVDC” (P_{max}) înseamnă puterea maximă asigurată în mod continuu pe care un sistem HVDC poate să o schimbe cu rețeaua în fiecare punct de racordare la rețea, după cum se prevede în contractul de racordare sau după cum se convine între operatorul de rețea relevant și gestionarul sistemului HVDC;
8. „capacitatea minimă de transport al puterii active a HVDC” (P_{min}) înseamnă puterea minimă continuă pe care un sistem HVDC poate să o schimbe cu rețeaua în fiecare punct de racordare la rețea, după cum se prevede în contractul de racordare sau după cum se convine între operatorul de rețea relevant și gestionarul sistemului HVDC;
9. „curent maxim în sistemul HVDC” înseamnă cel mai mare curent de fază asociat unui punct de operare din interiorul profilului $U-Q/P_{max}$ al stației de conversie HVDC la capacitatea maximă de transport al puterii active a HVDC;
10. „unitate de conversie HVDC” înseamnă o unitate care conține una sau mai multe punți de conversie, împreună cu unul sau mai multe transformatoare de conversie, bobine de reactanță, echipamente de reglaj al unității de conversie, echipamente esențiale de protecție și dispozitive de comutare și dispozitivele auxiliare, dacă este cazul, utilizate la conversie.

Articolul 3

Domeniu de aplicare

(1) Cerințele prezentului regulament se aplică:

(a) sistemelor HVDC care racordează zone sincrone sau zone de reglaj, inclusiv schemele „back-to-back”;

⁽¹⁾ Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (JO L 197, 25.7.2015, p. 24).

⁽²⁾ Regulamentul (UE) nr. 543/2013 al Comisiei din 14 iunie 2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și de modificare a anexei I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului (JO L 163, 15.6.2013, p. 1).

⁽³⁾ Regulamentul (UE) 2016/631 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare (JO L 112, 27.4.2016, p. 1).

⁽⁴⁾ Regulamentul (UE) 2016/1388 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor (JO L 223, 18.8.2016, p. 10).

- (b) sistemelor HVDC care racordează modulele generatoare din centrală la o rețea de transport sau la o rețea de distribuție, în conformitate cu alineatul (2);
- (c) sistemelor HVDC integrate într-o zonă de reglaj și racordate la rețeaua de transport; și
- (d) sistemelor HVDC integrate într-o zonă de reglaj și racordate la rețeaua de distribuție, atunci când operatorul de transport și de sistem (OST) demonstrează existența unui impact transfrontalier. TS relevant trebuie să aibă în vedere dezvoltarea pe termen lung a rețelei în această evaluare.
- (2) Operatorii de sistem relevanți, în cooperare cu OST relevanți, supun aprobării autorităților de reglementare competente aplicarea prezentului regulament la modulele MGCCC cu un singur punct de racordare la o rețea de transport sau la o rețea de distribuție care nu face parte dintr-o zonă sincronă în conformitate cu articolul 5. Toate celelalte module din centrală care sunt colectate în CA, dar sunt racordate în curent continuu la o zonă sincronă sunt considerate module MGCCC și intră în domeniul de aplicare al prezentului regulament.
- (3) Articolele 55-59, 69-74 și 84 nu se aplică sistemelor HVDC dintr-o zonă de reglaj, menționate la alineatul (1) literele (c) și (d), atunci când:
- (a) sistemul HVDC are cel puțin o stație de conversie HVDC deținută de către OST relevant;
- (b) sistemul HVDC este deținut de o entitate care exercită reglajul asupra OST relevant;
- (c) sistemul HVDC este deținut de o entitate controlată direct sau indirect de către o entitate care exercită, de asemenea, reglajul asupra OST relevant.
- (4) Cerințele de racordare pentru sistemele HVDC prevăzute la titlul II se aplică punctelor de racordare la CA ale acestor sisteme, cu excepția cerințelor prevăzute la articolul 29 alineatele (4) și (5) și la articolul 31 alineatul (5), care se pot aplica altor puncte de racordare, și la articolul 19 alineatul (1), care se pot aplica bornelor stațiilor de conversie HVDC.
- (5) Cerințele de racordare pentru modulele MGCCC și stațiile de conversie HVDC din capete prevăzute în titlul III nu se aplică la punctul de interfață cu HVDC al acestor sisteme, cu excepția cerințelor prevăzute la articolul 39 alineatul (1) litera (a) și la articolul 47 alineatul (2), care se aplică în punctul de racordare din zona sincronă în care se furnizează răspunsul în frecvență.
- (6) Operatorul de rețea relevant refuză să permită racordarea sistemelor HVDC și a modulelor MGCCC care nu respectă cerințele prevăzute în prezentul regulament și care nu sunt acoperite de o derogare acordată de către autoritatea de reglementare sau de către o altă autoritate, dacă este cazul, dintr-un stat membru, în temeiul titlului VII. Operatorul de rețea relevant comunică în scris acest refuz, prin intermediul unei declarații motivate, gestionarului sistemului HVDC și al modulului MGCCC și, dacă autoritatea de reglementare nu prevede altfel, autorității de reglementare.
- (7) Prezentul regulament nu se aplică:
- (a) sistemelor HVDC al căror punct de racordare este sub 110 kV, cu excepția cazului în care existența unui impact transfrontalier este demonstrată de către OST relevant. OST relevant trebuie să aibă în vedere dezvoltarea pe termen lung a rețelei în această evaluare;
- (b) sistemelor HVDC sau modulele MGCCC racordate la sistemul de transport și la cel de distribuție, integral sau parțial, al insulelor statelor membre ale căror sisteme nu funcționează în sincronism cu zona sincron Europa continentală, Regatul Unit, Europa de Nord, Irlanda-Irlanda de Nord sau zona baltică.

Articolul 4

Aplicarea la sistemele HVDC existente și la modulele MGCCC existente

- (1) Cu excepția articolelor 26, 31, 33 și 50, sistemele HVDC existente și modulele MGCCC existente nu fac obiectul cerințelor prevăzute de prezentul regulament, cu excepția cazului în care:
- (a) sistemul HVDC sau modulul MGCCC a fost modificat într-o asemenea măsură încât contractul de racordare trebuie să fie revizuit substanțial în conformitate cu procedura următoare:
- (i) proprietarii sistemului HVDC sau ai modulului MGCCC care intenționează să efectueze modernizarea unei centrale sau înlocuirea echipamentelor, având ca rezultat modificarea capacităților tehnice ale sistemului HVDC sau ale modulului MGCCC, trebuie să transmită în prealabil proiectele operatorului de rețea relevant;

- (ii) dacă operatorul de rețea relevant consideră că modernizarea sau înlocuirea echipamentelor este de natură să necesite un nou contract de racordare, acesta notifică autoritatea de reglementare competentă sau, după caz, statul membru; și
 - (iii) autoritatea de reglementare competentă sau, dacă este cazul, statul membru decide dacă trebuie revizuit contractul de racordare existent sau dacă este necesară întocmirea unui nou contract de racordare, precum și care sunt cerințele aplicabile din prezentul regulament; sau
- (b) o autoritate de reglementare sau, după caz, un stat membru decide să supună un sistem HVDC existent sau un modul MGCCC existent cerințelor din prezentul regulament, ca urmare a unei propuneri din partea OTS relevant, în conformitate cu alineatele (3)-(5).
- (2) În sensul prezentului regulament, un sistem HVDC sau un modul MGCCC trebuie să fie considerat ca existent atunci când:
- (a) este deja racordat la rețea la data intrării în vigoare a prezentului regulament; sau
 - (b) gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC încheie un contract definitiv și obligatoriu pentru achiziționarea echipamentelor principale ale centralei sau HVDC în termen de doi ani de la intrarea în vigoare a prezentului regulament. Gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC trebuie să notifice operatorului de sistem și OTS relevant, în termen de 30 de luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, încheierea contractului.

Notificarea pe care gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC o prezintă operatorului de rețea relevant și OTS relevant trebuie să conțină cel puțin titlul contractului, data semnării și data intrării în vigoare, precum și specificațiile echipamentelor principale ale centralei sau HVDC care urmează a fi construite, asamblate sau achiziționate.

Statul membru poate prevedea că, în anumite împrejurări, autoritatea de reglementare poate stabili dacă sistemul HVDC sau modulul MGCCC trebuie considerat a fi unul nou sau unul existent.

- (3) În urma unei consultări publice desfășurate în conformitate cu articolul 8 și pentru a lua în considerare schimbări importante și concrete ale circumstanțelor, cum ar fi evoluția cerințelor sistemului, inclusiv penetrarea surselor de energie regenerabile, rețelele inteligente, producerea distribuită sau variația cererii, OTS relevant poate propune autorității de reglementare în cauză sau, dacă este cazul, statului membru să extindă aplicarea prezentului regulament la sistemele HVDC și modulele MGCCC existente.

În acest scop, se efectuează o analiză cantitativă solidă și transparentă a raportului costuri-beneficii, în conformitate cu articolele 65 și 66. Analiza trebuie să indice:

- (a) costurile, în ceea ce privește sistemele HVDC existente și modulele MGCCC existente, pe care le presupune punerea în conformitate cu prezentul regulament;
 - (b) beneficiile socio-economice care rezultă din aplicarea cerințelor prevăzute în prezentul regulament; și
 - (c) posibilitatea ca măsurile alternative să realizeze performanța necesară.
- (4) Înainte de a efectua analizele cantitative costuri-beneficii menționate la alineatul (3), OTS relevant:
- (a) efectuează o comparație calitativă preliminară a costurilor și beneficiilor;
 - (b) obține aprobarea autorității de reglementare competente sau, după caz, a statului membru.

- (5) Autoritatea de reglementare competentă sau, după caz, statul membru decide cu privire la extinderea aplicabilității prezentului regulament la sistemele HVDC sau la modulele MGCCC existente în termen de șase luni de la primirea raportului și a recomandării OTS relevant în conformitate cu articolul 65 alineatul (4). Decizia autorității de reglementare sau, dacă este cazul, decizia statului membru se publică.

(6) OTS relevant trebuie să țină seama de așteptările legitime ale proprietarilor sistemelor HVDC și ai modulelor MGCCC, ca parte a evaluării aplicării prezentului regulament la sistemele HVDC și la modulele MGCCC existente.

(7) OTS relevant poate evalua aplicarea unora sau a tuturor dispozițiilor din prezentul regulament la sistemele HVDC și la modulele MGCCC existente la fiecare trei ani, în conformitate cu criteriile și procedurile prevăzute la alineatele (3)-(5).

Articolul 5

Aspecte reglementare

(1) Cerințele de aplicare generală care urmează a fi stabilite de operatorii de rețea relevanți sau de OTS relevanți în temeiul prezentului regulament fac obiectul aprobării de către entitatea desemnată de statul membru și se publică. Entitatea desemnată este autoritatea de reglementare, în lipsa unor dispoziții contrare prevăzute de statul membru.

(2) În ceea ce privește cerințele specifice locației, care urmează a fi stabilite de către operatorii de sistem sau de către OTS relevanți în temeiul prezentului regulament, statele membre pot solicita aprobarea de către o entitate desemnată.

(3) Atunci când aplică prezentul regulament, statele membre, entitățile competente și operatorii de sistem au următoarele îndatoriri:

- (a) să aplice principiile proporționalității și nediscriminării;
- (b) să asigure transparența;
- (c) să aplice principiul optimizării între eficiența generală maximă și cele mai scăzute costuri totale pentru toate părțile implicate;
- (d) să respecte responsabilitatea atribuită OTS relevant, în scopul asigurării siguranței în funcționare, inclusiv în conformitate cu legislația națională;
- (e) să se consulte cu operatorii de distribuție relevanți și să țină cont de impactul potențial asupra sistemului lor;
- (f) să țină seama de standardele și specificațiile tehnice convenite la nivel european.

(4) Operatorul de rețea relevant sau OTS relevant prezintă o propunere pentru cerințele de aplicabilitate generală sau metodologia utilizată la calculul și elaborarea acestora spre aprobarea entității competente în termen de doi ani de la data intrării în vigoare a prezentului regulament.

(5) Atunci când prezentul regulament prevede că operatorul de rețea relevant, OTS relevant, gestionarul sistemului HVDC, gestionarul modulului MGCCC și/sau operatorul sistemului de distribuție trebuie să cadă de acord, toate părțile menționate încearcă să facă acest lucru în termen de șase luni de la data la care o parte prezintă propunerea inițială celorlalte părți. În cazul în care nu se ajunge la un acord în acest termen, fiecare parte poate solicita autorității de reglementare relevante să ia o decizie în termen de șase luni.

(6) Entitățile competente trebuie să ia decizii cu privire la propunerile pentru cerințe sau metodologii în termen de șase luni de la primirea unei astfel de propuneri.

(7) În cazul în care operatorul de rețea sau OTS relevant consideră că este necesară modificarea cerințelor sau metodologiilor prevăzute și aprobate în temeiul alineatelor (1) și (2), cerințele prevăzute la alineatele (3)-(8) se aplică modificării propuse. Operatorii de sistem și OTS care propun modificarea iau în considerare așteptările legitime, dacă acestea există, ale proprietarilor sistemelor HVDC, ale proprietarilor modulelor MGCCC, ale producătorilor de echipamente și ale altor părți interesate pe baza cerințelor sau metodologiilor specificate sau convenite inițial.

(8) Orice parte care are o plângere la adresa unui operator de rețea sau OTS relevant cu privire la obligațiile care îi revin acestuia în temeiul prezentului regulament poate să depună plângerea la autoritatea de reglementare care, în calitate de autoritate de soluționare a litigiilor, emite o decizie în termen de două luni de la primirea plângerii. Acest termen poate fi prelungit cu două luni în cazul în care autoritatea de reglementare dorește să obțină informații suplimentare. Acest termen prelungit poate fi prelungit în continuare cu acordul reclamantului. Decizia autorității de reglementare are efect obligatoriu până la anularea sa în caz de contestație.

(9) În cazul în care cerințele în temeiul prezentului regulament urmează a fi stabilite de un operator de rețea relevant care nu este un OTS, statele membre pot să prevadă în schimb ca OTS să fie responsabil cu stabilirea cerințelor respective.

Articolul 6

OTS multipli

(1) În cazul în care există mai mult de un OTS într-un stat membru, prezentul regulament se aplică tuturor OTS.

(2) În temeiul regimurilor naționale de reglementare, statele membre pot să prevadă că responsabilitatea unui OTS de a respecta una, mai multe sau toate obligațiile ce îi revin în temeiul prezentului regulament este atribuită unuia sau mai multor OTS.

Articolul 7

Recuperarea costurilor

(1) Costurile care sunt suportate de operatorii de sistem care se supun tarifelor de rețea reglementate și care decurg din obligațiile prevăzute în prezentul regulament se evaluează de către autoritățile de reglementare competente. Costurile evaluate ca fiind rezonabile, eficiente și proporționale se recuperează prin tarife de rețea sau alte mecanisme adecvate.

(2) La cererea autorităților de reglementare relevante, operatorii de sistem menționați la alineatul (1) furnizează, în termen de trei luni de la data depunerii cererii, informațiile necesare pentru a facilita evaluarea costurilor suportate.

Articolul 8

Consultarea publică

(1) Operatorii de sistem relevanți și OTS relevanți trebuie să se consulte cu părțile interesate, inclusiv cu autoritățile competente ale fiecărui stat membru, în privința unor propuneri de a extinde aplicarea prezentului regulament la sistemele HVDC existente și la modulele MGCC existente în conformitate cu articolul 4 alineatul (3), în privința rapoartelor elaborate în conformitate cu articolul 65 alineatul (3), și a analizei costuri-beneficii, efectuată în conformitate cu articolul 80 alineatul (2). Consultarea se întinde pe o perioadă de cel puțin o lună.

(2) Operatorii de sistem relevanți sau OTS relevanți trebuie să țină seama în mod corespunzător de opiniile părților interesate care rezultă în urma consultărilor, înainte de prezentarea proiectului de propunere sau a raportului sau a analizei cost-beneficiu spre aprobarea autorității de reglementare sau, dacă este cazul, a statului membru. În orice situație, trebuie să se elaboreze o justificare solidă a includerii sau a neincluzării opiniilor părților interesate, care să fie publicată în timp util, înainte de publicarea propunerii sau simultan cu aceasta.

*Articolul 9***Implicarea părților interesate**

Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (agenția), în strânsă cooperare cu Rețeaua europeană a operatorilor de sisteme de transport de energie electrică (ENTSO-E), organizează implicarea părților interesate cu privire la cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor HVDC și a modulelor MGCC, precum și alte aspecte ale implementării prezentului regulament. Aceasta include reuniuni periodice cu părțile interesate, pentru a se identifica problemele și pentru a se propune îmbunătățiri legate în special de cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor HVDC și a modulelor MGCC.

*Articolul 10***Obligații în materie de confidențialitate**

- (1) Informațiile confidențiale primite, schimbate sau transmise în temeiul prezentului regulament sunt supuse cerințelor secretului profesional prevăzute la alineatele (2), (3) și (4).
- (2) Obligația secretului profesional se aplică oricăror persoane, autorități de reglementare sau entități care intră sub incidența prezentului regulament.
- (3) Informațiile confidențiale primite de persoanele, autoritățile de reglementare sau entitățile menționate la alineatul (2) în timpul exercitării atribuțiilor lor nu pot fi divulgate niciunei alte persoane sau autorități, fără a aduce atingere cazurilor reglementate de dreptul intern, celorlalte dispoziții ale prezentului regulament sau altor texte de lege relevante ale Uniunii.
- (4) Fără a aduce atingere cazurilor reglementate de dreptul intern sau al Uniunii, autoritățile de reglementare, entitățile sau persoanele care primesc informații confidențiale în temeiul prezentului regulament le pot utiliza numai în scopul exercitării funcțiilor lor în temeiul prezentului regulament.

TITLUL II

CERINȚE GENERALE PENTRU RACORDĂRILE HVDC

CAPITOLUL 1

Cerințe pentru reglajul puterii active și menținerea frecvenței*Articolul 11***Domeniile de frecvență**

- (1) Un sistem HVDC trebuie să poată rămâne conectat la rețea și să se mențină în funcțiune în domeniile de frecvență și perioadele de timp specificate în tabelul 1 din anexa I pentru intervalul puterii de scurtcircuit, după cum se prevede la articolul 32 alineatul (2).
- (2) OTS relevant și gestionarul sistemului HVDC pot conveni cu privire la domenii de frecvență mai largi sau la perioade minime de funcționare mai mari, dacă acest lucru este necesar pentru a menține sau a restabili siguranța în funcționare. Dacă domeniile de frecvență mai extinse sau perioadele minime de funcționare mai mari sunt fezabile din punct de vedere economic și tehnic, gestionarul sistemului HVDC nu va refuza în mod nerezonabil să-și dea acordul în acest sens.
- (3) Fără a aduce atingere alineatului (1), un sistem HVDC trebuie să aibă capacitatea de deconectare automată la frecvențele specificate de către OTS relevant.

(4) OTS relevant poate specifica o reducere maximă admisibilă a producției de putere față de punctul de funcționare în cazul în care frecvența este mai mică de 49 Hz.

Articolul 12

Capacitatea de rezistență la viteza de variație a frecvenței

Un sistem HVDC trebuie să poată rămâne conectat la rețea și în stare de funcționare dacă frecvența rețelei se variază cu o viteză între $-2,5$ și $+2,5$ Hz/s (măsurată în orice moment ca o medie a vitezei de variației a frecvenței în ultima 1 s).

Articolul 13

Capacitatea de reglaj a puterii active, intervalul de reglaj și valoarea rampei

(1) În ceea ce privește capacitatea de a regla puterea activă transportată:

(a) un sistem HVDC trebuie să permită ajustarea puterii active transportate până la capacitatea sa maximă de transport în fiecare direcție, în urma unei instrucțiuni transmise de OTS relevant.

OTS relevant:

(i) poate specifica o valoare maximă și una minimă a treptei de variație a puterii active transportate;

(ii) poate specifica o capacitate minimă a transport al puterii electrice active a HDVC pentru fiecare direcție, sub care nu este solicitată capacitatea de transport al puterii active; și

(iii) trebuie să specifice perioada maximă de întârziere în interiorul căreia sistemul HVDC poate să ajusteze puterea activă transportată, la primirea unei cereri din partea OTS relevant;

(b) OTS relevant trebuie să precizeze modul în care un sistem HVDC trebuie să fie capabil să modifice aportul de putere activă transportată în caz de perturbări în una sau mai multe dintre rețelele de curent alternativ la care este racordat. Dacă întârzierea inițială înainte de începutul schimbării este mai mare de 10 milisecunde de la primirea semnalului declanșator de către OTS relevant, acest lucru trebuie să fie justificat în mod rezonabil de către gestionarul sistemului HVDC în fața OTS relevant;

(c) OTS relevant poate specifica faptul că un sistem HVDC trebuie să aibă capacitatea de inversare rapidă a puterii active. Inversarea puterii trebuie să fie posibilă de la limitele maxime de capacitate de transport al puterii active într-o direcție la capacitatea maximă de transport al puterii active în sens invers, cât mai repede posibil din punct de vedere tehnic și justificat în mod rezonabil de către gestionarul sistemului HVDC în fața OTS relevanți în cazul în care durează mai mult de două secunde;

(d) pentru sistemele HVDC care leagă zonele de reglaj sau zone sincrone diferite, sistemul HVDC trebuie să fie echipat cu funcții de reglaj care să permită OTS relevanți să modifice puterea activă transportată, în scopul echilibrării transfrontaliere.

(2) Un sistem HVDC trebuie să permită ajustarea valorii rampei de variație a puterii active, în limita capacităților sale tehnice, în conformitate cu instrucțiunile transmise de OTS relevanți. În caz de modificare a puterii active în conformitate cu alineatul (1) literele (b) și (c), nu se ajustează valoarea rampei.

(3) Dacă un OTS relevant specifică acest lucru, în colaborare cu OTS din țările învecinate, funcțiile de reglaj ale unui sistem HVDC trebuie să fie capabile să ia măsuri de remediere, inclusiv oprirea rampei și blocarea RFA, RLVF-S și RLVF-SUB și reglajul frecvenței. Criteriile de declanșare și de blocare trebuie să fie specificate de către OTS relevant, sub rezerva notificării autorității de reglementare. Modalitățile de realizare a acestei notificări se stabilesc în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil.

Articolul 14

Inerția artificială

(1) În cazul în care se specifică de un OTS relevant, un sistem HVDC trebuie să poată furniza inerție artificială ca răspuns la schimbările de frecvență, activată în regimurile de joasă frecvență și/sau de înaltă frecvență prin ajustarea rapidă a puterii active introduse sau retrase din rețeaua CA pentru a limita viteza de variație a frecvenței. Cerința include cel puțin rezultatele studiilor efectuate de OTS pentru a se stabili dacă este necesar să se stabilească o valoare minimă a inerției.

(2) Principiul acestui sistem de reglaj și parametrii de performanță aferenți se convin între OTS relevant și gestionarul sistemului HVDC.

Articolul 15

Cerințe aplicabile răspunsului la abaterile de frecvență, răspunsului la abaterile de frecvență – creșterea frecvenței și răspunsului la abaterile de frecvență – scăderea frecvenței

Cerințele aplicabile răspunsului la variația de frecvență, răspunsului la abaterile de frecvență – creșterea frecvenței și răspunsului la variațiile de frecvență – scăderea frecvenței se stabilesc în conformitate cu anexa II.

Articolul 16

Reglajul de frecvență

(1) În cazul în care se specifică de către OTS relevant, un sistem HVDC trebuie să fie prevăzut cu un mod de reglaj independent pentru a modifica producția de putere activă a stației de conversie HVDC în funcție de frecvențele din toate punctele de racordare ale sistemului HVDC în scopul de a menține stabilitatea frecvenței sistemelor.

(2) OTS relevant precizează principiul de funcționare, parametrii de performanță aferenți și criteriile de activare a reglajului de frecvență menționat la alineatul (1).

Articolul 17

Pierderea maximă de putere activă

(1) Un sistem HVDC trebuie configurat astfel încât pierderea de putere activă injectată într-o zonă sincronă să fie limitată la o valoare specificată de OTS relevanți pentru zona lor de reglaj frecvență-putere, pe baza impactului sistemului HVDC asupra sistemului energetic.

(2) În cazul în care un sistem HVDC face legătura între două sau mai multe zone de reglaj, OTS în cauză se consultă reciproc pentru a stabili o valoare coordonată a pierderii maxime din injecția de energie activă, astfel cum se menționează la alineatul (1), ținând seama de afectarea comună a diferitelor zone.

CAPITOLUL 2

Cerințe pentru reglajul puterii reactive și menținerea tensiunii

Articolul 18

Domenii de tensiune

- (1) Fără a aduce atingere articolului 25, o stație de conversie HVDC trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea, funcționând la valoarea maximă a curentului din sistemul HVDC, în limitele tensiunii de rețea din punctul de racordare, exprimate prin tensiunea în punctul de racordare aferent tensiunii nominale de 1 pu și în perioadele de timp prevăzute în tabelele 4 și 5 din anexa III. Stabilirea tensiunii nominale de 1 pu se face în comun de către operatorii de sistem relevanți adiacenți.
- (2) Gestionarul sistemului HVDC și operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, pot conveni asupra unor limite de tensiune mai mari sau asupra unor perioade minime de funcționare mai mari decât cele specificate la alineatul (1), pentru a asigura utilizarea optimă a capacităților tehnice ale unui sistem HVDC, dacă acest lucru este necesar pentru a menține sau a restabili siguranța în funcționare. Dacă domeniile de tensiune mai extinse sau perioadele minime mai lungi de funcționare sunt fezabile din punct de vedere economic și tehnic, gestionarul sistemului HVDC nu va refuza în mod nerezonabil să-și dea consimțământul.
- (3) O stație de conversie HVDC trebuie să fie capabilă de deconectare automată la tensiunile de în punctul de racordare specificate de operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant. Condițiile și parametrii pentru deconectarea automată se convin între operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant și cu gestionarul sistemului HVDC.
- (4) Pentru punctele de racordare la tensiunile CA nominale de 1 pu care nu sunt incluse în limitele prevăzute în anexa III, operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevanți, precizează cerințele aplicabile în punctele de racordare.
- (5) În pofida dispozițiilor de la alineatul (1), OTS relevanți din zona baltică sincronă, în urma consultărilor cu OTS relevanți învecinați, pot solicita stațiilor de conversie HVDC să rămână conectate la rețeaua cu tensiune de 400 kV în intervalele de tensiune și de timp care se aplică în zona sincronă Europa continentală.

Articolul 19

Contribuția la scurtcircuit în timpul defectelor

- (1) Dacă se specifică de către operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, un sistem HVDC trebuie să aibă capacitatea de a furniza componenta tranzitorie a curentului de defect într-un punct de racordare în cazul defectelor simetrice (trifazate).
- (2) În cazul în care un sistem HVDC trebuie să aibă capacitatea menționată la alineatul (1), operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, precizează următoarele:
- (a) modul și momentul în care se determină o abatere de tensiune, precum și terminarea abaterii de tensiune;
 - (b) caracteristicile componentei tranzitorii a curentului de defect;
 - (c) secvența de timp și precizia componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect, care poate include mai multe etape.
- (3) Operatorul de rețea relevant, în coordonare OTS relevant, poate preciza o cerință pentru introducerea de curent asimetric în cazul defectelor asimetrice (monofazate sau bifazate).

Articolul 20

Capacitatea de livrare de putere reactivă

- (1) Operatorul de rețea relevant, în colaborare cu OTS relevant, trebuie să stabilească cerințele referitoare la capacitatea de livrare de putere reactivă la punctele de racordare, în contextul variațiilor de tensiune. Propunerea pentru aceste cerințe include o diagramă $U-Q/P_{\max}$, în limita căreia stația de conversie HVDC trebuie să poată furniza putere reactivă la capacitatea sa maximă de transport al puterii active.
- (2) Diagrama $U-Q/P_{\max}$ menționată la alineatul (1) respectă următoarele principii:
- (a) diagrama $U-Q/P_{\max}$ nu trebuie să depășească conturul profilului $U-Q/P_{\max}$ reprezentat de conturul interior din figura din anexa IV și nu este necesar să fie de formă dreptunghiulară;
 - (b) dimensiunile conturului profilului $U-Q/P_{\max}$ trebuie să respecte valorile stabilite pentru fiecare zonă sincronă în tabelul care figurează în anexa IV; și
 - (c) poziția înfășurătoarei profilului $U-Q/P_{\max}$ trebuie să respecte limitele înfășurătoarei exterioare fixe din grafiul din anexa IV.
- (3) Un sistem HVDC trebuie să se poată deplasa la orice punct de funcționare din cadrul diagramei $U-Q/P_{\max}$ în intervalele de timp specificate de operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS relevant.
- (4) Atunci când funcționează la o putere activă sub valoarea maximă a capacității de transport al puterii active a HVDC ($P < P_{\max}$), stația de conversie HVDC trebuie să fie capabilă să funcționeze în orice punct de funcționare posibil, astfel cum se specifică de către operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS relevant și în conformitate cu capacitatea de putere reactivă stabilită de profilul $U-Q/P_{\max}$ indicat la alineatele (1)-(3).

Articolul 21

Puterea reactivă schimbată cu rețeaua

- (1) Gestionarul sistemului HVDC se asigură că puterea reactivă a stației de conversie HVDC schimbată cu rețeaua în punctul de racordare este limitată la valorile specificate de operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS relevant.
- (2) Variația puterii reactive cauzată de funcționarea stației de conversie HVDC în modul de reglaj al puterii reactive, menționată la articolul 22 alineatul (1), nu duce la un salt de tensiune mai mare decât valoarea permisă în punctul de racordare. Operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, stabilește această valoare maximă tolerabilă a variației de tensiune.

Articolul 22

Modul de reglaj al puterii reactive

- (1) O stație de conversie HVDC trebuie să fie capabilă de funcționare într-unul sau mai multe din modurile de reglaj de mai jos, după cum specifică operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS relevant:
- (a) modul de reglaj al tensiunii;
 - (b) modul de reglaj al puterii reactive;
 - (c) modul de reglaj al factorului de putere.

- (2) O stație de conversie HVDC trebuie să fie capabilă de funcționare în moduri de reglaj suplimentare, specificate de operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS relevant.
- (3) În ceea ce privește modul de reglaj al tensiunii, fiecare stație de conversie HVDC trebuie să fie capabilă să contribuie la reglajul tensiunii în punctul de racordare prin utilizarea capacităților sale, respectând în același timp dispozițiile articolelor 20 și 21, în conformitate cu următoarele caracteristici ale reglajului:
- (a) o tensiune de referință în punctul de racordare trebuie prevăzută astfel încât să acopere un anumit interval de funcționare, în mod continuu sau în trepte, de către operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant;
 - (b) reglajul tensiunii poate fi acționat cu sau fără bandă moartă în jurul unei valori de referință, care să poată fi selectată din intervalul de la zero până la ± 5 % din tensiunea de rețea convenită în unități relative 1 pu. Banda moartă trebuie să fie ajustabilă în trepte, după cum se specifică de către operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS relevant;
 - (c) în urma unei schimbări a treptei de tensiune, stația de conversie HVDC trebuie să poată:
 - (i) să realizeze 90 % din variația puterii reactive într-un timp t_1 prevăzut de operatorul de sistem în coordonare cu OTS relevant. Timpul t_1 trebuie să se situeze în intervalul 0,1-10 secunde; și
 - (ii) să se limiteze la valoarea specificată de rampa de variație activă într-un timp t_2 prevăzut de operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS relevant. Timpul t_2 trebuie să se situeze în intervalul 1-60 secunde, cu o anumită toleranță în regim staționar exprimată în % din valoarea maximă a puterii reactive;
 - (d) modul de reglaj al tensiunii include capacitatea de a modifica puterea reactivă rezultată, pe baza unei combinații dintre o valoare de referință modificată a tensiunii și o altă componentă suplimentară a puterii reactive solicitate. Rampa trebuie să fie specificată de un interval de timp și o valoare de variație (treaptă), după cum se prevede de către operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS relevant.
- (4) În ceea ce privește modul de reglaj al puterii reactive, operatorul de rețea relevant indică o variație de putere reactivă în MVar sau în % din valoarea maximă a puterii reactive, precum și precizia aferentă în punctul de racordare, utilizând capacitățile sistemului HVDC și respectând totodată articolele 20 și 21.
- (5) În ceea ce privește modul de comandă al factorului de putere, stația de conversie HVDC trebuie să poată regla factorul de putere la o valoare țintă de în punctul de racordare, respectând articolele 20 și 21. Valorile prescrise referinței trebuie să fie disponibile în trepte care să nu depășească o valoare maximă permisă stabilită de operatorul de rețea relevant.
- (6) Operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, trebuie să precizeze toate echipamentele necesare pentru a permite selectarea de la distanță a modurilor de reglaj și ale valorilor de referință.

Articolul 23

Întâietatea contribuției puterii active sau reactive

Ținând cont de capacitățile sistemului HVDC menționate în conformitate cu prezentul regulament, OTS relevant trebuie să stabilească dacă are prioritate contribuția puterii active sau contribuția puterii reactive în timpul funcționării la tensiune înaltă sau joasă sau în timpul defectelor pentru care este necesară capacitatea de trecere peste defect. În cazul în care prioritatea este acordată contribuției puterii active, furnizarea acesteia se stabilește într-un interval de timp de la începutul defectului, astfel cum se specifică de către OTS relevant.

Articolul 24

Calitatea energiei electrice

Un proprietar de sistem HVDC trebuie să se asigure că propriul sistem de racordare la rețea nu determină un nivel de distorsiune sau de fluctuații ale tensiunii de alimentare în rețea, în punctul de racordare, peste nivelul specificat de operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS relevant. Procesul necesar pentru realizarea de studii și furnizarea de date relevante de către toți utilizatorii rețelei implicați, precum și măsurile de atenuare identificate și implementate trebuie să respecte procedura de la articolul 29.

CAPITOLUL 3

Cerințe pentru capacitatea de trecere peste defect

Articolul 25

Capacitatea de trecere peste defect

(1) OTS relevant trebuie să precizeze, respectând articolul 18, o diagramă a dependenței tensiune-timp, astfel cum este prevăzut în anexa V și având în vedere modul de evoluție a tensiunii în timp prevăzut pentru modulele generatoare din centrală în conformitate cu Regulamentul (UE) 2016/631. Această diagramă se aplică în punctele de racordare în condiții de defect, în care stația de conversie HVDC trebuie să poată rămâne conectată la rețea și în stare de funcționare stabilă după sistemul și-a revenit în urma eliminării defectului. Diagrama dependenței tensiune-timp exprimă o limită inferioară a traiectoriei reale a tensiunilor la borne la nivelul de tensiune a rețelei în punctul de racordare în timpul unui defect simetric, ca funcție de timp înainte, în timpul defectului și după aceea. Orice trecere peste defect care depășește t_{rec2} se stabilește de către OTS relevant în conformitate cu articolul 18.

(2) La cererea gestionarului de sistem HVDC, operatorul de rețea relevant furnizează condițiile ante- și post-defect, după cum se prevede la articolul 32 în ceea ce privește:

- (a) capacitatea minimă de scurtcircuit pre-defect la fiecare punct de racordare, exprimată în MVA;
- (b) punctul de funcționare ante-defect al stației de conversie HVDC, exprimat în putere activă și putere reactivă în punctul de racordare și tensiune în punctul de racordare; și
- (c) capacitatea minimă de scurtcircuit post-defect la fiecare punct de racordare, exprimată în MVA.

În mod alternativ, operatorul de rețea relevant poate furniza valorile generice pentru condițiile de mai sus, derivate din cazuri tipice.

(3) stația de conversie HVDC trebuie să rămână conectată la rețea și să continue să funcționeze în mod stabil în cazul în care variația reală a tensiunilor la borne pe nivelul de tensiune în punctul de racordare în timpul unui defect simetric, având în vedere condițiile ante- și post-defect de la articolul 32, rămâne peste limita inferioară prevăzută în graficul din anexa V, cu excepția cazului în care sistemul de protecție pentru defectele electrice interne necesită deconectarea de la rețea a stației de conversie HVDC. Sistemele de protecție și setările pentru defectele interne trebuie proiectate astfel încât să nu pericliteze performanța capacității de trecere peste defect;

(4) OTS relevant poate stabili limite de tensiune (U_{block}) în punctele de racordare în rețea, în anumite condiții de rețea, la care se permite blocarea sistemului HVDC. Blocarea înseamnă rămânerea în stare de conectare la rețea fără contribuție de putere activă și reactivă pentru un interval de timp care trebuie să fie cât mai scurt posibil din punct de vedere tehnic și care este stabilit în comun de către OTS relevanți și gestionarul sistemului HVDC.

(5) În conformitate cu articolul 34, protecția la tensiune scăzută se stabilește de către gestionarul sistemului HVDC la capacitatea tehnică cea mai amplă posibilă a stației de conversie HVDC. Operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, poate stabili și capacități mai reduse, în temeiul articolului 34.

(6) OTS relevant precizează capabilitățile de trecere peste defect în cazul defectelor asimetrice.

Articolul 26

Restabilirea puterii active post-defect

OTS relevant precizează nivelul și graficul în timp al restabilirii puterii active pe care sistemul HVDC este capabil să o furnizeze, în conformitate cu articolul 25.

*Articolul 27***Recuperare rapidă după defect în curent continuu**

Sistemele HVDC, inclusiv liniile aeriene CC, trebuie să permită revenirea rapidă după defectele tranzitorii apărute în sistemul HVDC. Detaliile acestei capacități fac obiectul coordonării și convenirii sistemelor de protecție și al setărilor menționate în temeiul articolului 34 litera.

*CAPITOLUL 4****Cerințe pentru comandă și control****Articolul 28***Punerea sub tensiune și sincronizarea stațiilor de conversie HVDC**

Cu excepția unor instrucțiuni contrare din partea operatorului de rețea relevant, în cursul punerii sub tensiune sau sincronizării unei stații de conversie HVDC la rețeaua de curent alternativ sau în timpul conectării unei stații de conversie HVDC energizate la un sistem HVDC, stația de conversie HVDC trebuie să aibă capacitatea să limiteze orice modificări ale nivelului de tensiune la un regim permanent stabilit de operatorul de rețea relevant în coordonare cu OTS relevant. Nivelul specificat nu trebuie să depășească 5 % din tensiunea de presincronizare. Operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS relevant, specifică amplitudinea maximă, durata și intervalul de măsurare a tensiunilor tranzitorii

*Articolul 29***Interacțiunile dintre sistemele HVDC și alte centrale sau echipamente**

(1) În cazul în care mai multe stații de conversie HVDC sau alte instalații și echipamente se află în imediată proximitate electrică, OTS relevant poate preciza dacă este necesar un studiu cu o anumită sferă și amploare care să demonstreze că nu vor avea loc interacțiuni negative. În cazul în care se depistează interacțiuni negative, studiile trebuie să identifice potențiale măsuri de atenuare care trebuie implementate pentru a asigura conformitatea cu cerințele prezentului regulament.

(2) Studiile se efectuează de către gestionarul sistemului HVDC, cu participarea tuturor celorlalte părți identificate de către OTS ca fiind relevante pentru fiecare punct de racordare. Statele membre pot să prevadă că responsabilitatea pentru efectuarea studiilor în conformitate cu prezentul articol îi revine OTS. Toate părțile sunt informate asupra rezultatelor studiilor.

(3) Toate părțile identificate de către OTS relevant ca fiind relevante pentru fiecare punct de racordare, inclusiv OTS relevant, contribuie la studii și furnizează toate datele și modelele relevante, după cum este rezonabil necesar pentru atingerea scopului acestor studii. OTS relevant colectează aceste informații și, dacă este cazul, le transmite părții responsabile pentru studii, în conformitate cu articolul 10.

(4) OTS relevant evaluează rezultatul studiilor pe baza domeniului de aplicare și a dimensiunii lor, astfel cum se prevede în conformitate cu alineatul (1). Dacă este necesar pentru evaluare, OTS relevant poate solicita gestionarului sistemului HVDC să realizeze studii suplimentare în conformitate cu domeniul de aplicare și cu amploarea specificate în conformitate cu alineatul (1).

(5) OTS relevant poate revizui sau reproduce studiile, integral sau parțial. Gestionarul sistemului HVDC furnizează OTS relevant toate datele și modelele relevante care permit efectuarea studiului.

(6) Măsurile de atenuare necesare identificate de studiile efectuate în conformitate cu alineatele (2)-(5) și evaluate de către OTS relevant trebuie să fie luate de către gestionarul sistemului HVDC ca parte a racordării noilor stații de conversie HVDC.

(7) OTS relevant poate specifica valori de performanță temporare asociate unor evenimente legate de un sistem HVDC individual sau de mai multe sisteme HVDC afectate în mod obișnuit. Această dispoziție poate fi prevăzută pentru a proteja integritatea atât a echipamentelor OTS, cât și a celor ale utilizatorilor de rețea în concordanță cu codul național.

Articolul 30

Capacitatea de amortizare a oscilațiilor de putere

Sistemul HVDC trebuie să poată contribui la amortizarea oscilațiilor de putere în rețelele de curent alternativ conectate. Sistemul de reglaj al sistemului HVDC nu reduce amortizarea oscilațiilor de putere. OTS relevant stabilește un domeniu de frecvență al oscilațiilor pe care sistemul de reglaj le amortizează pozitiv și condițiile de rețea la producerea acestui eveniment, care justifică cel puțin studiile de evaluare a stabilității dinamice efectuate de OTS pentru a identifica limitele de stabilitate și potențialele probleme de stabilitate în sistemele lor de transport. Selectarea setărilor parametrilor de reglaj se stabilește de comun acord între OTS relevant și gestionarul sistemului HVDC.

Articolul 31

Capacitatea de amortizare a interacțiunilor torsionale subsincrone

(1) În ceea ce privește amortizarea interacțiunilor torsionale subsincrone (ITSS), echipamentele HVDC trebuie să fie capabile să contribuie la amortizarea electrică a oscilațiilor de frecvență torsionale.

(2) OTS relevant precizează amploarea necesară a studiilor ITSS și furnizează parametri de intrare, în măsura în care este posibil, în legătură cu echipamentele și condițiile sistemului respectiv în rețeaua sa. Studiile ITSS sunt furnizate de către gestionarul sistemului HVDC. Studiile identifică eventualele condiții în care există ITSS și propun procedurile de atenuare necesare. Statele membre pot să prevadă că responsabilitatea pentru efectuarea studiilor în conformitate cu prezentul articol îi revine OTS. Toate părțile sunt informate asupra rezultatelor studiilor.

(3) Toate părțile identificate de către OTS relevant ca fiind relevante pentru fiecare punct de racordare, inclusiv OTS relevant, contribuie la studii și furnizează toate datele și modelele relevante, după cum este rezonabil necesar pentru atingerea scopului acestor studii. OTS relevant colectează aceste informații și, dacă este cazul, le transmite părții responsabile pentru studii, în conformitate cu articolul 10.

(4) OTS relevant evaluează rezultatul studiilor ITSS. Dacă este necesar pentru evaluare, OTS relevant poate solicita ca gestionarul sistemului HVDC să efectueze în continuare studii ITSS în conformitate cu același domeniu de aplicare și respectând aceeași amploare.

(5) OTS relevant poate revizui sau reproduce studiul. Gestionarul sistemului HVDC furnizează OTS relevant toate datele și modelele relevante care permit realizarea studiului.

(6) Măsurile de atenuare necesare identificate de studiile efectuate în conformitate cu alineatele (2) sau (4) și evaluate de către OTS relevanți trebuie să fie luate de către gestionarul sistemului HVDC ca parte a racordării noilor stații de conversie HVDC.

*Articolul 32***Caracteristicile rețelei**

- (1) Operatorul de rețea relevant precizează și pune la dispoziția publicului metoda și condițiile ante- și post-defect pentru calculul cel puțin al puterii minime și maxime de scurtcircuit la punctele de racordare.
- (2) Sistemul HVDC trebuie să poată funcționa în intervalul de putere de scurtcircuit și în caracteristicile rețelei specificate de operatorul de rețea relevant.
- (3) Fiecare operator de rețea relevant furnizează gestionarului sistemului HVDC echivalente ale rețelei care descriu comportamentul rețelei în punctul de racordare, permițând proprietarilor de sisteme HVDC să-și proiecteze sistemul lor în ceea ce privește cel puțin, dar nu exclusiv, armonicile și stabilitatea dinamică de-a lungul întregului ciclu de viață al sistemului HVDC.

*Articolul 33***Stabilitatea în funcționare a sistemului HVDC**

- (1) Sistemul HVDC trebuie să poată găsi puncte de funcționare stabile, cu o variație minimă a fluxului de putere activă și a nivelului de tensiune, în timpul și după orice modificare planificată sau neplanificată a sistemului HVDC sau a rețelei CA la care acesta este racordat. OTS relevant trebuie să precizeze schimbările condițiilor din sistem în care sistemele HVDC rămân în stare de funcționare stabilă.
- (2) Gestionarul sistemului HVDC se asigură că declanșarea sau deconectarea unei stații de conversie HVDC, ca parte a unui sistem HVDC cu borne multiple sau integrat, nu duce la tensiuni tranzitorii în punctul de racordare care să depășească limita specificată de către OTS relevant.
- (3) Sistemul este astfel conceput încât să reziste defectelor tranzitorii de pe liniile HVAC dintr-o rețea adiacentă sau apropiată de sistemul HVDC, și să nu determine deconectarea de la rețea a echipamentelor din sistemul HVDC din cauza autoreanclanșării liniilor din rețea.
- (4) Gestionarul sistemului HVDC furnizează operatorului de rețea relevant informații privind reziliența sistemului HVDC la perturbările din sistemul AC.

*CAPITOLUL 5****Cerințe pentru dispozitivele și reglajele corespunzătoare****Articolul 34***Scheme și reglaje ale protecțiilor electrice**

- (1) Operatorul de rețea relevant specifică, în coordonare cu OTS relevant, schemele de protecție și reglajele necesare, ținând cont de caracteristicile sistemului HVDC. Schemele de protecție relevante pentru sistemul HVDC și rețea, precum și setările relevante pentru sistemul HVDC trebuie să fie coordonate și convenite între operatorul de rețea relevant, OTS relevant și gestionarul sistemului HVDC. Schemele de protecție și setările pentru defectele electrice interne trebuie să fie proiectate în așa fel încât să nu pericliteze performanța sistemului HVDC în conformitate cu prezentul regulament.
- (2) Protecțiile electrice ale sistemului HVDC prevalează asupra comenzilor operaționale, ținând seama de siguranța sistemelor, de sănătatea și siguranța personalului și a publicului, precum și reducerea avariilor la sistemul HVDC.

(3) Modificările aduse schemelor de protecție sau setărilor acestora relevante pentru sistemul HVDC și rețea se convin între operatorul de rețea relevant, OTS relevant și gestionarul sistemului HVDC, înainte de a fi implementate de către gestionarul sistemului HVDC.

Articolul 35

Ierarhizarea protecției și a controlului

(1) O schemă de protecții-control, indicată de către gestionarul sistemului HVDC și constând din diferite moduri de comandă, inclusiv reglaje parametrilor specifici, trebuie să fie coordonată și convenită între OTS relevant, operatorul de rețea relevant și gestionarul sistemului HVDC.

(2) Cu privire la ierarhizarea protecției și a reglajului, gestionarul sistemului HVDC își organizează dispozitivele de protecție și de reglaj în conformitate cu următoarea ierarhizare, în ordinea descrescătoare a importanței, cu excepția cazului în care se specifică altfel de către OTS relevanți, în coordonare cu operatorul de rețea relevant:

- (a) protecția rețelei și a sistemului HVDC;
- (b) reglajul puterii active pentru suport în caz de urgență;
- (c) inerția artificială, dacă este cazul;
- (d) acțiunile corective automate, astfel cum se prevede la articolul 13 alineatul (3);
- (e) RLVF;
- (f) RFA și reglajul frecvenței; și
- (g) constrângerea privind panta de putere.

Articolul 36

Modificări ale schemelor și reglajelor sistemelor de protecție și control

(1) Parametrii diferitelor moduri de comandă și reglajele protecțiilor sistemului HVDC trebuie să poată fi modificate în stația de conversie HVDC, dacă operatorul de rețea relevant sau OTS relevant solicită acest lucru, în conformitate cu alineatul (3).

(2) Modificarea schemelor sau a reglajelor parametrilor diferitelor moduri de comandă și de protecție a sistemului HVDC, inclusiv procedura, trebuie să fie coordonată și convenită între operatorul de sistem de transport relevant, OTS relevant și gestionarul sistemului HVDC.

(3) Modurile de reglaj și de transport și valorile prescrise ale sistemului HVDC asociate trebuie să poată fi modificate de la distanță, astfel cum prevede operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant.

CAPITOLUL 6

Cerințe pentru restaurarea sistemului electroenergetic

Articolul 37

Pornirea fără sursă de tensiune din sistem

(1) OTS relevant poate obține o cotă pentru a-și asigura capacitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem de la un proprietar de sistem HVDC.

(2) În cazul în care una dintre stațiile de conversie este pusă sub tensiune, un sistem HVDC cu capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem trebuie să poată să pună sub tensiune bara colectoare din postul de transformare CA la care este racordată o altă stație de conversie, într-un termen după închiderea sistemului HVDC stabilit de către OTS relevant. Sistemul HVDC trebuie să aibă capacitatea de sincronizare în domeniul de frecvență stabilit la articolul 11 și în limitele de tensiune specificate de OTS relevant sau astfel cum se prevede la articolul 18, după caz. OTS relevant poate prevedea intervale de tensiune și de frecvență mai mari atunci când acest lucru este necesar pentru a restabili siguranța în funcționare.

(3) OTS relevant și gestionarul sistemului HVDC convin asupra capacității și a disponibilității capacității de pornire fără sursă de tensiune din rețea și asupra procedurii operaționale.

TITLUL III

CERINȚE PENTRU MODULELE MGCCC ȘI PENTRU STAȚIILE DE CONVERSIE HVDC DIN CAPETE

CAPITOLUL 1

Cerințe pentru modulele mgccc

Articolul 38

Domeniu de aplicare

Cerințele aplicabile modulelor generatoare offshore în temeiul articolelor 13-22 din Regulamentul (UE) 2016/631 se aplică modulelor MGCCC care fac obiectul cerințelor specifice prevăzute la articolele 41-45 din prezentul regulament. Aceste cerințe se aplică punctelor de interfață HVDC ale modului MGCCC și sistemelor HVDC. Clasificarea de la articolul 5 din Regulamentul (UE) 2016/631 se aplică modulelor MGCCC.

Articolul 39

Cerințe privind stabilitatea frecvenței

- (1) În ceea ce privește răspunsul la abaterile de frecvență:
- (a) un modul MGCC trebuie să fie capabil să primească un semnal rapid de la un punct de racordare din zona sincronă în care se furnizează răspunsul la abaterile de frecvență și să fie capabil să prelucreze acest semnal în decurs de 0,1 secundă de la emiterea semnalului la încheierea prelucrării semnalului de activare a răspunsului. Frecvența trebuie măsurată în punctul de racordare în zona sincronă în care este furnizat răspunsul la frecvență;
 - (b) modulele MGCCC racordate prin sistemele HVDC care se conectează cu mai mult de o zonă de reglaj trebuie să fie capabile să asigure un reglaj coordonat al frecvenței, astfel cum prevede OTS relevant.
- (2) În ceea ce privește domeniile de frecvență și răspunsul la abaterile frecvenței:
- (a) un modul MGCCC trebuie să aibă capacitatea de a rămâne conectat la rețeaua stației de conversie HVDC din capete și de a funcționa în domeniile de frecvență și pe duratele prevăzute în anexa VI pentru sistemul nominal de 50 Hz. În cazul în care se utilizează altă frecvență nominală decât cea de 50 Hz sau o frecvență variabilă prin proiectare, sub rezerva unui acord cu OTS relevant, domeniile de frecvență și duratele aplicabile sunt specificate de către OTS relevant, ținând seama de particularitățile sistemului și de cerințele stabilite în anexa VI;

- (b) OTS relevant și gestionarul modulului MGCCC pot stabili de comun acord domenii de frecvență mai largi sau perioade minime de funcționare mai mari, pentru a asigura utilizarea optimă a capacităților tehnice ale modulului MGCCC, dacă acest lucru este necesar pentru a menține sau a restabili siguranța în funcționare. Dacă domeniile de frecvență mai extinse sau perioadele minime de funcționare mai mari sunt fezabile din punct de vedere economic și tehnic, gestionarul modulului MGCCC nu va refuza în mod nerezonabil să-și dea acordul în acest sens;
- (c) respectând dispozițiile de la alineatul (2) litera (a), un modul CCSC trebuie să fie capabil să se deconecteze automat la anumite frecvențe, în cazul în care acest lucru este prevăzut de către OTS relevant. Condițiile și parametrii pentru deconectarea automată se convin între OTS relevant și gestionarul modulului MGCCC.
- (3) În ceea ce privește capacitatea de rezistență la viteza de variație a frecvenței, un modul MGCCC trebuie să poată rămâne conectat la rețeaua stației de conversie HVDC din capete și în stare de funcționare dacă frecvența din sistem se schimbă cu o viteză de până la ± 2 Hz/S (măsurată în orice moment ca o medie a ratei de schimbare a frecvenței în ultima secundă) la punctul de interfață al modulului MGCCC de la stația de conversie HVDC din capete pentru sistemul nominal de 50 Hz.
- (4) Modulele MGCCC trebuie să aibă capacitate de răspuns limitat la abaterile crescătoare ale frecvenței (RFAS-S) în conformitate cu articolul 13 alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2016/631, sub rezerva răspunsului la semnalul rapid, astfel cum se specifică la alineatul (1) pentru sistemul nominal de 50 Hz.
- (5) Pentru sistemul nominal de 50 Hz, capabilitatea modulelor MGCCC de a menține puterea constantă se determină în conformitate cu articolul 13 alineatul (3) din Regulamentul (UE) 2016/631.
- (6) Pentru sistemul nominal de 50 Hz, capabilitatea unui modul MGCCC de reglaj a puterii se determină în conformitate cu articolul 15 alineatul (2) litera (a) din Regulamentul (UE) 2016/631. Trebuie să se permită reglajul manual în cazul în care dispozitivele de reglaj automat de la distanță nu sunt în uz.
- (7) Modulele MGCCC trebuie să aibă capacitate de răspuns la limitările de frecvență – creșterea frecvenței (FRA-CR) în conformitate cu articolul 15 alineatul (2) litera (c) din Regulamentul (UE) 2016/631, sub rezerva răspunsului la semnalul rapid, astfel cum se specifică la alineatul (1) pentru sistemul nominal de 50 Hz.
- (8) Modulele MGCCC trebuie să aibă capacitate de răspuns la frecvență, care se determină în conformitate cu articolul 15 alineatul (2) litera (d) din Regulamentul (UE) 2016/631, sub rezerva răspunsului la semnalul rapid, astfel cum se specifică la alineatul (1) pentru sistemul nominal de 50 Hz.
- (9) Pentru sistemul nominal de 50 Hz, capacitatea de restabilire a frecvenței a unui modul MGCCC se determină în conformitate cu articolul 15 alineatul (2) litera (e) din Regulamentul (UE) 2016/631.
- (10) În cazul în care se utilizează altă frecvență nominală decât cea de 50 Hz sau o frecvență variabilă prin proiectare sau o tensiune de sistem CC, sub rezerva aprobării OTS relevant, capacitățile enumerate la alineatele (3)-(9) și parametrii aferenți acestor capacități se specifică de către OTS relevant.

Articolul 40

Cerințe pentru puterea reactivă și pentru tensiune

- (1) În ceea ce privește domeniile de tensiune:
- (a) un modul MGCCC trebuie să aibă capacitatea de a rămâne conectat la rețeaua stației de conversie HVDC din capete și de a funcționa în domeniile de tensiune (per unitate) și pe duratele prevăzute în tabelele 9 și 10 din anexa VII. Domeniul de tensiune și duratele specificate aplicabile sunt selectate pe baza tensiunii de referință de 1 pu;
- (b) Operatorul de rețea relevant, OTS relevant și gestionarul modulului MGCCC pot stabili de comun acord domenii de tensiune mai largi sau perioade minime de funcționare mai mari, pentru a asigura utilizarea optimă a capacităților tehnice ale modulului MGCCC, dacă acest lucru este necesar pentru a menține sau a restabili siguranța în funcționare. Dacă domeniile de tensiune mai extinse sau perioadele minime de funcționare mai mari sunt fezabile din punct de vedere economic și tehnic, gestionarul modulului MGCCC nu va refuza în mod nerezonabil să își dea acordul în acest sens;

- (c) pentru modulele MGCCC care au un punct de interfață HVDC la rețeaua stației de conversie HVDC din capete, operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, poate specifica tensiuni la punctul de interfață HVDC la care un modul MGCCC trebuie să fie capabil de deconectare automată. Condițiile și parametrii pentru deconectarea automată se convin între operatorul de rețea relevant, OTS relevant și gestionarul modului MGCCC;
- (d) pentru punctele de interfață la tensiunile CA care nu sunt incluse în domeniul de aplicare al anexei VII, operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, trebuie să precizeze cerințele aplicabile punctului de racordare;
- (e) în cazul utilizării altor frecvențe decât cea nominală de 50 Hz, sub rezerva acordului OTS relevant, domeniile de tensiune și duratele specificate de operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, trebuie să fie proporționale cu cele din tabelele 9 și 10 din anexa VII.
- (2) În ceea ce privește capacitatea de putere reactivă a modulelor MGCCC:
- (a) dacă gestionarul modului MGCCC poate obține un acord bilateral cu proprietarii de sisteme HVDC care conectează modulul MGCCC la un singur punct de racordare la o rețea AC, el trebuie să îndeplinească toate cerințele de mai jos:
- (i) trebuie să aibă capacitatea să realizeze, cu instalații sau echipamente și/sau software suplimentare, capabilitățile de livrare a puterii reactive prescrise de operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, în conformitate cu litera (b), și trebuie:
- să aibă capabilitățile puterii reactive pentru unele sau pentru toate echipamentele în conformitate cu litera (b), deja instalate ca parte a racordării modului MGCCC la rețeaua de curent alternativ la momentul conectării inițiale și punerii în funcțiune; sau
 - să demonstreze și, ulterior, să ajungă la un acord cu operatorul de rețea relevant și cu OTS relevant cu privire la modul în care va fi asigurată capabilitatea de livrare a puterii reactive atunci când modulul MGCCC este racordat la mai mult de un singur punct de racordare din rețeaua de curent alternativ sau rețeaua stației de conversie HVDC din capete are conectat fie un modul MGCCC, fie un sistem HVDC cu un alt proprietar. Acest acord include un contract prin care gestionarul modului MGCCC (sau oricare proprietar ulterior) se angajează că va finanța și instala capabilitățile de putere reactivă prevăzute de prezentul articol pentru modulele sale într-un moment specificat de operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant. Operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, îl informează pe gestionarul modului MGCCC asupra datei de finalizare a oricărui proiect angajat care va necesita ca gestionarul modului MGCCC să instaleze capacitatea integrală de putere reactivă;
- (ii) operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, trebuie să țină cont de calendarul de rețehnologizare a capacității de putere reactivă la modulul MGCCC la stabilirea momentului în care urmează să aibă loc rețehnologizarea acestei capacități de putere reactivă. Calendarul proiectului trebuie să fie furnizat de gestionarul modului MGCCC în momentul racordării la rețeaua de curent alternativ;
- (b) modulele MGCCC trebuie să îndeplinească următoarele cerințe referitoare la stabilitatea tensiunii, fie la momentul racordării, fie ulterior, în conformitate cu acordul menționat la litera (a):
- (i) (în ceea ce privește capacitatea puterii reactive la capacitatea maximă de transport al puterii electrice a sistemului HVDC, modulele MGCCC trebuie să întrunească cerințele în materie de capacitate de putere reactivă stabilite de operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS relevant, în contextul tensiunii variabile. Operatorul de rețea relevant stabilește un profil $U-Q/P_{\max}$ care poate lua orice formă în limitele stabilite în tabelul 11 din anexa VII, în care modulul MGCCC trebuie să aibă capacitatea de a furniza putere reactivă la capacitatea maximă de transport al puterii reactive a sistemului HVDC. Operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, ia în considerare dezvoltarea pe termen lung a rețelei atunci când stabilește aceste valori, precum și eventualele costuri pentru modulele de centrală electrică ale furnizării capabilității de producție a puterii reactive la înaltă tensiune și de consum al puterii reactive la tensiune joasă.

În cazul în care planul decenal de dezvoltare a rețelei, elaborat în conformitate cu articolul 8 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 sau un plan național elaborat și aprobat în conformitate cu articolul 22 din Directiva 2009/72/CE prevede că un modul MGCCC se va racorda CA la zona sincronă, OTS relevant poate preciza că:

- modulul MGCCC trebuie să dispună de capacitățile prevăzute la articolul 25 alineatul (4) din Regulamentul (UE) 2016/631 pentru această zonă sincronă, instalate în momentul racordării inițiale la rețeaua CA și al punerii în funcțiune a modului MGCCC; sau
 - gestionarul modului MGCCC trebuie să demonstreze operatorului de rețea relevant și OTS relevant modul în care capacitățile puterii reactive prevăzute la articolul 25 alineatul (4) din Regulamentul (UE) 2016/631 în această zonă sincronă vor fi furnizate în cazul în care modulul MGCCC se conectează CA la zona sincronă și, ulterior, să ajungă la un acord în acest sens;
- (ii) în ceea ce privește capacitatea de livrare a puterii reactive, operatorul de rețea relevant poate stabili o putere reactivă suplimentară care trebuie furnizată dacă punctul de racordare al unui modul MGCCC nu se află nici la bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune, nici la bornele generatorului, în cazul în care nu există un transformator ridicător de tensiune. Această putere reactivă suplimentară trebuie să compenseze schimbul de putere reactivă al liniei sau cablului de înaltă tensiune între bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune al modului MGCCC sau bornele alternatorului, în cazul în care nu există un transformator ridicător de tensiune, și punctul de racordare și trebuie să fie furnizată de gestionarul responsabil al respectivei linii sau cablu.
- (3) în ceea ce privește prioritizarea contribuției puterii active pentru modulele MGCCC, operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, precizează care dintre acestea are prioritate în timpul defectelor pentru care este nevoie de capacitatea de trecere peste defect. În cazul în care prioritatea este acordată contribuției puterii active, furnizarea acesteia se stabilește într-un interval de timp de la începutul defectului, astfel cum se specifică de către operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant.

Articolul 41

Cerințe privind reglajul

- (1) În timpul sincronizării unui modul MGCCC la rețeaua de colectare CA, modulul MGCCC trebuie să aibă capacitatea de a limita variațiile de tensiune la un nivel de regim permanent prevăzut de către operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant. Nivelul specificat nu trebuie să depășească 5 % din tensiunea de presincronizare. Operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, trebuie să specifice amplitudinea maximă, durata și fereastra de măsurare a tensiunii tranzitorii.
- (2) Gestionarul modului MGCCC furnizează semnale de ieșire, după cum se specifică de către operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS relevant.

Articolul 42

Caracteristicile rețelei

În ceea ce privește caracteristicile rețelei, se aplică următoarele condiții pentru modulele MGCCC:

- (a) Operatorul de rețea relevant precizează și pune la dispoziția publicului metoda și condițiile ante- și post-defect pentru calculul puterii minime și maxime de scurtcircuit la punctul de interfață HVDC;
- (b) Modulul MGCCC trebuie să aibă capacitatea de a funcționa stabil în intervalul minim-maxim al puterii de scurtcircuit și în limita caracteristicilor punctului de interfață HVDC specificat de operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant;
- (c) fiecare operator de rețea relevant și proprietar de sistem HVDC furnizează gestionarului modului MGCCC echivalente ale rețelei care reprezintă sistemul, permițând proprietarilor modulelor MGCCC să își proiecteze propriul sistem în ceea ce privește armonicile.

*Articolul 43***Cerințe de protecție**

(1) Schemele și setările de protecție electrică ale modulelor MGCCC se determină în conformitate cu articolul 14 alineatul (5) litera (b) din Regulamentul (UE) 2016/631, unde rețeaua înseamnă rețeaua zonei sincrone. Schemele de protecție trebuie să fie proiectate ținând seama de performanța sistemului, de caracteristicile rețelei, precum și de caracteristicile tehnice ale tehnologiei modulelor generatoare din centrală și trebuie stabilite de comun acord cu operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant.

(2) Ierarhizarea protecției și a reglajului la modulele MGCCC se determină în conformitate cu articolul 14 alineatul (5) litera (c) din Regulamentul (UE) 2016/631, în cazul în care rețeaua se referă la rețeaua zonei sincrone și se convine cu operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant.

*Articolul 44***Calitatea energiei electrice**

Proprietarii modulelor MGCCC trebuie să se asigure că racordurile lor la rețea nu determină un nivel de distorsiune sau de fluctuații ale tensiunii de alimentare în rețea, în punctul de racordare, peste nivelul specificat de operator de rețea relevant în cooperare cu OTS relevant. Contribuția necesară din partea utilizatorilor de rețea la studiile conexe, inclusiv, dar fără a se limita la acestea, la modulele MGCCC existente și la sistemele HVDC existente, nu poate fi refuzată în mod nejustificat. Procesul necesar pentru realizarea de studii și furnizarea de date relevante de către toți utilizatorii rețelei implicați, precum și măsurile de atenuare identificate și implementate trebuie să respecte procedura de la articolul 29.

*Articolul 45***Cerințe generale de operare a sistemului aplicabile modulelor MGCCC**

În ceea ce privește cerințele generale în materie de operare a sistemului, tuturor modulelor MGCCC li se aplică articolul 14 alineatul (5), articolul 15 alineatul (6) și articolul 16 alineatul (4) din Regulamentul (UE) 2016/631.

*CAPITOLUL 2****Cerințe pentru stațiile de conversie HVDC din capete****Articolul 46***Domeniu de aplicare**

Cerințele articolelor 11-39 se aplică stațiilor de conversie HVDC din capete, sub rezerva anumitor cerințe prevăzute la articolele 47-50.

*Articolul 47***Cerințe privind stabilitatea frecvenței**

(1) În cazul în care în rețeaua care conectează modulele MGCCC se folosește o altă frecvență nominală în afara celei de 50 Hz sau o frecvență variabilă prin proiectare, sub rezerva acordului OTS relevant, articolul 11 se aplică stației de conversie HVDC din capete cu domeniile de frecvență și perioadele de timp aplicabile specificate de către OTS relevant, ținând seama de particularitățile sistemului și de cerințele stabilite în anexa I.

(2) În ceea ce privește răspunsul la frecvență, gestionarul stației de conversie HVDC din capete și gestionarul modulului MGCCC convin cu privire la modalitățile tehnice de transmitere a semnalului în conformitate cu articolul 39 alineatul (1). În cazul în care OTS relevant solicită acest lucru, sistemul HVDC trebuie să poată furniza frecvența rețelei în punctul de racordare ca semnal. Pentru un sistem HVDC care conectează un modul generator din centrală, ajustarea răspunsului în putere activă în funcție de frecvență este limitată de capacitatea modulelor MGCCC.

Articolul 48

Cerințe pentru puterea reactivă și pentru tensiune

- (1) În ceea ce privește domeniile de tensiune:
- (a) o stație de conversie HVDC din capete trebuie să aibă capacitatea de a rămâne conectată la rețeaua stației de conversie HVDC din capete și de a funcționa în domeniile de tensiune (per unitate) și perioadele de timp specificate în tabelele 12 și 13 din anexa VIII. Domeniul de tensiune și duratele specificate aplicabile sunt selectate pe baza tensiunii de referință de 1 pu;
 - (b) domenii de tensiune mai extinse sau perioade minime mai lungi de funcționare pot fi convenite între operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, și gestionarul modulului MGCCC, în conformitate cu articolul 40;
 - (c) pentru punctele de interfață la tensiunile CA care nu sunt incluse în domeniul de aplicare al tabelelor 12 și 13 din anexa VIII, operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, trebuie să precizeze cerințele aplicabile punctului de racordare;
 - (d) în cazul utilizării altor frecvențe decât cea nominală de 50 Hz, sub rezerva acordului OTS relevant, domeniile de tensiune și duratele specificate de operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, trebuie să fie proporționale cu cele enunțate în anexa VIII.
- (2) O stație de conversie HVDC din capete trebuie să îndeplinească următoarele cerințe referitoare la stabilitatea tensiunii la punctele de racordare în ceea ce privește capacitate de putere reactivă:
- (a) operatorul de rețea relevant, în colaborare cu OTS relevant, trebuie să stabilească cerințele referitoare la capacitatea de furnizare a puterii reactive pentru diverse niveluri de tensiune. La stabilirea acestor cerințe, operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, determină un profil $U-Q/P_{\max}$ de orice formă, în limita căruia stația de conversie HVDC din capete trebuie să poată furniza putere reactivă la capacitatea maximă de transport al puterii active a sistemului HVDC;
 - (b) profilul $U-Q/P_{\max}$ este stabilit de operatorul de rețea relevant, în colaborare cu OTS relevant. Profilul $U-Q/P_{\max}$ trebuie să se situeze în intervalul Q/P_{\max} și de tensiune staționară prevăzut în tabelul 14 din anexa VIII, iar poziția conturului profilului $U-Q/P_{\max}$ trebuie să se situeze în limitele conturului exterior fix prevăzut în anexa IV. Operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, ține cont de dezvoltarea pe termen lung a rețelei atunci când stabilește aceste intervale.

Articolul 49

Caracteristicile rețelei

În ceea ce privește caracteristicile rețelei, gestionarul stației de conversie HVDC trebuie să furnizeze date pertinente oricărui proprietar de modul MGCCC, în conformitate cu articolul 42.

Articolul 50

Calitatea energiei electrice

Proprietarii stațiilor de conversie HVDC din capete trebuie să se asigure că racordurile lor la rețea nu determină un nivel de distorsiune sau de fluctuații ale tensiunii de alimentare în rețea, în punctul de racordare, peste nivelul care le-a fost alocat de operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant. Contribuția necesară din partea utilizatorilor de rețea la studiile conexe, inclusiv, dar fără a se limita la acestea, la modulele MGCCC existente și la sistemele HVDC existente, nu poate fi refuzată în mod nejustificat. Procesul necesar pentru realizarea de studii și furnizarea de date relevante de către toți utilizatorii rețelei implicați, precum și măsurile de atenuare identificate și implementate trebuie să respecte procedura de la articolul 29.

TITLUL IV

SCHIMB DE INFORMAȚII ȘI COORDONARE

Articolul 51

Operarea sistemelor HVDC

(1) În ceea ce privește instrumentele de operare, fiecare unitate de conversie HVDC a unui sistem HVDC trebuie să fie echipată cu un regulator automat, capabil să primească comenzi de la operatorul de rețea relevant și de la OTS relevant. Acest regulator automat trebuie să poată opera unitățile de conversie HDVC ale sistemului HVDC în mod coordonat. Operatorul de rețea relevant specifică ierarhia reglajului automat pentru fiecare unitate de conversie HVDC.

(2) Regulatorul automat al sistemului HVDC menționat la alineatul (1) trebuie să poată trimite operatorului de rețea relevant următoarele tipuri de semnale:

(a) semnale operaționale, care să transmită cel puțin următoarele:

- (i) semnale de pornire;
- (ii) valoarea măsurată a tensiunii CA și CC;
- (iii) valoarea măsurată a curentului CA și CC;
- (iv) valoarea măsurată a puterii active și reactive în partea CA;
- (v) valoarea măsurată a puterii CC;
- (vi) operarea la nivel de unitate de conversie HVDC într-un convertizor HVDC tip cu poli multipli;
- (vii) elementele și statutul topologiei; precum și
- (viii) intervalele de putere activă RFA, RFA-CR și RFA-SC;

(b) semnale de alarmă, care să transmită cel puțin următoarele elemente:

- (i) blocarea de urgență;
- (ii) blocarea rampelor;
- (iii) inversarea rapidă a sensului puterii active.

(3) Regulatorul automat menționat la alineatul (1) trebuie să poată primi următoarele tipuri de semnale de la operatorul de rețea relevant:

(a) semnale operaționale, care să primească cel puțin următoarele:

- (i) comanda de pornire;
- (ii) valorile prescrise ale puterii active;
- (iii) setările răspunsului la abaterile de frecvență;
- (iv) puterea reactivă, tensiunea sau valorile prescrise similare;
- (v) modurile de reglaj al puterii reactive;
- (vi) reglajul amortizării oscilațiilor de putere; și
- (vii) inerția artificială;

(b) semnale de alarmă, care să primească cel puțin următoarele:

- (i) comanda de blocare de urgență;
- (ii) comanda de blocare a rampelor;

- (iii) direcția fluxului de putere activă; și
 - (iv) comanda de inversare rapidă a sensului puterii active.
- (4) În ceea ce privește fiecare semnal, operatorul de rețea relevant poate stabili calitatea semnalului furnizat.

Articolul 52

Parametri și setări

Parametrii și valorile prescrise ale funcțiilor principale de reglaj ale unui sistem HVDC se stabilesc de comun acord între gestionarul sistemului HVDC și operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS relevant. Parametrii și valorile prescrise se implementează în cadrul unei ierarhii de reglaj care să facă posibilă modificarea lor dacă este necesar. Respectivetele funcții principale de reglaj sunt cel puțin:

- (a) inerția artificială, dacă este aplicabilă în conformitate cu articolele 14 și 41;
- (b) răspunsurile la frecvență (RFA, RFA-CR și RFA-SC) menționate la articolele 15, 16 și 17;
- (c) reglajul frecvenței, dacă este cazul, menționat la articolul 16;
- (d) modul de reglaj al puterii reactive, dacă este aplicabil în conformitate cu articolul 22;
- (e) capacitatea de atenuare a oscilațiilor de putere, menționată la articolul 30;
- (f) capacitatea de reglaj al amortizării interacțiunilor torsionale subsincrone, menționată la articolul 31.

Articolul 53

Înregistrarea defectelor și monitorizarea

(1) Un sistem HVDC trebuie să fie echipat cu un dispozitiv care să asigure înregistrarea defectelor și monitorizarea comportamentului dinamic în sistem a următorilor parametri pentru fiecare dintre stațiile sale de conversie HVDC:

- (a) tensiunea CA și CC;
- (b) curentul CA și CC;
- (c) puterea activă;
- (d) puterea reactivă; și
- (e) frecvența.

(2) Operatorul de rețea relevant poate să specifice calitatea parametrilor de măsură furnizați care trebuie respectați de sistemul HVDC, cu condiția să se acorde un preaviz rezonabil.

(3) Informațiile privind echipamentul de înregistrare a defectelor menționat la alineatul (1), inclusiv canalele analoge și digitale, setările, inclusiv criteriile de declanșare și ratele de eșantionare se stabilesc de comun acord între gestionarul sistemului HVDC, operatorul de rețea relevant și OTS relevant.

(4) Toate echipamentele de monitorizare a comportamentului dinamic al sistemului trebuie să includă un criteriu de pornire bazat pe oscilație, stabilit de operatorul de sistem în coordonare cu OTS relevant, cu scopul de a detecta variațiile de putere prost amortizate.

(5) Sistemul de monitorizare a calității furnizării și a comportamentului dinamic al sistemului trebuie să includă dispoziții referitoare la accesul electronic la informații al gestionarului sistemului HVDC și al operatorului de rețea relevant. Protocoalele de comunicare pentru datele înregistrate sunt stabilite de comun acord între gestionarul sistemului HVDC, operatorul de rețea relevant și OTS relevant.

Articolul 54

Modele de simulare

(1) Operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS relevant, poate solicita ca un proprietar de sistem HVDC să furnizeze modele de simulare care să reflecte în mod adecvat comportamentul sistemului HVDC atât în condiții de simulare în regim staționar sau dinamic (componentă a frecvenței fundamentale), cât și în simulări electromagnetice temporare.

Formatul în care trebuie furnizate modelele și documentația privind structura modelelor și schema electrică se stabilește de către operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS relevant.

(2) În scopul simulărilor de regim dinamic, modelele furnizate trebuie să conțină cel puțin următoarele submodele, fără a se limita însă la acestea, în funcție de existența componentelor menționate:

- (a) modele de unități de conversie HVDC;
- (b) modele de componente CA;
- (c) modele de rețele CC;
- (d) reglajul de tensiune și de putere;
- (e) elemente speciale de reglaj, dacă este cazul, de exemplu, funcția de amortizare a oscilațiilor de putere (POD), reglajul amortizării interacțiunilor torsionale subsincrone (SSTI);
- (f) reglajul bornelor multiple, dacă este cazul;
- (g) modele de protecție a sistemului HVDC, astfel cum au fost convenite între OTS relevant și gestionarul sistemului HVDC.

(3) Gestionarul sistemului HVDC verifică modelele în raport cu rezultatele încercărilor de conformitate efectuate în conformitate cu titlul VI și un raport al acestei verificări se trimite OTS relevant. Modelele se utilizează apoi cu scopul de a verifica conformitatea cu cerințele prezentului regulament, inclusiv, dar fără a se limita la acestea, simulările de conformitate, astfel cum se prevede la titlul VI, precum și în cadrul studiilor pentru evaluarea continuă în cadrul planificării și operării sistemului.

(4) Un proprietar de sistem HVDC trimite înregistrările sistemului HVDC operatorului de rețea relevant sau OTS relevant, dacă este necesar pentru a compara răspunsul modelelor cu aceste înregistrări.

(5) Un proprietar de sistem HVDC emite un model echivalent al sistemului de reglaj în cazul în care se produc interacțiuni de reglaj adverse cu stații de conversie HVDC și alte conexiuni electrice în strânsă proximitate, dacă acest lucru este solicitat de către operatorul de rețea relevant sau OTS relevant. Modelul echivalent trebuie să conțină toate datele necesare pentru simularea realistă a interacțiunilor negative de reglaj.

TITLUL V

PROCEDURA DE NOTIFICARE DE FUNCȚIONARE PENTRU RACORDARE

CAPITOLUL 1

Racordarea sistemelor HVDC noi

Articolul 55

Dispoziții generale

(1) Gestionarul sistemului HVDC trebuie să îi demonstreze operatorului de rețea relevant că respectă cerințele menționate la titlurile II-IV în punctul de racordare corespunzător, prin finalizarea cu succes a procedurii de notificare de funcționare pentru racordarea sistemului HVDC în conformitate cu articolele 56-59.

- (2) Operatorul de rețea relevant stabilește eventualele dispoziții detaliate ale procedurii de notificare de funcționare și face publice aceste informații.
- (3) Procedura de notificare de funcționare pentru racordarea fiecărui sistem HVDC nou constă în:
- (a) notificarea de punere sub tensiune (NPT);
 - (b) notificarea de funcționare provizorie (NFP); și
 - (c) notificarea de funcționare finală (NOF).

Articolul 56

NPT pentru sistemele HVDC

- (1) O NPT conferă gestionarului unui sistem HVDC dreptul de a-și pune sub tensiune rețeaua internă și dispozitivele auxiliare și de a o racorda la rețea, la punctele de racordare stabilite ale acesteia.
- (2) Operatorul de rețea relevant emite o NPT, sub rezerva încheierii pregătirii și a respectării cerințelor stabilite de operatorul de rețea relevant în cadrul procedurilor operaționale relevante. Această pregătire va include un acord privind parametrii de protecție și reglaj aplicabili la punctele de racordare dintre operatorul de rețea relevant și gestionarul sistemului HVDC.

Articolul 57

NOI pentru sistemele HVDC

- (1) O NFP conferă unui proprietar de sistem HVDC sau de unitate de conversie HVDC dreptul de a opera sistemul HVDC sau convertizorul HVDC prin utilizarea racordărilor la rețea specificate pentru punctele de racordare pentru o perioadă de timp limitată.
- (2) Operatorul de rețea relevant emite o NOI, sub rezerva încheierii procesului de analiză a datelor și studiului.
- (3) În scopul încheierii procesului de analiză a datelor și a studiului, gestionarul sistemului HVDC sau gestionarul unității de conversie HVDC furnizează, la cererea operatorului de rețea relevant, următoarele elemente:
- (a) o declarație de conformitate defalcată pe puncte;
 - (b) date tehnice detaliate ale sistemului HVDC cu relevanță pentru racordarea la rețea, care sunt specificate în ceea ce privește punctele de racordare, astfel cum s-a stabilit de către operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS relevanți;
 - (c) certificatele pentru echipamente ale sistemelor HVDC sau ale unităților de conversie HVDC, în cazul în care acestea sunt invocate ca parte a dovezilor de conformitate;
 - (d) modele de simulare sau o replică exactă a sistemului de reglaj în conformitate cu articolul 54 și cu specificațiile operatorului de rețea relevant în coordonare cu OTS relevanți;
 - (e) studii care să demonstreze performanțele scontate în regim staționar și dinamic, în conformitate cu titlurile II, III și IV;
 - (f) detalii ale încercărilor de conformitate preconizate în temeiul articolului 72;
 - (g) detalii ale metodei practice preconizate de finalizare a încercărilor de conformitate în temeiul titlului VI.

(4. Cu excepția cazului în care se aplică alineatul (5), perioada maximă în care gestionarul sistemului HVDC sau gestionarul unității de conversie HVDC poate menține statutul de NFP nu trebuie să depășească 24 de luni. Operatorul de rețea relevant poate stabili o perioadă de valabilitate mai scurtă a NOI. Perioada de valabilitate a NFP se notifică autorității de reglementare, în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil. Prolungirea NFP se acordă numai dacă gestionarul sistemului HVDC demonstrează că a realizat progrese substanțiale în vederea conformării depline. În momentul prelungirii NOI, chestiunile nesoluționate trebuie să fie identificate în mod explicit.

(5. Perioada maximă în care gestionarul sistemului HVDC sau gestionarul unității de conversie HVDC poate menține statutul de NFP poate fi prelungită dincolo de 24 de luni, în urma unei cereri de derogare adresate operatorului de rețea relevant, în conformitate cu procedura de la titlul VII. Cererea se transmite înainte de expirarea perioadei 24 de luni.

Articolul 58

NFF pentru sistemele HVDC

(1) O NFF conferă gestionarului unui sistem HVDC dreptul de a opera sistemul HVDC sau unitățile de conversie HVDC prin utilizarea punctelor de racordare din rețea.

(2) Operatorul de rețea relevant emite o NFF după eliminarea prealabilă a tuturor incompatibilităților identificate în ceea ce privește statutul de NFP și sub rezerva încheierii procesului de analiză a datelor și studiilor.

(3) În scopul încheierii procesului de analiză a datelor și studiilor, gestionarul sistemului HVDC furnizează, la cererea operatorului de rețea relevant, în coordonare cu OTS relevant, următoarele elemente:

(a) o declarație de conformitate defalcată pe puncte; și

(b) o actualizare a datelor tehnice aplicabile, a modelelor de simulare, a replicii exacte a sistemului de reglaj și a studiilor menționate la articolul 57, inclusiv utilizarea valorilor reale măsurate în timpul încercării.

(4) În cazul identificării unei incompatibilități în procesul de acordare a statutului de NFF, se poate acorda o derogare în urma unei cereri adresate operatorului de rețea relevant, în conformitate cu articolele 79 și 80. Operatorul de rețea relevant emite o NFF dacă sistemul HVDC respectă dispozițiile derogării.

În cazul în care o cerere de derogare este respinsă, operatorul de rețea relevant are dreptul de a refuza operarea sistemului HVDC sau a unităților de conversie HVDC al căror proprietar a depus cererea de derogare care a fost respinsă, până când gestionarul sistemului HVDC și operatorul de rețea relevant rezolvă incompatibilitatea și operatorul de rețea relevant consideră că sistemul HVDC respectă dispozițiile prezentului regulament.

Dacă operatorul de rețea relevant și gestionarul sistemului HVDC nu rezolvă incompatibilitatea într-un interval de timp rezonabil, dar în niciun caz mai târziu de șase luni de la notificarea deciziei de respingere a cererii de derogare, fiecare parte poate prezenta problema spre soluționare autorității de reglementare.

Articolul 59

Notificare de funcționare limitată pentru sistemele HVDC/derogări

(1) Proprietarii sistemelor HVDC cărora li s-a acordat o NFF informează imediat operatorul de rețea relevant dacă apar următoarele situații:

(a) sistemul HVDC trece temporar printr-o modificare semnificativă sau are o pierdere de capacitate din cauza implementării uneia sau mai multor modificări importante pentru performanța sa; sau

(b) în cazul unor defecțiuni ale echipamentelor care conduc la nerespectarea unor cerințe relevante.

- (2) Gestionarul sistemului HVDC solicită operatorului de rețea relevant o notificare de funcționare limitată (NFL) dacă gestionarul sistemului HVDC preconizează în mod rezonabil că situațiile descrise în detaliu la alineatul (1) vor dura mai mult de trei luni.
- (3) Operatorul de rețea relevant emite o NFL, identificând în mod clar:
- (a) problemele neremediate care justifică acordarea NFL;
 - (b) responsabilitățile și calendarul pentru soluționarea avută în vedere; și
 - (c) o perioadă maximă de valabilitate care nu trebuie să depășească 12 luni. Perioada inițială acordată poate fi mai scurtă, cu posibilitatea de prelungire dacă se prezintă dovezi considerate satisfăcătoare de către operatorul de rețea relevant care demonstrează că au fost înregistrate progrese substanțiale în vederea realizării conformității integrale.
- (4) NOF se suspendă în perioada de valabilitate a NFL cu privire la aspectele pentru care a fost emisă NFL.
- (5) O nouă prelungire a perioadei de valabilitate a NFL poate fi acordată în urma unei cereri de derogare adresate operatorului de rețea relevant înainte de expirarea perioadei respective, în conformitate cu articolele 79 și 80.
- (6) Operatorul de rețea relevant poate refuza operarea sistemului HVDC în cazul în care NFL expiră și situația care a dus la emiterea acesteia persistă. În astfel de cazuri, NFF se invalidează automat.
- (7) În cazul în care operatorul de rețea relevant nu acordă o prelungire a perioadei de valabilitate a NFL în conformitate cu alineatul (5) sau în cazul în care acesta refuză să permită funcționarea sistemului HVDC după ce NFL nu mai este valabilă în conformitate cu alineatul (6), gestionarul sistemului HVDC poate înainta problema spre soluționare autorității de reglementare în termen de șase luni de la notificarea deciziei operatorului de rețea relevant.

CAPITOLUL 2

Racordarea noilor module MGCCC

Articolul 60

Dispoziții generale

- (1) Dispozițiile prezentului capitol se aplică exclusiv noilor module MGCCC
- (2) Gestionarul modulului MGCCC trebuie să îi demonstreze operatorului de rețea relevant că respectă cerințele menționate la titlul III la punctele de racordare corespunzătoare, prin finalizarea cu succes a procedurii de notificare de funcționare pentru racordarea modulului MGCCC în conformitate cu articolele 61-66.
- (3) Operatorul de rețea relevant stabilește detaliile suplimentare ale procedurii de notificare de funcționare și face publice aceste detalii.
- (4) Procedura de notificare de funcționare pentru racordarea fiecărui modul MGCCC nou constă în:
- (a) notificarea de punere sub tensiune (NPT);
 - (b) notificarea de funcționare provizorie (NFP); și
 - (c) notificarea de funcționare finală (NFF).

*Articolul 61***NPT pentru modulele MGCCC**

- (1) O NPT conferă gestionarului modulului MGCCC dreptul de a-și pune sub tensiune rețeaua internă și dispozitivele auxiliare, prin utilizarea racordului la rețea care este stabilit pentru punctul de racordare
- (2) Operatorul de rețea relevant emite o NPT sub rezerva îndeplinirii preparativelor, printre care se numără și acordul privind protecția și parametrii de reglaj aplicabili la punctele de racordare dintre operatorul de rețea relevant și gestionarul modulului MGCCC.

*Articolul 62***NOI pentru modulele MGCCC**

- (1) O NFP conferă gestionarului modulului MGCCC dreptul de a opera modulul MGCCC și de a genera energie prin utilizarea racordului la rețea pentru o perioadă limitată de timp.
- (2) Operatorul de rețea relevant emite o NFP, sub rezerva încheierii procesului de analiză a datelor și studiilor.
- (3) În ceea ce privește analiza datelor și studiilor, gestionarul modulului MGCCC furnizează, la cererea operatorului de rețea relevant, următoarele elemente:
 - (a) o declarație de conformitate defalcată pe puncte;
 - (b) date tehnice detaliate ale modulului MGCCC cu relevanță pentru racordarea la rețea, care este specificată de punctele de racordare, astfel cum s-a stabilit de către operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS relevant;
 - (c) certificatele pentru echipamente ale modulului MGCCC, în cazul în care acestea sunt invocate ca parte a dovezilor de conformitate;
 - (d) modele de simulare, astfel cum sunt stabilite la articolul 54 și solicitate de operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS relevant;
 - (e) studii care demonstrează performanțele preconizate în regim staționar și dinamic, astfel cum se prevede la titlul III; și
 - (f) detalii privind încercările de conformitate, în temeiul articolului 73.
- (4) Cu excepția cazului în care se aplică alineatul (5), perioada maximă în care gestionarul modulului MGCCC poate menține statutul de NFP nu trebuie să depășească 24 de luni. Operatorul de rețea relevant poate stabili o perioadă de valabilitate mai scurtă a NOI. Perioada de valabilitate a NFP se notifică autorității de reglementare, în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil. Se acordă prelungiri ale NFP numai dacă gestionarul modulului MGCCC demonstrează că a realizat progrese substanțiale în vederea conformării depline. În momentul prelungirii NOI, eventualele chestiuni nesoluționate trebuie să fie identificate în mod explicit.
- (5) Perioada maximă în care gestionarul modulului MGCCC poate menține statutul de NFP poate fi prelungită dincolo de 24 de luni, în urma unei cereri de derogare adresate operatorului de rețea relevant, în conformitate cu procedura de la titlul VII.

Articolul 63

NFF pentru module MGCCC.

- (1) O NFF conferă gestionarului modulului MGCCC dreptul de opera modulul MGCCC prin utilizarea racordului la rețea care este stabilit de punctul de racordare.
- (2) Operatorul de rețea relevant emite o NFF după eliminarea prealabilă a tuturor incompatibilităților identificate în ceea ce privește statutul de NFP și sub rezerva încheierii procesului de analiză a datelor și studiilor, în conformitate cu prezentul regulament.
- (3) În scopul finalizării analizei datelor și studiilor, gestionarul modulului MGCCC trebuie să transmită, la cererea operatorului de rețea relevant, următoarele elemente:
 - (a) o declarație de conformitate defalcată pe puncte; și
 - (b) o actualizare a datelor tehnice aplicabile, a modelelor de simulare și a studiilor menționate la articolul 62 alineatul (3), inclusiv utilizarea valorilor reale măsurate în timpul încercării.
- (4) În cazul identificării unei incompatibilități în procesul de acordare a statutului de NFF, se poate acorda o derogare în urma unei cereri adresate operatorului de rețea relevant, în conformitate cu procedura de derogare prevăzută la titlul VII. Operatorul de rețea relevant emite o NFF dacă modulul MGCCC respectă dispozițiile derogării. Operatorul de rețea relevant are dreptul de a refuza operarea modulului MGCCC în cazul în care cererea de derogare a gestionarului acestuia a fost respinsă, până când gestionarul modulului MGCCC și operatorul de rețea relevant rezolvă incompatibilitatea și modulul MGCCC este considerat conform de către operatorul de rețea relevant.

Articolul 64

Notificarea de funcționare limitată pentru modulele MGCCC

- (1) Proprietarii modulelor MGCCC cărora li s-a acordat o NFF informează imediat operatorul de rețea relevant dacă apar următoarele situații:
 - (a) modulul MGCCC trece temporar printr-o modificare semnificativă sau are o pierdere de capacitate din cauza implementării uneia sau mai multor modificări importante pentru performanța sa; sau
 - (b) în cazul unor defecțiuni ale echipamentelor care conduc la nerespectarea unor cerințe relevante.
- (2) Gestionarul modulului MGCCC solicită operatorului de rețea relevant o notificare de funcționare limitată (NFL) dacă gestionarul modulului MGCCC preconizează în mod rezonabil că situațiile descrise în detaliu la alineatul (1) vor dura mai mult de trei luni.
- (3) OTS relevant emite o NFL, identificând în mod clar:
 - (a) problemele neremediate care justifică acordarea NFL;
 - (b) responsabilitățile și calendarul pentru soluționarea avută în vedere; și
 - (c) o perioadă maximă de valabilitate care nu trebuie să depășească 12 luni. Perioada inițială acordată poate fi mai scurtă, cu posibilitate de prelungire dacă se prezintă dovezi considerate satisfăcătoare de către operatorul de rețea relevant care demonstrează că au fost înregistrate progrese substanțiale în vederea realizării conformității integrale.

- (4) NFF se suspendă în perioada de valabilitate a NFL cu privire la aspectele pentru care a fost emisă NFL.
- (5) O nouă prelungire a perioadei de valabilitate a NFL poate fi acordată în urma unei cereri de derogare adresate operatorului de rețea relevant înainte de expirarea perioadei respective, în conformitate cu procedura de derogare descrisă la titlul VII.
- (6) Operatorul de rețea relevant poate refuza operarea modului MGCC în cazul în care NFL expiră și situația care a dus la emiterea acesteia persistă. În astfel de cazuri, NFF se invalidează automat.

CAPITOLUL 3

Analiza cost-beneficiu

Articolul 65

Identificarea costurilor și beneficiilor aplicării cerințelor la sistemele HVDC sau la modulele MGCC existente

- (1) Înainte de aplicarea oricărei cerințe prevăzute în prezentul regulament la sistemele HVDC sau la modulele MGCC existente în conformitate cu articolul 4 alineatul (3), OTS relevant efectuează o comparație calitativă a costurilor și beneficiilor legate de cerința avută în vedere. Această comparație trebuie să țină seama de alternativele disponibile în rețea sau pe piață. OTS relevant poate să întreprindă o analiză cantitativă cost-beneficiu, în conformitate cu alineatele (2)-(5), numai în cazul în care comparația calitativă indică faptul că potențialele beneficii depășesc costurile probabile. În cazul în care costul este considerat mare sau beneficiul este considerat mic, OTS relevant nu poate continua.
- (2) În urma unei evaluări pregătitoare efectuate în conformitate cu alineatul (1), OTS relevant trebuie să efectueze o analiză cantitativă costuri-beneficii a oricărei cerințe care este avută în vedere pentru aplicarea la sistemele HVDC existente sau la modulele MGCC existente și care, în urma etapei pregătitoare în conformitate cu alineatul (1), a demonstrat că poate aduce beneficii.
- (3) În termen de trei luni de la finalizarea analizei cost-beneficiu, OTS relevant rezumă constatările într-un raport care:
- (a) include analiza cost-beneficiu și o recomandare cu privire la metoda care trebuie abordată;
 - (b) include o propunere privind o perioadă de tranziție pentru aplicarea cerinței la sistemele HVDC existente sau la modulele MGCC existente. Această perioadă de tranziție nu trebuie să fie mai mare de doi ani, cu începere de la data deciziei autorității de reglementare sau, după caz, a statului membru cu privire la aplicabilitatea cerinței;
 - (c) este supusă consultării publice în conformitate cu articolul 8.
- (4) Nu mai târziu de șase luni după terminarea consultării publice, OTS relevant pregătește un raport în care explică rezultatele consultării și face o propunere privind aplicabilitatea cerinței avute în vedere la sistemele HVDC sau la modulele MGCC existente. Raportul și propunerea se notifică autorității de reglementare sau, dacă este cazul, statului membru, iar gestionarul sistemului HVDC sau al modului MGCC sau, dacă este cazul, partea terță este informată cu privire la conținutul acestora.
- (5) Propunerea făcută de către OTS relevant autorității de reglementare sau, după caz, statului membru în temeiul alineatului (4) include următoarele elemente:
- (a) o procedură de notificare de funcționare pentru a demonstra punerea în aplicare a cerințelor de către gestionarul sistemului HVDC existent sau al modului MGCC;

- (b) o perioadă de tranziție pentru punerea în aplicare a cerințelor, care trebuie să țină seama de categoria sistemului HVDC sau a modului MGCCC și de orice obstacole subiacente în calea implementării eficiente a modificării/retehnologizării echipamentelor.

Articolul 66

Principiile analizei cost-beneficiu

- (1) Proprietarii de sisteme HVDC și de module MGCCC, precum și OSD, inclusiv OSDI, sprijină și contribuie la analiza costuri-beneficii efectuată în conformitate cu articolele 65 și 80 și furnizează datele necesare solicitate de către operatorul de rețea relevant sau de către OTS relevant, în termen de trei luni de la primirea cererii, cu excepția cazului în care OTS relevant convine altfel. Pentru pregătirea unei analize costuri-beneficii de către un proprietar al sistemului HVDC sau al modului MGCCC sau de către gestionarul lor potențial, în care se evaluează o posibilă derogare în temeiul articolului 79, OTS relevant și OSD, inclusiv OSDI, sprijină analiza costuri-beneficii, contribuie la aceasta și furnizează datele necesare solicitate de gestionarul sistemului HVDC sau al modului MGCCC sau de gestionarul lor potențial, în termen de trei luni de la primirea cererii, cu excepția cazului în care gestionarul sistemului HVDC sau al modului MGCCC sau gestionarul lor potențial convine altfel.
- (2) Analiza cost-beneficiu se face în conformitate cu următoarele principii:
- (a) OTS relevant sau gestionarul sistemului HVDC sau al modului MGCCC sau gestionarul lor potențial trebuie să își întemeieze analiza costuri-beneficii pe unul sau mai multe dintre următoarele principii de calcul:
- (i) valoarea actualizată netă;
 - (ii) rentabilitatea investiției;
 - (iii) rata rentabilității;
 - (iv) durata de recuperare a investiției;
- (b) OTS relevant sau gestionarul sistemului HVDC sau al modului MGCCC sau gestionarul lor potențial trebuie să cuantifice beneficiile socio-economice în ceea ce privește îmbunătățirea securității aprovizionării și incluzând cel puțin:
- (i) reducerea aferentă a probabilității de pierdere a furnizării de-a lungul duratei de viață a modificării;
 - (ii) amploarea și durata probabilă a unor astfel de pierderi de producție;
 - (iii) costul societal al fiecărei ore în care se produc astfel de pierderi de aprovizionare;
- (c) OTS relevant sau gestionarul sistemului HVDC sau al modului MGCCC sau gestionarul lor potențial trebuie să cuantifice beneficiile pentru piața internă a energiei electrice, pentru comerțul transfrontalier și pentru integrarea energiilor din surse regenerabile, incluzând cel puțin:
- (i) răspunsul la abaterile de frecvență;
 - (ii) rezervele de echilibrare;
 - (iii) furnizarea de putere reactivă;
 - (iv) managementul congestiilor;
 - (v) măsuri defensive;
- (d) OTS relevant trebuie să cuantifice costurile aplicării normelor necesare la sistemele HVDC existente sau la modulele MGCCC, incluzând cel puțin:
- (i) costurile directe ocazionate de implementarea unei cerințe;
 - (ii) costurile asociate atribuite pierderii oportunității și
 - (iii) costurile aferente modificărilor în operare și mentenanță.

TITLUL VI

CONFORMITATE

CAPITOLUL 1

Monitorizarea conformității

Articolul 67

Dispoziții comune pentru testele de conformitate

- (1) Testarea performanțelor sistemelor HVDC și ale modulelor MGCCC urmărește să demonstreze că cerințele prezentului regulament au fost respectate.
- (2) Fără a se aduce atingere cerințelor minime pentru efectuarea testelor de conformitate stabilite în prezentul regulament, operatorul de rețea relevant are următoarele drepturi:
 - (a) să permită gestionarului sistemului HVDC sau al modulului MGCCC să efectueze o serie de teste alternative, cu condiția ca acestea să fie eficiente și suficiente pentru a demonstra că un sistem HVDC sau un modul MGCCC îndeplinește cerințele prezentului regulament; și
 - (b) să solicite gestionarului sistemului HVDC sau al modulului MGCCC să efectueze teste suplimentare sau alternative în cazurile în care informațiile furnizate operatorului de rețea relevant în ceea ce privește testele de conformitate în temeiul dispozițiilor de la capitolul 2 din titlul VI nu sunt suficiente pentru a demonstra conformitatea cu cerințele prezentului regulament.
- (3) Gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC este responsabil de efectuarea încercărilor în conformitate cu condițiile prevăzute la capitolul 2 din titlul VI. Operatorul de rețea relevant cooperează și nu întârzie nejustificat efectuarea testelor.
- (4) Operatorul de rețea relevant poate participa la verificarea conformității fie la fața locului, fie de la distanță, de la centrul de comandă al operatorului de sistem. În acest scop, gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC trebuie să furnizeze echipamentele de monitorizare necesare pentru a înregistra toate semnalele și măsurătorile de test relevante, precum și să se asigure că reprezentanții gestionarului sistemului HVDC sau al modulului MGCCC sunt disponibili la fața locului pe parcursul întregii perioade de testare. Semnalele specificate de operatorul de rețea relevant trebuie să fie furnizate dacă, pentru anumite teste, operatorul de rețea dorește să utilizeze propriile echipamente pentru înregistrarea performanțelor. Operatorul de rețea relevant este singurul în măsură să decidă cu privire la participarea sa.

Articolul 68

Dispoziții comune pentru simularea conformității

- (1) Simularea performanțelor sistemelor HVDC și a modulelor MGCCC urmărește să demonstreze că cerințele prezentului regulament au fost îndeplinite.
- (2) În pofida cerințelor minime stabilite în prezentul regulament pentru simularea de conformitate, operatorul de rețea relevant poate:
 - (a) să permită gestionarului sistemului HVDC sau al modulului MGCCC să efectueze o serie de simulări alternative, cu condiția ca acestea să fie eficiente și să demonstreze îndeajuns că un sistem HVDC sau un modul MGCCC este în conformitate cu cerințele prezentului regulament sau cu legislația națională; și
 - (b) să solicite gestionarului sistemului HVDC sau al modulului MGCCC să efectueze simulări suplimentare sau alternative în cazurile în care informațiile furnizate operatorului de sistem relevant în ceea ce privește simularea conformității în temeiul dispozițiilor de la capitolul 3 din titlul VI nu sunt suficiente pentru a demonstra conformitatea cu cerințele prezentului regulament

(3) Pentru a demonstra conformitatea cu dispozițiile din prezentul regulament, gestionarul sistemului HVDC și gestionarul modului MGCCC trebuie să furnizeze un raport cu rezultatele simulărilor. Gestionarul sistemului HVDC și gestionarul modului MGCCC elaborează și furnizează un model de simulare validat pentru un anumit sistem HVDC sau modul MGCCC. Tipul modelelor de simulare este prevăzut la articolele 38 și 54.

(4) Operatorul de rețea relevant are dreptul de a verifica dacă sistemul HVDC și modulul MGCCC respectă cerințele prezentului regulament, prin efectuarea propriilor simulări de conformitate pe baza rapoartelor de simulare furnizate, a modelelor de simulare și a măsurătorilor de la încercările de conformitate.

(5) Operatorul de rețea relevant furnizează gestionarului sistemului HVDC și gestionarului modului MGCCC datele tehnice și un model de simulare a rețelei, în măsura în care acest lucru este necesar pentru a efectua simulările necesare în conformitate cu articolul 3 din titlul VI.

Articolul 69

Responsabilitatea gestionarului sistemului HVDC sau a gestionarului modului MGCCC

(1) Gestionarul sistemului HVDC se asigură că sistemul HVDC și stațiile de conversie HVDC sunt conforme cu cerințele prevăzute în prezentul regulament. Conformitatea trebuie menținută pe durata întregului ciclu de viață al instalației.

(2) Gestionarul modului MGCCC se asigură că modulul MGCCC este conform cu cerințele revăzute în prezentul regulament. Conformitatea trebuie menținută pe durata întregului ciclu de viață al instalației.

(3) Modificările planificate ale capacităților tehnice ale sistemului HVDC, ale stațiilor de conversie HVDC sau ale modului MGCCC care pot avea un impact asupra conformității acestora cu cerințele prevăzute în prezentul regulament trebuie notificate operatorului de rețea relevant de către gestionarul sistemului HVDC sau al modului MGCCC înainte de inițierea modificărilor respective.

(4) Orice incidente sau deficiențe de funcționare ale unui sistem HVDC, ale unei stații de conversie HVDC sau ale unui modul MGCCC care au un impact asupra conformității acestora cu cerințele prevăzute în prezentul regulament trebuie notificate operatorului de rețea relevant de către gestionarul sistemului HVDC sau al modului MGCCC fără întârziere, cât mai curând posibil după producerea incidentului respectiv.

(5) Orice calendar al testelor și orice proceduri preconizate în scopul verificării conformității unui sistem HVDC, a unei stații de conversie HVDC sau a unui modul MGCCC cu cerințele prezentului regulament trebuie notificate operatorului de rețea relevant de către gestionarul sistemului HVDC sau al modului MGCCC în timp util și înainte de lansarea lor și trebuie aprobate de operatorul de rețea relevant.

(6) Trebuie luate măsurile necesare pentru a facilita participarea la aceste teste a operatorului de rețea relevant, care poate înregistra performanța sistemelor HVDC, a stațiilor de conversie HVDC sau a modulelor MGCCC.

Articolul 70

Sarcinile operatorului de sistem relevant

(1) Operatorul de rețea relevant evaluează conformitatea unui sistem HVDC, a unei stații de conversie HVDC sau a unui modul MGCCC cu cerințele prezentului regulament pe durata întregului ciclu de viață al sistemului HVDC, al stației de conversie HVDC sau a modului MGCCC. Gestionarul sistemului HVDC sau gestionarul modului MGCCC trebuie informat cu privire la rezultatul acestei evaluări.

(2) La cererea operatorului de rețea relevant, gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC efectuează încercări și simulări de conformitate, nu numai pe parcursul procedurilor de CA în conformitate cu titlul V, ci în mod repetat, pe durata întregului ciclu de viață al sistemului HVDC, al stației de conversie HVDC sau al modulului MGCCC, potrivit unui calendar sau unei scheme generale pentru încercări repetate și simulări specificate sau după orice defect, modificare sau înlocuire a echipamentelor, care ar putea avea un impact asupra conformității cu cerințele prezentului regulament. Gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC este informat cu privire la rezultatul acestor încercări și simulări de conformitate.

(3) Operatorul de rețea relevant pune la dispoziția publicului o listă cu informațiile și documentele care urmează a fi furnizate, precum și cu cerințele care trebuie îndeplinite de către gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC în cadrul procesului de conformitate. Această listă trebuie să conțină cel puțin următoarele informații, documente și cerințe:

- (a) toate documentele și certificatele care trebuie furnizate de gestionarul sistemului HVDC sau de gestionarul modulului MGCCC;
- (b) detalii ale datelor tehnice privind sistemul HVDC, stația de conversie HVDC sau modulul MGCCC, importante pentru racordarea la rețea;
- (c) cerințe pentru modele de studii ale sistemelor staționare și dinamice;
- (d) calendarul pentru furnizarea unor informații de sistem necesare pentru efectuarea studiilor;
- (e) studii efectuate de gestionarul sistemului HVDC sau de gestionarul modulului MGCCC pentru a demonstra performanțele preconizate în regim staționar și dinamic, în conformitate cu cerințele prevăzute la titlurile II, III și IV;
- (f) condițiile și procedurile, inclusiv domeniul de aplicare, pentru înregistrarea certificatelor pentru echipamente; și
- (g) condițiile și procedurile de utilizare, de către gestionarul modulului MGCCC, a certificatelor pentru echipamente relevante eliberate de un organism de certificare autorizat.

(4) Operatorul de rețea relevant pune la dispoziția publicului alocarea responsabilităților către gestionarul sistemului HVDC sau către gestionarul modulului MGCCC și către operatorul de sistem în vederea efectuării încercărilor de conformitate, a simulărilor de conformitate și a monitorizării conformității.

(5) Operatorul de rețea relevant poate să cesioneze unor terți, parțial sau total, exercitarea activității sale de monitorizare a conformității. În acest caz, operatorul de rețea relevant trebuie să asigure conformitatea cu articolul 10 prin angajamente de confidențialitate încheiate cu cesionarul.

(6) Operatorul de rețea relevant nu trebuie să refuze în mod nerezonabil nicio notificare de funcționare în conformitate cu titlul V, dacă încercările sau simulările de conformitate nu pot fi efectuate astfel cum s-a convenit între operatorul de rețea relevant și gestionarul sistemului HVDC sau gestionarul modulului MGCCC din cauza unor motive aflate exclusiv sub reglajul operatorului de rețea relevant.

(7) Operatorul de rețea relevant furnizează OTS relevant, la cererea acestuia, rezultatele testelor și simulărilor de conformitate menționate în prezentul capitol.

CAPITOLUL 2

Testele de conformitate

Articolul 71

Teste de conformitate pentru sistemele HVDC

(1) În locul unei părți a testelor de mai jos pot fi utilizate certificate pentru echipamente, cu condiția ca acestea să fie furnizate operatorului de rețea relevant.

- (2) În ceea ce privește testul privind capacitatea de putere reactivă:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a unității de conversie HVDC sau a stației de conversie HVDC în ceea ce privește furnizarea de capacitate a puterii reactive capacitive și inductive în conformitate cu articolul 20;
 - (b) testul privind capacitatea de putere reactivă se efectuează la puterea reactivă maximă, atât inductivă, cât și capacitivă, și cu privire la verificarea următorilor parametri:
 - (i) funcționarea la capacitatea minimă de transport al puterii active a HVDC;
 - (ii) funcționarea la capacitatea maximă de transport al puterii active a HVDC;
 - (iii) funcționarea la valorile puterii active prescrise între valoarea minimă și cea maximă a capacității de transport al puterii active a HVDC;
 - (c) testul se consideră reușit, sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
 - (i) unitatea de conversie HVDC sau stația de conversie HVDC a funcționat cel puțin o oră la puterea reactivă maximă, atât inductivă, cât și capacitivă, pentru fiecare parametru menționat la litera (b);
 - (ii) se demonstrează capacitatea unității de conversie HVDC sau a stației de conversie HVDC de a trece la orice valoare de consemn a puterii reactive din intervalul aplicabil, în cadrul obiectivelor de performanță specificate ale sistemului relevant de reglaj al puterii reactive; și
 - (iii) nu are loc nicio acțiune de protecție în limitele de funcționare definite de diagrama de capacitate a puterii reactive.
- (3) În ceea ce privește testul pentru modul de reglaj al tensiunii:
- (a) se demonstrează capacitatea unității de conversie HVDC sau a stației de conversie HVDC de a funcționa în modul de reglaj al tensiunii, în condițiile prevăzute la articolul 22 alineatul (3);
 - (b) testul pentru modul de reglaj al tensiunii se aplică în ceea ce privește verificarea următorilor parametri:
 - (i) panta și banda moartă implementate ale caracteristicii statice;
 - (ii) precizia reglajului;
 - (iii) insensibilitatea reglajului;
 - (iv) durata de activare a puterii reactive;
 - (c) testul se consideră reușit, sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
 - (i) intervalul de reglaj și staturul și banda moartă ajustabile respectă parametrii caracteristici conveniți sau stabiliți, în conformitate cu articolul 22 alineatul (3);
 - (ii) insensibilitatea reglajului tensiunii nu este mai mare de 0,01 pu;
 - (iii) după o schimbare a treptei de tensiune, 90 % din variația producției de putere reactivă a fost realizată în intervalele de timp și toleranțele prevăzute la articolul 22 alineatul (3).
- (4) În ceea ce privește testul pentru modul de reglaj al puterii reactive:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea unității de conversie HVDC sau a stației de conversie HVDC de a funcționa în modul de reglaj al puterii reactive, în condițiile prevăzute la articolul 22 alineatul (4);
 - (b) testul pentru modul de reglaj al puterii reactive trebuie să vină în completarea testului pentru capacitatea de putere reactivă;
 - (c) testul pentru modul de reglaj al puterii reactive se aplică pentru verificarea următorilor parametri:
 - (i) intervalul și treapta valorii de consemn a puterii reactive;
 - (ii) precizia reglajului; și
 - (iii) durata de activare a puterii reactive;

- (d) testul se consideră reușit, sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
- (i) intervalul și treapta valorii de consemn a puterii reactive sunt asigurate în conformitate cu articolul 22 alineatul (4);
 - (ii) precizia reglajului îndeplinește condițiile menționate la articolul 22 alineatul (3).
- (5) În ceea ce privește testul pentru modul de reglaj al factorului de putere:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea unității de conversie HVDC sau a stației de conversie HVDC de a funcționa în modul de reglaj al factorului de putere, în condițiile prevăzute la articolul 22 alineatul (5);
 - (b) testul pentru modul de reglaj al factorului de putere se aplică în ceea ce privește verificarea următorilor parametri:
 - (i) intervalul valorii de consemn a factorului de putere;
 - (ii) precizia reglajului;
 - (iii) răspunsul puterii reactive declanșat la schimbarea de treaptă a puterii active;
 - (c) testul se consideră reușit, sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
 - (i) intervalul și treapta valorii de consemn a factorului de putere sunt asigurate în conformitate cu articolul 22 alineatul (5);
 - (ii) durata de activare a puterii reactive ca rezultat al schimbării treptei de putere activă nu depășește cerințele specificate în conformitate cu articolul 22 alineatul (5);
 - (iii) precizia reglajului respectă valoarea menționată la articolul 22 alineatul (5).
- (6) În ceea ce privește testele pentru răspunsul RFA:
- (a) trebuie să se demonstreze capacitatea tehnică a sistemului HVDC de a modula permanent puterea activă pe întregul interval de funcționare dintre capacitatea maximă de transport al puterii active HVDC și capacitatea minimă de transport al puterii active HVDC pentru a contribui la reglajul frecvenței și să se verifice parametrii staționari ai reglajelor, precum statismul și banda moartă, și parametrii dinamici, inclusiv soliditatea în timpul răspunsului la schimbarea treptei de frecvență și a variațiilor rapide de frecvență;
 - (b) testul se efectuează prin simularea unor trepte și rampe de frecvență suficient de mari pentru a activa cel puțin 10 % din intervalul total de răspuns la frecvență al puterii active în fiecare direcție, luând în considerare setările pentru statism și banda moartă. Vor fi introduse semnale simulate de deviere a frecvenței în regulatorul unității de conversie HVDC sau al stației de conversie HVDC;
 - (c) testul se consideră reușit dacă sunt îndeplinite cumulativ următoarele condiții:
 - (i) timpul de activare a întregii game de răspuns frecvență/putere activă ca rezultat al unei schimbări a treptei de frecvență nu a depășit valoarea prevăzută în anexa II;
 - (ii) nu apar oscilații neatenuate după răspunsul la schimbările de treaptă;
 - (iii) timpul de întârziere inițial a fost conform cu anexa II;
 - (iv) setările pentru statism sunt disponibile în intervalul stabilit în anexa II, iar banda moartă (pragul) nu depășește valoarea prevăzută în anexa II;
 - (v) insensibilitatea răspunsului frecvență/putere activă în orice punct de funcționare relevant nu depășește cerințele prevăzute în anexa II.
- (7) În ceea ce privește încercările pentru răspunsul RLVF-S:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a sistemului HVDC de a modula permanent puterea activă pentru a contribui la reglajul frecvenței în cazul unei creșteri importante a frecvenței în sistem și trebuie verificați parametrii staționari ai reglajelor, precum statismul și banda moartă, și parametrii dinamici, inclusiv răspunsul la schimbarea treptei de frecvență;

- (b) testul se efectuează prin simularea unor trepte și rampe de frecvență suficient de mari pentru a declanșa o variație de cel puțin 10 % din întregul interval de funcționare pentru puterea activă, luând în considerare valorile de consemn pentru statism și banda moartă. Vor fi introduse semnale simulate de deviere a frecvenței în regulatorul unității de conversie HVDC sau al stației de conversie HVDC;
- (c) testul se consideră reușit dacă sunt îndeplinite ambele condiții de mai jos:
- (i) rezultatele încercărilor, atât pentru parametrii dinamici, cât și pentru cei statici, sunt în concordanță cu cerințele menționate în anexa II;
- (ii) nu apar oscilații neatenuate după răspunsul la schimbările de treaptă.
- (8) În ceea ce privește testul pentru răspunsul RLVF-SUB:
- (a) trebuie să se demonstreze capacitatea tehnică a sistemului HVDC de a modula permanent puterea activă pe întregul interval de funcționare la punctele de funcționare situate sub capacitatea maximă de transport al puterii active HVDC pentru a contribui la reglajul frecvenței în cazul unei scăderi mari de frecvență în sistem;
- (b) testul se efectuează prin simularea unor puncte de sarcină cu putere activă corespunzătoare, cu trepte de frecvență mici și rampe suficient de mari pentru a declanșa o variație a puterii active de cel puțin 10 % din întregul interval de funcționare pentru puterea activă, luând în considerare setările pentru statism și banda moartă. Vor fi introduse semnale simulate de deviere a frecvenței în regulatorul unității de conversie HVDC sau al stației de conversie HVDC;
- (c) testul se consideră reușit dacă sunt îndeplinite ambele condiții de mai jos:
- (i) rezultatele testelor, atât pentru parametrii dinamici, cât și pentru cei statici, sunt în concordanță cu cerințele menționate în anexa II;
- (ii) nu apar oscilații neatenuate după răspunsul la schimbările de treaptă.
- (9) În ceea ce privește testul pentru reglajul puterii active:
- (a) trebuie să se demonstreze capacitatea tehnică a sistemului HVDC de a modula permanent puterea activă pe întregul interval de funcționare în conformitate cu articolul 13 alineatul (1) literele (a) și (d);
- (b) testul se efectuează prin trimiterea de instrucțiuni manuale și automate de către OTS relevant;
- (c) testul se consideră reușit, sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
- (i) sistemul HVDC a demonstrat că funcționează stabil;
- (ii) timpul de ajustare a puterii active este mai scurt decât termenul limită stabilit în temeiul articolului 13 alineatul (1) litera (a);
- (iii) a fost demonstrat răspunsul dinamic al sistemului HVDC la primirea instrucțiunilor în scopul efectuării schimbului sau al partajării rezervelor ori în scopul participării la procesele de protecție împotriva instabilității, dacă poate îndeplini cerințele pentru aceste produse, astfel cum sunt specificate de OTS relevant.
- (10) În ceea ce privește testul pentru modificarea ratei oscilației triunghiulare:
- (a) trebuie să se demonstreze capacitatea tehnică a sistemului HVDC de a ajusta rata oscilației triunghiulare în conformitate cu articolul 13 alineatul (2);
- (b) testul se efectuează de către OTS relevant care trimite instrucțiuni privind modificări ale rampei;
- (c) testul se consideră reușit, sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
- (i) rata oscilației triunghiulare este ajustabilă;
- (ii) sistemul HVDC a demonstrat că funcționează stabil în timpul perioadelor de oscilație triunghiulară.

- (11) În ceea ce privește testul pentru capacitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem, dacă este aplicabil:
- (a) trebuie să se demonstreze capacitatea tehnică a sistemului HVDC de a pune sub tensiune bara colectoare a stației electrice de transformare a CA din capete la care este conectat, într-un interval de timp stabilit de OTS relevant în conformitate cu articolul 37 alineatul (2);
 - (b) testul se efectuează în timp ce sistemul HVDC pornește din starea de oprire;
 - (c) testul se consideră reușit, sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
 - (i) trebuie să se demonstreze că sistemul HVDC poate pune sub tensiune bara colectoare a stației electrice de transformare a CA din capete la care este conectat;
 - (ii) sistemul HVDC funcționează dintr-un punct de funcționare stabil la capacitatea convenită, în conformitate cu procedura prevăzută la articolul 37 alineatul (3).

Articolul 72

Testul de conformitate pentru modulele MGCCC și pentru unitățile de conversie HVDC din capete

- (1) În locul unei părți a încercărilor de mai jos pot fi utilizate certificate pentru echipamente, cu condiția ca acestea să fie furnizate operatorului de rețea relevant.
- (2) În ceea ce privește testul pentru capacitatea de putere reactivă a modulelor MGCCC:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a modulelor MGCCC de a furniza capacitatea puterii reactive capacitive și inductive în conformitate cu articolul 40 alineatul (2);
 - (b) testul privind capacitatea de putere reactivă se efectuează la puterea reactivă maximă, atât inductivă, cât și capacitivă, și cu privire la verificarea următorilor parametri:
 - (i) funcționare la mai mult de 60 % din capacitatea maximă timp de 30 de minute;
 - (ii) funcționare în intervalul 30-50 % din capacitatea maximă timp de 30 de minute; și
 - (iii) funcționare în intervalul 10-20 % din capacitatea maximă timp de 60 de minute;
 - (c) testul se consideră reușit, sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
 - (i) modulul MGCCC a funcționat cel puțin pe durata solicitată la puterea reactivă maximă, atât inductivă, cât și capacitivă, pentru fiecare parametru menționat la litera (b);
 - (ii) trebuie demonstrată capacitatea modulului MGCCC de a trece la orice valoare de consemn a puterii reactive în intervalul convenit sau stabilit, în limitele obiectivelor de performanță specificate ale sistemului de reglaj al puterii reactive relevante; și
 - (iii) nu are loc nicio acțiune de protecție în limitele de funcționare definite de diagrama de capacitate a puterii reactive.
- (3) În ceea ce privește testul pentru capacitatea de putere reactivă a unităților de conversie HVDC din capete:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a unității de conversie HVDC sau a stației de conversie HVDC de a furniza capacitatea puterii reactive capacitive și inductive în conformitate cu articolul 48 alineatul (2);
 - (b) testul se consideră reușit, sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
 - (i) unitatea de conversie HVDC sau stația de conversie HVDC a funcționat cel puțin o oră la puterea reactivă maximă, atât inductivă, cât și capacitivă, la:
 - capacitatea minimă de transport al puterii active HVDC;
 - capacitatea maximă de transport al puterii active HVDC; și
 - un punct de funcționare activă, între intervalele minime și maxime respective;

- (ii) trebuie demonstrată capacitatea unității de conversie HVDC sau a stației de conversie HVDC de a trece la orice valoare de consemn a puterii reactive în intervalul convenit sau stabilit în limitele obiectivelor de performanță specificate ale sistemului de reglaj al puterii reactive relevante; și
 - (iii) nu are loc nicio acțiune de protecție în limitele de funcționare definite de diagrama de capacitate a puterii reactive.
- (4) În ceea ce privește testul pentru modul de reglaj al tensiunii:
- (a) trebuie să se demonstreze capacitatea modulului MGCC de a funcționa în modul de reglaj al tensiunii, în condițiile prevăzute la articolul 21 din Regulamentul (UE) 2016/631;
 - (b) testul pentru modul de reglaj al tensiunii se aplică în ceea ce privește verificarea următorilor parametri:
 - (i) panta și banda moartă implementate ale caracteristicii statice;
 - (ii) precizia reglajului;
 - (iii) insensibilitatea reglajului;
 - (iv) durata de activare a puterii reactive;
 - (c) testul se consideră reușit, sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
 - (i) intervalul de reglaj, statismul ajustabil și banda moartă respectă parametrii caracteristici conveniți sau stabiliți, în conformitate cu articolul 21 alineatul (3) litera (d) din Regulamentul (UE) 2016/631;
 - (ii) insensibilitatea reglajului tensiunii nu este mai mare de 0,01 pu, în conformitate cu articolul 21 alineatul (3) litera (d) din Regulamentul (UE) 2016/631;
 - (iii) după o schimbare a treptei de tensiune, 90 % din variația producției de putere reactivă a fost realizată în intervalele de timp și toleranțele menționate la articolul 21 alineatul (3) litera (d) din Regulamentul (UE) 2016/631.
- (5) În ceea ce privește testul pentru modul de reglaj al puterii reactive:
- (a) trebuie să se demonstreze capacitatea modulului MGCC de a funcționa în modul de reglaj al puterii reactive, în condițiile prevăzute la articolul 21 alineatul (3) litera (d) punctul (iii) din Regulamentul (UE) 2016/631;
 - (b) testul pentru modul de reglaj al puterii reactive trebuie să vină în completarea încercării pentru capacitatea de putere reactivă;
 - (c) testul pentru modul de reglaj al puterii reactive se aplică pentru verificarea următorilor parametri:
 - (i) intervalul și treapta valorii de consemn a puterii reactive;
 - (ii) precizia reglajului;
 - (iii) durata de activare a puterii reactive;
 - (d) testul se consideră reușit, sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
 - (i) intervalul și treapta valorii de consemn ale puterii reactive sunt asigurate în conformitate cu articolul 21 alineatul (3) litera (d) din Regulamentul (UE) 2016/631;
 - (ii) precizia reglajului îndeplinește condițiile menționate la articolul 21 alineatul (3) litera (d) din Regulamentul (UE) 2016/631.
- (6) În ceea ce privește testul pentru modul de reglaj al factorului de putere:
- (a) trebuie să se demonstreze capacitatea modulului MGCC de a funcționa în modul de reglaj al factorului de putere, în condițiile prevăzute la articolul 21 alineatul (3) litera (d) punctul (iv) din Regulamentul (UE) 2016/631;
 - (b) testul pentru modul de reglaj al factorului de putere se aplică în ceea ce privește verificarea următorilor parametri:
 - (i) intervalul valorii de consemn a factorului de putere;
 - (ii) precizia reglajului;
 - (iii) răspunsul puterii reactive declanșat la schimbarea de treaptă a puterii active;

- (c) testul se consideră reușit, sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
- (i) intervalul și treapta valorii de consemn a factorului de putere sunt asigurate în conformitate cu articolul 21 alineatul (3) litera (d) din Regulamentul (UE) 2016/631;
 - (ii) durata de activare a puterii reactive ca rezultat al schimbării treptei de putere activă nu depășește cerința prevăzută la articolul 21 alineatul (3) litera (d) din Regulamentul (UE) 2016/631;
 - (iii) precizia reglajului respectă valoarea menționată la articolul 21 alineatul (3) litera (d) din Regulamentul (UE) 2016/631.
- (7) În ceea ce privește încercările identificate la alineatele (4), (5) și (6), OTS relevant nu poate selecta decât două dintre cele trei opțiuni de reglaj pentru încercare.
- (8) În ceea ce privește răspunsul RLVF-S al modului MGCCC, încercările se efectuează în conformitate cu articolul 47 alineatul (3) din Regulamentul (UE) 2016/631.
- (9) În ceea ce privește răspunsul RLVF-SUB al modului MGCCC, încercările se efectuează în conformitate cu articolul 48 alineatul (3) din Regulamentul (UE) 2016/631.
- (10) În ceea ce privește reglajul puterii active a modului MGCCC, încercările se efectuează în conformitate cu articolul 48 alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2016/631.
- (11) În ceea ce privește răspunsul RFA al modului MGCCC, încercările se efectuează în conformitate cu articolul 48 alineatul (4) din Regulamentul (UE) 2016/631.
- (12) În ceea ce privește reglajul restabilirii frecvenței al modului MGCCC, încercările se efectuează în conformitate cu articolul 45 alineatul (5) din Regulamentul (UE) 2016/631.
- (13) În ceea ce privește răspunsul la semnale rapide al modului MGCCC, testul se consideră reușit dacă modulul MGCCC poate demonstra capacitatea de răspuns în intervalul de timp specificat la articolul 39 alineatul (1) litera (a).
- (14) În ceea ce privește încercările pentru modulele MGCCC în cazul cărora rețeaua colectoare CA nu este la frecvența nominală de 50 Hz, operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS relevant convine încercările de conformitate necesare cu gestionarul modului MGCCC.

CAPITOLUL 3

Simulările de conformitate

Articolul 73

Simulări de conformitate pentru sistemele HVDC

- (1) În locul unei părți a simulărilor de mai jos pot fi utilizate certificate pentru echipamente, cu condiția ca acestea să fie furnizate operatorului de rețea relevant.
- (2) În ceea ce privește simularea pentru introducerea componentei tranzitorii a curentului de defect:
- (a) gestionarul unității de conversie HVDC sau al stației de conversie HVDC simulează introducerea componentei tranzitorii a curentului de defect, în condițiile prevăzute la articolul 19;
 - (b) simularea se consideră reușită cu condiția să se demonstreze respectarea cerințelor specificate în conformitate cu articolul 19.

- (3) În ceea ce privește simularea pentru capacitatea de trecere peste defect cu nivel minim de tensiune:
- (a) gestionarul sistemului HVDC simulează capacitatea de trecere peste defect cu nivel minim de tensiune, în condițiile prevăzute la articolul 25; și
 - (b) simularea se consideră reușită cu condiția să se demonstreze respectarea cerințelor specificate în conformitate cu articolul 25.
- (4) În ceea ce privește simularea pentru recuperarea puterii active după defect:
- (a) gestionarul sistemului HVDC simulează recuperarea puterii active după defect, în condițiile prevăzute la articolul 26;
 - (b) simularea se consideră reușită cu condiția să se demonstreze respectarea cerințelor specificate în conformitate cu articolul 26.
- (5) În ceea ce privește simularea pentru capacitatea de putere reactivă:
- (a) gestionarul unității de conversie HVDC sau al stației de conversie HVDC simulează capacitatea de furnizare a capacității puterii reactive capacitive și inductive, în condițiile prevăzute la articolul 20 alineatele (2)-(4);
 - (b) simularea se consideră reușită sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
 - (i) modelul de simulare al unității de conversie HVDC sau al stației de conversie HVDC este validat în raport cu încercările de conformitate pentru capacitatea de putere reactivă, prevăzute la articolul 71;
 - (ii) se demonstrează respectarea cerințelor prevăzute la articolul 20 alineatele (2)-(4).
- (6) În ceea ce privește simularea pentru reglajul atenuării oscilațiilor de putere:
- (a) gestionarul sistemului HVDC demonstrează performanța sistemului său de reglaj (funcția POD) în ceea ce privește atenuarea oscilațiilor de putere, în condițiile prevăzute la articolul 30;
 - (b) ajustarea trebuie să conducă la îmbunătățirea atenuării răspunsului puterii active corespunzătoare a sistemului HVDC în combinație cu funcția POD, comparativ doar cu răspunsul puterii active a sistemului HVDC fără POD;
 - (c) simularea se consideră reușită sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
 - (i) funcția POD atenuază oscilațiile de putere existente ale sistemului HVDC într-o gamă de frecvențe specificată de către OTS relevant. Această gamă de frecvențe include frecvența în mod local a sistemului HVDC și oscilațiile din rețea preconizate; și
 - (ii) un transfer de variație a puterii active al sistemului HVDC, astfel cum a fost specificat de către OTS relevant, nu conduce la oscilații neatenuate ale puterii reactive sau active a sistemului HVDC.
- (7) În ceea ce privește simularea pentru modificarea puterii active în caz de deranjament:
- (a) gestionarul sistemului HVDC simulează capacitatea de a modifica rapid puterea activă în conformitate cu articolul 13 alineatul (1) litera (b); și
 - (b) simularea se consideră reușită sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
 - (i) sistemul HVDC a demonstrat că funcționează stabil atunci când urmează secvența prestabilită a variației puterii active;
 - (ii) termenul inițial de ajustare a puterii active este mai scurt decât valoarea specificată la articolul 13 alineatul (1) litera (b) sau, dacă este mai lung, se justifică în mod rezonabil.

- (8) În ceea ce privește simularea pentru inversarea rapidă a puterii active, după caz:
- (a) gestionarul sistemului HVDC simulează capacitatea de a inversa rapid puterea activă în conformitate cu articolul 13 alineatul (1) litera (c);
 - (b) simularea se consideră reușită sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
 - (i) sistemul HVDC a demonstrat că funcționează stabil;
 - (ii) timpul inițial de ajustare a puterii active este mai scurt decât valoarea specificată la articolul 13 alineatul (1) litera (c) sau, dacă este mai lung, se justifică în mod rezonabil.

Articolul 74

Simulări de conformitate pentru modulele MGCCC și pentru unitățile de conversie HVDC din capete

- (1) Modulele MGCCC se supun simulărilor de conformitate detaliate în prezentul articol. În locul unei părți a simulărilor descrise mai jos pot fi utilizate certificate pentru echipamente, cu condiția ca acestea să fie furnizate operatorului de rețea relevant.
- (2) În ceea ce privește simularea pentru introducerea componentei tranzitorii a curentului de defect:
- (a) gestionarul modulului MGCCC simulează capacitatea de introducere a componentei tranzitorii a curentului de defect, în condițiile prevăzute la articolul 20 alineatul (2) litera (b) din Regulamentul (UE) 2016/631; și
 - (b) simularea se consideră reușită cu condiția să se demonstreze conformitatea cu cerințele, în temeiul articolului 20 alineatul (2) litera (b) din Regulamentul (UE) 2016/631.
- (3) În ceea ce privește simularea pentru recuperarea puterii active după defect:
- (a) gestionarul modulului MGCCC simulează capacitatea de recuperare a puterii active după defect, în condițiile prevăzute la articolul 20 alineatul (3) litera (a) din Regulamentul (UE) 2016/631; și
 - (b) simularea se consideră reușită cu condiția să se demonstreze conformitatea cu cerințele, în temeiul articolului 20 alineatul (3) litera (a) din Regulamentul (UE) 2016/631.
- (4) În ceea ce privește simularea pentru capacitatea de putere reactivă a modulelor MGCCC:
- (a) gestionarul modulului MGCCC simulează capacitatea de putere reactivă capacitive și inductive, în condițiile prevăzute la articolul 40 alineatul (2); și
 - (b) simularea se consideră reușită sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
 - (i) modelul de simulare a modulului MGCCC este validat în raport cu încercările de conformitate pentru capacitatea puterii reactive stabilite la articolul 72 alineatul (2);
 - (ii) respectarea cerinței prevăzute la articolul 40 alineatul (2) este demonstrată.
- (5) În ceea ce privește simularea pentru capacitatea de putere reactivă a unităților de conversie HVDC din capete, se aplică următoarele cerințe:
- (a) gestionarul unității de conversie HVDC din capete sau al stației de conversie HVDC din capete simulează capacitatea de furnizare a capacității puterii reactive capacitive și inductive, în condițiile prevăzute la articolul 48 alineatul (2); și

- (b) simularea se consideră reușită sub rezerva îndeplinirii cumulative a următoarelor condiții:
- (i) modelul de simulare al unității de conversie HVDC din capete sau al stației de conversie HVDC din capete este validat în raport cu încercările de conformitate pentru capacitatea de putere reactivă, prevăzute la articolul 72 alineatul (3);
 - (ii) respectarea cerinței prevăzute la articolul 48 alineatul (2) este demonstrată.
- (6) În ceea ce privește simularea pentru reglajul atenuării oscilațiilor de putere:
- (a) gestionarul modului MGCCC simulează capacitatea de atenuare a oscilațiilor de putere în condițiile menționate la articolul 21 alineatul (3) litera (f) din Regulamentul (UE) 2016/631; și
 - (b) simularea se consideră reușită cu condiția să se demonstreze că modelul respectă condițiile prevăzute la articolul 21 alineatul (3) litera (f) din Regulamentul (UE) 2016/631.
- (7) În ceea ce privește capacitatea de trecere peste defect cu nivel minim de tensiune:
- (a) gestionarul modului MGCCC simulează capacitatea de trecere peste defect în condițiile menționate la articolul 16 alineatul (3) litera (a) din Regulamentul (UE) 2016/631;
 - (b) simularea se consideră reușită cu condiția să se demonstreze că modelul respectă condițiile prevăzute la articolul 16 alineatul (3) litera (a) din Regulamentul (UE) 2016/631.

CAPITOLUL 4

Recomandări și monitorizarea punerii în aplicare

Articolul 75

Recomandări în ceea ce privește punerea în aplicare

- (1) Până cel târziu la șase luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, Rețeaua europeană a operatorilor de sisteme de transport de energie electrică întocmește și furnizează ulterior, o dată la doi ani, recomandări scrise pentru membrii săi și alți operatori de sistem în ceea ce privește elementele prezentului regulament care necesită decizii naționale. ENTSO-E trebuie să publice aceste recomandări pe site-ul său de internet.
- (2) ENTSO-E trebuie să consulte părțile interesate atunci când emite recomandări.
- (3) Recomandările trebuie să explice aspectele tehnice, condițiile și relațiile de interdependență care trebuie luate în considerare la aplicarea cerințelor prezentului regulament la nivel național.

Articolul 76

Monitorizare

- (1) ENTSO-E monitorizează punerea în aplicare a prezentului regulament, în conformitate cu articolul 8 alineatul (8) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. Monitorizarea va include, în special, următoarele aspecte:
- (a) identificarea oricăror divergențe în ceea ce privește punerea în aplicare la nivel național a prezentului regulament;
 - (b) evaluarea continuării valabilității valorilor și intervalelor din cerințele aplicabile sistemelor HVDC și modulelor MGCCC în temeiul prezentului regulament.

(2) Agenția, în cooperare cu ENTSO-E, elaborează în termen de 12 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament o listă a informațiilor relevante care trebuie comunicate agenției de către ENTSO-E, în conformitate cu articolul 8 alineatul (9) și cu articolul 9 alineatul (1) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. Lista informațiilor relevante poate face obiectul unor actualizări. ENTSO-E menține o arhivă de date electronice cuprinzătoare și într-un format standardizat, cu informațiile solicitate de către agenție.

(3) OTS relevanți prezintă ENTSO-E informațiile necesare pentru îndeplinirea sarcinilor menționate la alineatele (1) și (2).

Pe baza unei solicitări a autorității de reglementare, OD furnizează OTS informațiile menționate la alineatul (2), cu excepția cazului în care informațiile sunt obținute deja de autoritățile de reglementare, de agenție sau de ENTSO-E în legătură cu sarcinile lor de monitorizare a punerii în aplicare, cu obiectivul de a se evita dublarea informației.

(4) Dacă stabilește că există domenii aflate sub incidența prezentului regulament în care, pe baza evoluției pieței sau pe baza experienței dobândite în aplicarea prezentului regulament, este recomandabilă o armonizare suplimentară a cerințelor din prezentul regulament, ENTSO-E sau agenția propune proiecte de modificare a prezentului regulament, în conformitate cu articolul 7 alineatul (1) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

TITLUL VII

DEROGĂRI

Articolul 77

Competența de a acorda derogări

(1) La cererea unui proprietar de sistem HVDC sau de modul MGCCC ori a gestionarului lor potențial, a unui operator de rețea relevant sau a unui OTS relevant, autoritățile de reglementare pot acorda proprietarilor de sisteme HVDC sau de module MGCCC sau proprietarilor potențiali ai acestora, operatorilor de sistem relevanți sau OTS relevanți derogări de la una sau mai multe dispoziții ale prezentului regulament pentru sistemele HVDC și/sau modulele MGCCC NFP sau existente, în conformitate cu articolele 78-82.

(2) Dacă acest lucru este aplicabil într-un stat membru, derogările pot fi acordate și revocate, în conformitate cu articolele 78-81, de alte autorități decât autoritatea de reglementare.

Articolul 78

Dispoziții generale

(1) Fiecare autoritate de reglementare specifică, după consultarea operatorilor de sistem relevanți, a proprietarilor de sisteme HVDC, a proprietarilor de module MGCCC și a altor părți interesate pe care le consideră afectate de prezentul regulament, criteriile pentru acordarea derogărilor în temeiul articolelor 79-81. Autoritatea de reglementare publică criteriile respective pe site-ul său și le transmite Comisiei în termen de nouă luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament. Comisia poate solicita autorității de reglementare să modifice criteriile în cazul în care consideră că acestea nu sunt conforme cu prezentul regulament. Această posibilitate de revizuire și modificare a criteriilor pentru acordarea de derogări nu trebuie să afecteze derogările deja acordate, care se vor aplica în continuare până la data expirării, potrivit deciziei de acordare a derogării.

(2) În cazul în care consideră că acest lucru este necesar din cauza unei modificări a circumstanțelor referitoare la evoluția cerințelor pentru sistem, autoritatea de reglementare poate revizui și modifica, cel mult o dată pe an, criteriile pentru acordarea de derogări în conformitate cu alineatul (1). Modificarea criteriilor nu se aplică derogărilor pentru care s-a făcut deja o solicitare.

(3) Autoritatea de reglementare poate decide că sistemele HVDC sau modulele MGCCC pentru care a fost prezentată o cerere de derogare în temeiul articolelor 79-81 nu trebuie să respecte cerințele prezentului regulament de la care s-a cerut o derogare, de la data depunerii cererii până la emiterea deciziei autorității de reglementare.

Articolul 79

Cererea de derogări formulată de către un proprietar de sistem HVDC sau de modul MGCCC

(1) Proprietarii de sisteme HVDC și de module MGCCC sau proprietarii lor potențiali pot solicita o derogare de la una sau mai multe cerințe ale prezentului regulament.

(2) O cerere de derogare se depune la operatorul de rețea relevant și trebuie să includă:

(a) o identificare a gestionarului sistemului HVDC sau al modulului MGCCC sau a gestionarului lor potențial, precum și a unei persoane de contact pentru toate comunicările;

(b) o descriere a sistemului HVDC sau a modulului MGCCC pentru care se solicită o derogare;

(c) o trimitere la dispozițiile prezentului regulament de la care se solicită derogarea și o descriere detaliată a derogării solicitate;

(d) o motivare detaliată, însoțită de documente justificative pertinente și o analiză costuri-beneficii în conformitate cu cerințele articolului 66;

(e) demonstrarea faptului că derogarea solicitată nu ar avea niciun efect advers asupra comerțului transfrontalier;

(f) în cazul unui modul MGCCC racordat la una sau mai multe stații de conversie HVDC din capete, dovada că stația de conversie nu va fi afectată de derogare sau, ca alternativă, acordul gestionarului stației de conversie cu privire la derogarea propusă.

(3) În termen de două săptămâni de la primirea unei cereri de derogare, operatorul de rețea relevant îi confirmă gestionarului sistemului HVDC sau al modulului MGCCC sau gestionarului lor potențial dacă cererea este completă. În cazul în care operatorul de rețea relevant consideră că cererea este incompletă, gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC sau gestionarul lor potențial trebuie să prezinte informațiile suplimentare solicitate în termen de o lună de la primirea cererii de informații suplimentare. În cazul în care gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC sau gestionarul lor potențial nu furnizează informațiile solicitate în termenul respectiv, cererea de derogare se consideră retrasă.

(4) Operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant și cu orice OSD adiacent afectat, evaluează cererea de derogare și analiza costuri-beneficii furnizată, luând în considerare criteriile stabilite de autoritatea de reglementare în temeiul articolului 78.

(5) Dacă o cerere de derogare vizează un sistem HVDC sau un modul MGCCC racordat la un sistem de distribuție, inclusiv un sistem de distribuție închis, evaluarea operatorului de rețea relevant trebuie să fie însoțită de o evaluare a cererii de derogare efectuată de OTS relevant. OTS relevant furnizează evaluarea în termen de două luni de la solicitarea în acest sens a operatorului de rețea relevant.

(6) În termen de șase luni de la primirea unei cereri de derogare, operatorul de rețea relevant înaintează cererea către autoritatea de reglementare și prezintă respectiva sau respectivele evaluări elaborate în conformitate cu alineatele (4) și (5). Acest termen poate fi prelungit cu o lună dacă operatorul de rețea relevant solicită informații suplimentare din partea gestionarului sistemului HVDC sau al modulului MGCCC sau din partea gestionarului lor potențial și cu două luni dacă operatorul de rețea relevant solicită OTS relevant să prezinte o evaluare a cererii de derogare.

(7) Autoritatea de reglementare adoptă o decizie cu privire la orice cerere de derogare în termen de șase luni din ziua următoare primirii cererii. Acest termen poate fi prelungit cu trei luni înainte de expirarea sa dacă autoritatea de reglementare solicită informații suplimentare din partea gestionarului sistemului HVDC sau al modulului MGCCC sau din partea gestionarului lor potențial sau a oricărei alte părți interesate. Perioada suplimentară începe în momentul în care au fost primite informațiile complete.

(8) Gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC sau gestionarul lor potențial trebuie să prezinte orice alte informații suplimentare solicitate de autoritatea de reglementare în termen de două luni de la depunerea cererii. În cazul în care gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC sau gestionarul lor potențial nu furnizează informațiile solicitate în termenul respectiv, cererea de derogare se consideră retrasă, cu excepția cazurilor în care, înainte de expirarea acesteia:

- (a) autoritatea de reglementare decide să ofere o prelungire; sau
- (b) gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC sau gestionarul lor potențial informează autoritatea de reglementare, printr-o cerere motivată, că cererea de derogare este completă.

(9) Autoritatea de reglementare emite o decizie motivată cu privire la cererea de derogare. În cazul în care autoritatea de reglementare acordă derogarea, aceasta trebuie să specifice durata sa.

(10) Autoritatea de reglementare notifică decizia sa gestionarului sistemului HVDC sau al modulului MGCCC sau gestionarului lor potențial, operatorului de rețea relevant și OTS relevant.

(11) O autoritate de reglementare poate revoca o decizie de acordare a unei derogări în cazul în care circumstanțele și motivele care stau la baza derogării nu se mai aplică sau la recomandarea motivată a Comisiei sau la recomandarea motivată a agenției, în conformitate cu articolul 83 alineatul (2).

Articolul 80

Cererea de derogare a unui operator de rețea relevant sau a unui OTS relevant

(1) Operatorii de sistem relevanți sau OTS relevanți pot solicita o derogare pentru clasele de sisteme HVDC sau de module MGCCC care sunt sau vor fi racordate la rețeaua lor.

(2) Operatorii de rețea relevanți sau OTS relevanți depun cererile de derogare la autoritatea de reglementare. Fiecare cerere de derogare trebuie să includă:

- (a) identificarea operatorului de rețea relevant sau a OTS relevant, precum și a unei persoane de contact pentru toate comunicările;
- (b) o descriere a sistemelor HVDC sau a modulelor MGCCC pentru care se solicită o derogare, capacitatea totală instalată și numărul de sisteme HVDC sau de modulele MGCCC;
- (c) cerința sau cerințele prezentului regulament pentru care se solicită o derogare, precum și o descriere detaliată a derogării solicitate;
- (d) motivarea detaliată, însoțită de toate documentele justificative relevante;
- (e) demonstrarea faptului că derogarea solicitată nu ar avea niciun efect advers asupra comerțului transfrontalier;
- (f) o analiză cost-beneficiu în conformitate cu cerințele de la articolul 66. Dacă este cazul, analiza costuri-beneficii se efectuează în coordonare cu OTS relevant și cu orice OSD adiacenți.

(3) În cazul în care cererea de derogare este prezentată de către un OSD sau OSDI relevant, autoritatea de reglementare, în termen de două săptămâni din ziua următoare primirii respectivei cereri, solicită OTS relevant să evalueze cererea de derogare din perspectiva criteriilor stabilite de autoritatea de reglementare, în conformitate cu articolul 78.

(4) În termen de două săptămâni din ziua următoare primirii respectivei cereri de evaluare, OTS relevant confirmă OSD sau OSDI relevant dacă cererea de derogare este completă. În cazul în care OTS relevant consideră că cererea este incompletă, OSD sau OSDI relevant trebuie să prezinte informațiile suplimentare solicitate în termen de o lună de la primirea cererii de informații suplimentare.

(5) În termen de șase luni de la primirea unei cereri de derogare, OTS relevant înaintează evaluarea către autoritatea de reglementare, inclusiv documentația pertinentă. Termenul de șase luni poate fi prelungit cu încă o lună în cazul în care OTS relevant dorește să obțină informații suplimentare din partea OSD relevant sau a OSDI relevant.

(6) Autoritatea de reglementare adoptă o decizie cu privire la o cerere de derogare în termen de șase luni din ziua următoare primirii cererii. Atunci când cererea de derogare se depune de către OSD sau OSDI relevant, termenul de șase luni începe din ziua următoare datei primirii evaluării efectuate de OTS relevant, în conformitate cu alineatul (5).

(7) Termenul de șase luni menționat la alineatul (6) poate fi prelungit înainte de expirare cu o perioadă suplimentară de trei luni în cazul în care autoritatea de reglementare solicită informații suplimentare din partea operatorului de rețea relevant care solicită derogarea sau a oricărei alte părți interesate. Termenul suplimentar începe în ziua următoare datei primirii informațiilor complete.

Operatorul de rețea relevant trebuie să prezinte orice informații suplimentare solicitate de autoritatea de reglementare în termen de două luni de la data depunerii cererii. În cazul în care operatorul de rețea relevant nu furnizează informațiile suplimentare solicitate în termenul respectiv, cererea de derogare se consideră retrasă cu excepția cazurilor în care, înainte de expirarea acesteia:

(a) autoritatea de reglementare decide să ofere o prelungire; sau

(b) operatorul de rețea relevant informează autoritatea de reglementare, printr-o cerere motivată, că cererea de derogare este completă.

(8) Autoritatea de reglementare emite o decizie motivată cu privire la cererea de derogare. În cazul în care autoritatea de reglementare acordă derogarea, aceasta trebuie să specifice durata sa.

(9) Autoritatea de reglementare notifică decizia sa operatorului de rețea relevant care solicită derogarea, OTS relevant și agenției.

(10) Autoritățile de reglementare pot stabili cerințe suplimentare privind pregătirea cererilor de derogare de către operatorii de sistem relevanți. În acest sens, autoritățile de reglementare iau în considerare delimitarea între sistemul de transport și sistemul de distribuție la nivel național și se consultă cu operatorii relevanți, cu proprietarii de sisteme HVDC sau de module MGCC și cu părțile interesate, inclusiv cu producătorii.

(11) O autoritate de reglementare poate revoca o decizie de acordare a unei derogări în cazul în care circumstanțele și motivele care stau la baza derogării nu se mai aplică sau la recomandarea motivată a Comisiei sau la recomandarea motivată a agenției, în conformitate cu articolul 83 alineatul (2).

Articolul 81

Cererea de derogare de la dispozițiile titlului III formulată de către un proprietar de modul MGCC

(1) O cerere de derogare de la dispozițiile articolului 40 alineatul (1) literele (b) și (c), ale articolului 40 alineatul (2) literele (a) și (b) și ale articolelor 41-45 nu face obiectul articolului 79 alineatul (2) literele (d) și (e) în cazul în care se referă la un modul MGCC care are sau va avea un singur record la o singură zonă sincronă.

(2) Autoritatea de reglementare poate anexa orice condiții la o decizie privind cererea de derogare menționată la alineatul (1). Acestea pot include: condiția ca dezvoltarea racordului într-o rețea cu borne multiple sau racordarea unui modul MGCCC suplimentar în același punct să determine evaluarea derogării de către autoritatea de reglementare sau expirarea derogării. În momentul adoptării unei decizii privind cererea de derogare, autoritatea de reglementare ia în considerare necesitatea de a optimiza configurația dintre modulul MGCCC și stația de conversie HVDC din capete, precum și așteptările legitime ale gestionarului modulului MGCCC.

Articolul 82

Registrul derogărilor de la cerințele prezentului regulament

(1) Autoritatea de reglementare menține un registru cu toate derogările pe care le-a acordat sau refuzat și prezintă agenției un registru consolidat și actualizat cel puțin o dată la șase luni, a cărui copie se transmite ENTSO-E.

(2) Registrul conține, în special:

- (a) cerința sau cerințele pentru care este acordată sau refuzată derogarea;
- (b) conținutul derogării;
- (c) motivele acordării sau neacordării derogării;
- (d) consecințele acordării derogării.

Articolul 83

Monitorizarea derogărilor

(1) Agenția monitorizează procedura de acordare a derogărilor, în cooperare cu autoritățile de reglementare sau cu autoritățile relevante ale statului membru. Autoritățile respective sau autoritățile relevante ale statului membru furnizează agenției toate informațiile necesare în acest scop.

(2) Agenția poate emite o recomandare motivată adresată unei autorități de reglementare pentru revocarea unei derogări pe motivul lipsei justificării. Comisia poate emite o recomandare motivată adresată unei autorități de reglementare sau unei autorități relevante a statului membru pentru revocarea unei derogări pe motivul lipsei justificării.

(3) Comisia poate solicita agenției să prezinte un raport privind punerea în aplicare a alineatelor (1) și (2) și să ofere motive pentru solicitarea sau nesolicitarea revocării derogării.

TITLUL VIII

DISPOZIȚII FINALE

Articolul 84

Modificarea contractelor și a termenilor și condițiilor generale

(1) Autoritățile de reglementare se asigură că toate clauzele contractuale, termenii și condițiile generale pertinente privind racordarea la rețea a noilor sisteme HVDC sau a noilor module MGCCC sunt aduse în conformitate cu cerințele prezentului regulament.

(2) Toate clauzele contractuale relevante și termenii și condițiile generale pertinente privind racordarea la rețea a sistemelor HVDC sau a modulelor MGCCC existente care fac obiectul unor cerințe sau al tuturor cerințelor prezentului regulament în conformitate cu articolul 4 alineatul (1) se modifică pentru a se conforma cerințelor din prezentul regulament. Clauzele pertinente se modifică în termen de trei ani de la decizia autorității de reglementare sau a statului membru, potrivit articolului 4 alineatul (1).

(3) Autoritățile de reglementare se asigură că acordurile naționale între operatorii de sistem și proprietarii sistemelor HVDC sau ai modulelor MGCCC NFP sau existente care fac obiectul prezentului regulament și legate de cerințele privind racordarea la rețea pentru sistemele HVDC și modulele MGCCC, în special codurile de rețea naționale, reflectă cerințele prevăzute în prezentul regulament.

Articolul 85

Sistemul HVDC sau modulele MGCCC care se racordează la zone sincrone sau la zone de reglaj care nu intră sub incidența legislației UE

(1) În cazul în care un sistem HVDC căruia i se aplică cerințele prezentului regulament este racordat la zone sincrone sau la zone de reglaj, dintre care cel puțin o zonă sincronă sau de reglaj nu intră sub incidența legislației Uniunii, OTS relevant sau, dacă este cazul, gestionarul sistemului HVDC ia toate măsurile pentru a pune în aplicare un acord pentru a se asigura că proprietarii de sisteme HVDC care nu au nicio obligație juridică de a respecta prezentul regulament cooperează, la rândul lor, în vederea îndeplinirii cerințelor.

(2) Dacă acordul menționat la alineatul (1) nu poate fi pus în aplicare, OTS relevant sau, după caz, gestionarul sistemului HVDC vizat utilizează toate mijloacele disponibile pentru a se conforma cerințelor prezentului regulament.

Articolul 86

Intrarea în vigoare

Prezentul regulament intră în vigoare în a douăzecea zi de la data publicării în *Jurnalul Oficial al Uniunii Europene*.

Fără a aduce atingere articolului 4 alineatul (2) litera (b), articolului 5 și articolelor 75, 76 și 78, cerințele prezentului regulament se aplică la trei ani de la data publicării.

Prezentul regulament este obligatoriu în toate elementele sale și se aplică direct în toate statele membre.

Adoptat la Bruxelles, 26 august 2016.

Pentru Comisie
Președintele
Jean-Claude JUNCKER

ANEXA I

Domeniile de frecvență la care se face trimitere la articolul 11

Domeniu de frecvență	Perioadă de funcționare
47,0 Hz-47,5 Hz	60 de secunde
47,5 Hz-48,5 Hz	se stabilește de către fiecare OTS relevant, dar trebuie să fie mai lungă decât duratele stabilite pentru generare și cerere, în conformitate cu Regulamentul (UE) 2016/631 și Regulamentul (UE) 2016/1388, și mai lungă decât pentru modulele MGCCC, în conformitate cu articolul 39
48,5 Hz-49,0 Hz	se stabilește de către fiecare OTS relevant, dar trebuie să fie mai lungă decât duratele stabilite pentru generare și cerere, în conformitate cu Regulamentul (UE) 2016/631 și Regulamentul (UE) 2016/1388, și mai lungă decât pentru modulele MGCCC, în conformitate cu articolul 39
49,0 Hz-51,0 Hz	nelimitată
51,0 Hz-51,5 Hz	se stabilește de către fiecare OTS relevant, dar trebuie să fie mai lungă decât duratele stabilite pentru generare și consum, în conformitate cu Regulamentul (UE) 2016/631 și Regulamentul (UE) 2016/1388, și mai lungă decât pentru modulele MGCCC, în conformitate cu articolul 39
51,5 Hz-52,0 Hz	se stabilește de către fiecare OTS relevant, dar trebuie să fie mai lungă decât pentru modulele MGCCC, în conformitate cu articolul 39

Tablelul 1: Perioadele minime în care un sistem HVDC trebuie să fie capabil să funcționeze pe frecvențe diferite, care se abat de la o valoare nominală, fără deconectare de la rețea.

ANEXA II

Cerințe aplicabile răspunsului la frecvență, răspunsului la abaterile de frecvență – creșterea frecvenței și răspunsului la abaterile de frecvență – scăderea frecvenței

A. Răspunsul la frecvență

1. Atunci când operează în modul de răspuns la frecvență (RFA):

- (a) sistemul HVDC trebuie să fie capabil să răspundă la abaterile de frecvență din fiecare rețea de curent alternativ conectată prin ajustarea transportului puterii active, așa cum se arată în figura 1 și în conformitate cu parametrii specificați de către fiecare OTS, în limitele indicate în tabelul 2. Această specificație face obiectul unei notificări către autoritatea de reglementare. Modalitățile de realizare a acestei notificări se stabilesc în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil;
- (b) ajustarea răspunsului la frecvență al puterii active este limitată de capacitatea minimă de transport al puterii active a sistemului HVDC și de capacitatea maximă de transport al puterii active a sistemului HVDC (în fiecare direcție).

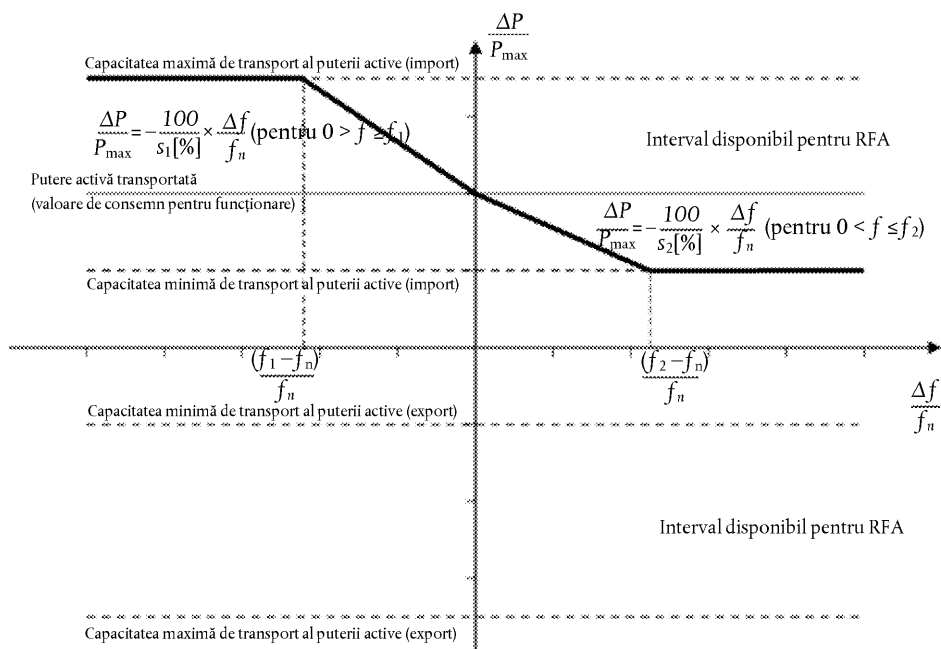


Figura 1: Capacitatea de răspuns la abaterile de frecvență a unui sistem HVDC în mod RFA, ilustrând cazul bandă moartă și bandă de insensibilitate zero cu o valoare de consemn pozitivă a puterii active (mod import). ΔP este variația puterii active din sistemul HVDC. f_n este frecvența țintă în rețeaua de curent alternativ în cazul în care FSM este furnizat serviciul RFA, iar Δf este abaterea de frecvență din rețeaua de curent alternativ în care este furnizat serviciul FSM.

Parametri	Intervale
Bandă moartă pentru răspunsul la frecvență	0-±500 mHz
Statism s_1 (reglaj crescător)	Minimum 0,1 %
Statism s_2 (reglaj descrescător)	Minimum 0,1 %
Marjă de insensibilitate pentru răspunsul la frecvență	Maximum 30 mHz

Tabelul 2: Parametri pentru răspunsul la abaterile de frecvență în RFA

- (c) în urma unei instrucțiuni transmise de OTS relevant, sistemul HVDC trebuie să poată să ajusteze statismul pentru reglajul crescător și descrescător, banda moartă pentru răspunsul la frecvență și intervalul operațional al variației în limita gamei de putere active disponibile pentru RFA, prezentată în figura 1 și, mai general, în limitele stabilite la literale (a) și (b). Aceste valori fac obiectul unei notificări către autoritatea de reglementare. Modalitățile de realizare a acestei notificări se stabilesc în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil;
- (d) ca urmare a schimbării treptei de frecvență, sistemul HVDC trebuie să permită ajustarea puterii active la răspunsul la abaterile de frecvență definit în figura 1, astfel încât răspunsul să fie:
- (i) atât de rapid cât permite capacitatea tehnică; și
 - (ii) pe linia plină sau deasupra acesteia, în conformitate cu figura 2, în conformitate cu parametri specificați de către fiecare OTS relevant, în limitele prevăzute în tabelul 3 de mai jos:
 - sistemul HVDC trebuie să fie capabil să ajusteze producția de putere activă ΔP până la limita intervalului de putere activă solicitată de OTS relevant în conformitate cu t_1 și t_2 potrivit limitelor din tabelul 3, unde t_1 este intervalul inițial, iar t_2 este timpul pentru activarea completă. Valorile pentru t_1 și t_2 se specifică de către OTS relevant, sub rezerva notificării autorității de reglementare. Modalitățile de realizare a acestei notificări se stabilesc în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil;
 - dacă intervalul inițial de activare este mai mare de 0,5 s, gestionarul sistemului HVDC trebuie să justifice acest lucru în mod rezonabil în fața OTS relevant.

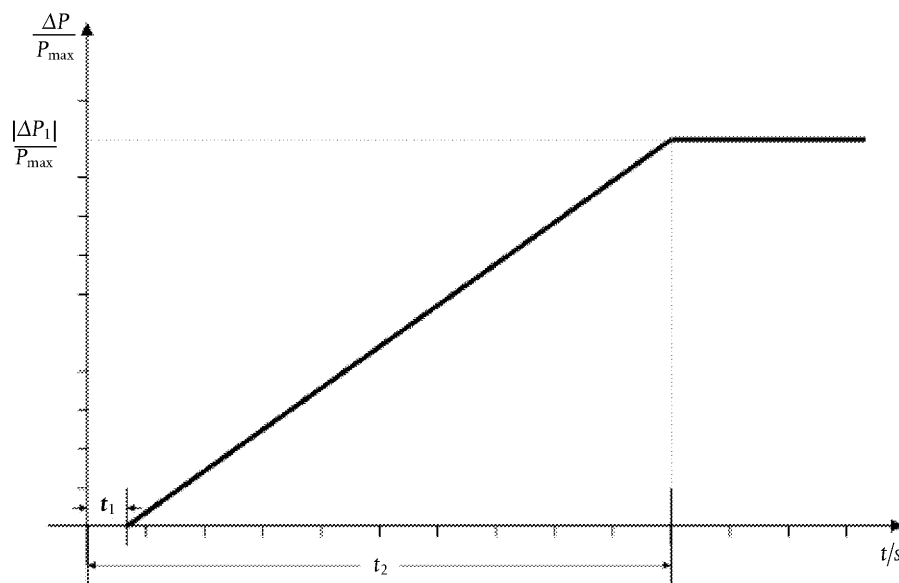


Figura 2: Capacitatea de răspuns la abaterile de frecvență a unui sistem HVDC. ΔP este variația puterii active declanșate de schimbarea treptei de frecvență.

Parametri	Timp
Intervalul inițial maxim admisibil t_1	0,5 secunde
Durata maximă admisibilă pentru activarea completă t_2 , cu excepția cazului în care OTS relevant specifică durate de activare mai mari	30 de secunde

Tabelul 3: Parametri pentru activarea în întregime a răspunsului la abaterile de frecvență care rezultă din schimbarea treptei de frecvență.

- (e) pentru sistemele HVDC care leagă diferite zone de reglaj sau zone sincrone, în modul de funcționare RFA, sistemul HVDC trebuie să poată ajusta răspunsul integral la frecvență/putere activă în orice moment și pentru o perioadă de timp neîntreruptă;
- (f) atâta timp cât continuă abaterile de frecvență, reglajul puterii active nu trebuie să aibă niciun impact negativ asupra răspunsului la abaterile de frecvență.

B. Răspunsul la abaterile de frecvență – creșterea frecvenței

- În afară de cerințele de la articolul 11, se aplică următoarele cerințe răspunsului la abaterile de frecvență – creșterea frecvenței (RFA-CR):
 - sistemul HVDC trebuie să poată să ajusteze răspunsul la abaterile de frecvență la rețeaua sau rețelele de curent alternativ, în timpul importului și exportului, în conformitate cu figura 3 la o frecvență prag f_1 cuprinsă între 50,2 Hz și 50,5 Hz, cu un statism S_3 ajustabil de la 0,1 % în sus;
 - sistemul HVDC trebuie să poată să-și ajusteze descendent puterea activă, până la capacitatea sa minimă de transport al puterii active;
 - sistemul HVDC trebuie să poată să-și ajusteze răspunsul la abaterile de frecvență cât mai rapid posibil din punct de vedere tehnic, cu un interval inițial și o durată necesară pentru activarea completă determinate de către OTS relevant și notificate autorității de reglementare, în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil;
 - sistemul HVDC trebuie să poată garanta o funcționare stabilă în timpul funcționării în RFA-CR. Atunci când RFA-CR este activ, ierarhia funcțiilor de reglaj se organizează în conformitate cu articolul 35.
- Pragul de frecvență și parametrii de statism menționați la alineatul (1) litera (a) se stabilesc de către OTS relevant și se notifică autorității de reglementare, în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil.

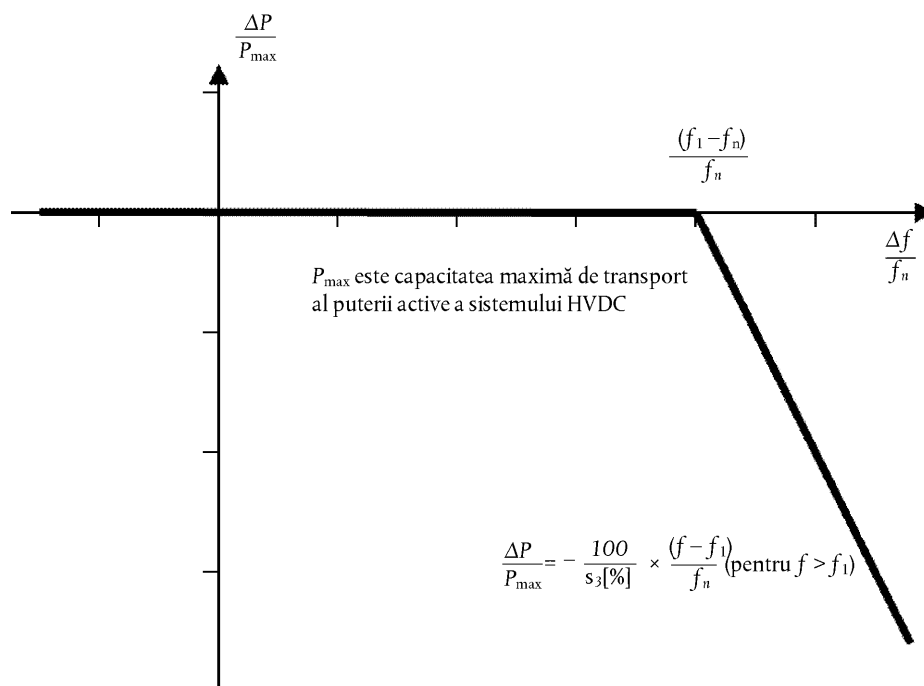


Figura 3: Capacitatea de răspuns la abaterile de frecvență a sistemelor HVDC în RFA-CR. ΔP este schimbarea puterii active la ieșirea din sistemul HVDC și, în funcție de condițiile de funcționare, fie o scădere a puterii de import, fie o creștere a puterii de export. f_n este frecvența nominală a rețelei sau rețelelor AC la care este conectat sistemul HVDC, iar Δf este variația frecvenței în rețeaua sau rețelele la care este conectat sistemul HVDC. La creșterile frecvenței unde f este mai mare ca f_1 , sistemul HVDC reduce puterea activă în funcție de setările de statism.

C. Răspunsul la abaterile de frecvență – scăderea frecvenței

1. În afară de cerințele de la articolul 11, se aplică următoarele cerințe răspunsului la variațiile de frecvență – scăderea frecvenței (RFA-SC):
 - (a) sistemul HVDC trebuie să poată să ajusteze răspunsul la abaterile de frecvență la rețeaua sau rețelele de curent alternativ, în timpul importului și exportului, în conformitate cu figura 4 la o frecvență prag f_2 cuprinsă între 49,8 Hz și 49,5 Hz, cu un statism S_4 ajustabil de la 0,1 % în sus;
 - (b) în modul RFA-SC, sistemul HVDC trebuie să poată să își ajusteze ascendent puterea activă, până la capacitatea sa maximă de transport al puterii active;
 - (c) răspunsul la abaterile de frecvență trebuie activat cât mai rapid posibil din punct de vedere tehnic, cu un interval inițial și o durată necesară pentru activarea completă determinate de către OTS relevant și notificate autorității de reglementare, în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil;
 - (d) sistemul HVDC trebuie să poată garanta o funcționare stabilă în timpul funcționării în RFA-SC. Atunci când RFA-SC este activ, ierarhia funcțiilor de reglaj se organizează în conformitate cu articolul 35.
2. Praagul de frecvență și parametrii de statism menționați la alineatul (1) litera (a) se stabilesc de către OTS relevant și se notifică autorității de reglementare, în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil.

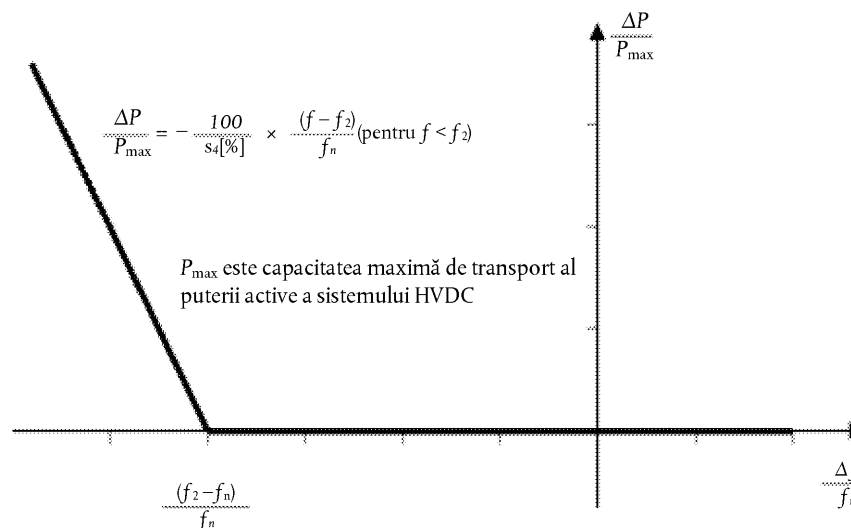


Figura 4: Capacitatea de răspuns frecvență/putere activă a sistemelor HVDC în RFA-SC. ΔP este schimbarea producției de putere activă a sistemului HVDC, în funcție de starea de funcționare, creșterea puterii de import sau creșterea puterii de export. f_n este frecvența nominală a rețelei sau rețelelor AC la care este conectat sistemul HVDC, iar Δf este variația frecvenței în rețeaua sau rețelele AC la care este conectat sistemul HVDC. La scăderile de frecvență unde f este mai mic decât f_2 , sistemul HVDC crește puterea activă în funcție de statismul s_4 .

ANEXA III

Domeniile de tensiune la care se face trimitere la articolul 18

Zonă sincronă	Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
Europa continentală	0,85 pu-1,118 pu	nelimitată
	1,118 pu-1,15 pu	urmează să fie stabilită de fiecare operator de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, dar nu mai mică de 20 de minute
Europa nordică	0,90 pu-1,05 pu	nelimitată
	1,05 pu-1,10 pu	60 de minute
Regatul Unit	0,90 pu-1,10 pu	nelimitată
Irlanda și Irlanda de Nord	0,90 pu-1,118 pu	nelimitată
Zona baltică	0,85 pu-1,118 pu	nelimitată
	1,118 pu-1,15 pu	20 de minute

Tabelul 4: Duratele minime în care un sistem HVDC e capabil să funcționeze cu tensiuni care se abat de la valoarea de referință 1 pu la punctele de racordare fără deconectarea de la rețea. Acest tabel se aplică la valori ale tensiunii cuprinse între 110 kV și (exclusiv) 300 kV.

Zonă sincronă	Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
Europa continentală	0,85 pu-1,05 pu	nelimitată
	1,05 pu-1,0875 pu	Urmează să fie specificată de către fiecare OTS, dar nu mai mică de 60 de minute
	1,0875 pu-1,10 pu	60 de minute
Europa nordică	0,90 pu-1,05 pu	nelimitată
	1,05 pu-1,10 pu	A se preciza de către fiecare OTS, dar nu mai mult de 60 de minute
Regatul Unit	0,90 pu-1,05 pu	nelimitată
	1,05 pu-1,10 pu	15 minute
Irlanda și Irlanda de Nord	0,90 pu-1,05 pu	nelimitată
Zona baltică	0,88 pu-1,097 pu	Nelimitat
	1,097 pu-1,15 pu	20 de minute

Tabelul 5: Duratele minime în care un sistem HVDC e capabil să funcționeze cu tensiuni care se abat de la valoarea de referință 1 pu la punctele de racordare fără deconectarea de la rețea. Acest tabel se aplică în cazul valorilor de bază pu ale tensiunii între 300 kV și 400 kV.

ANEXA IV

Cerințe pentru profilul U-Q/Pmax menționat la articolul 20

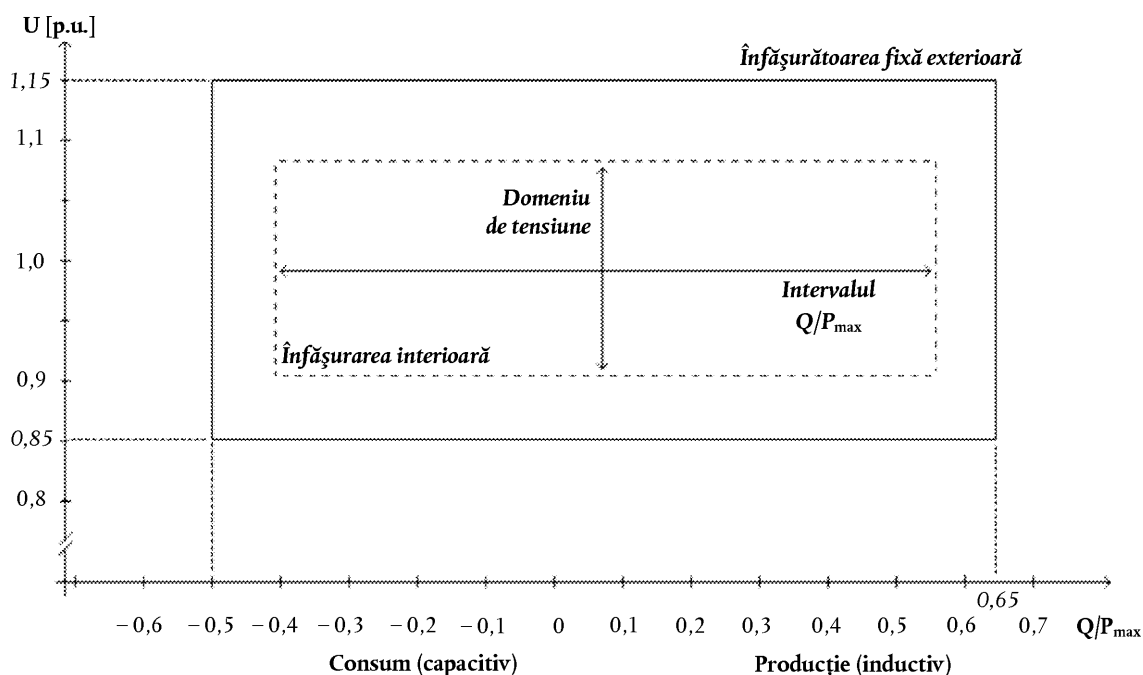


Figura 5: Diagrama reprezintă limitele unui profil U-Q/Pmax în care U este tensiunea la punctele de racordare, exprimată prin raportul dintre valoarea reală și valoarea nominală 1 pu în per unitate, iar Q/Pmax este raportul dintre puterea reactivă și capacitatea maximă de transport al puterii active a sistemului HVDC. Poziția, dimensiunea și forma conturului interior sunt orientative și în interiorul acestuia pot fi folosite și alte forme decât cele dreptunghiulare. Pentru alte forme ale profilului decât cele dreptunghiulare, domeniul de tensiune reprezintă valorile cele mai mari și cele mai mici ale tensiunii din forma respectivă. Un astfel de profil nu ar determina disponibilitatea întregului interval de putere reactivă pe domeniul de tensiuni în regim staționar.

Zonă sincronă	Intervalul maxim al Q/Pmax	Intervalul maxim al nivelului de tensiune staționară în PU
Europa continentală	0,95	0,225
Europa nordică	0,95	0,15
Regatul Unit	0,95	0,225
Irlanda și Irlanda de Nord	1,08	0,218
Zona baltică	1,0	0,220

Tablelul 6: Parametri pentru conturul interior din grafic.

ANEXA V

Dependența tensiune-timp la care se face trimitere la articolul 25

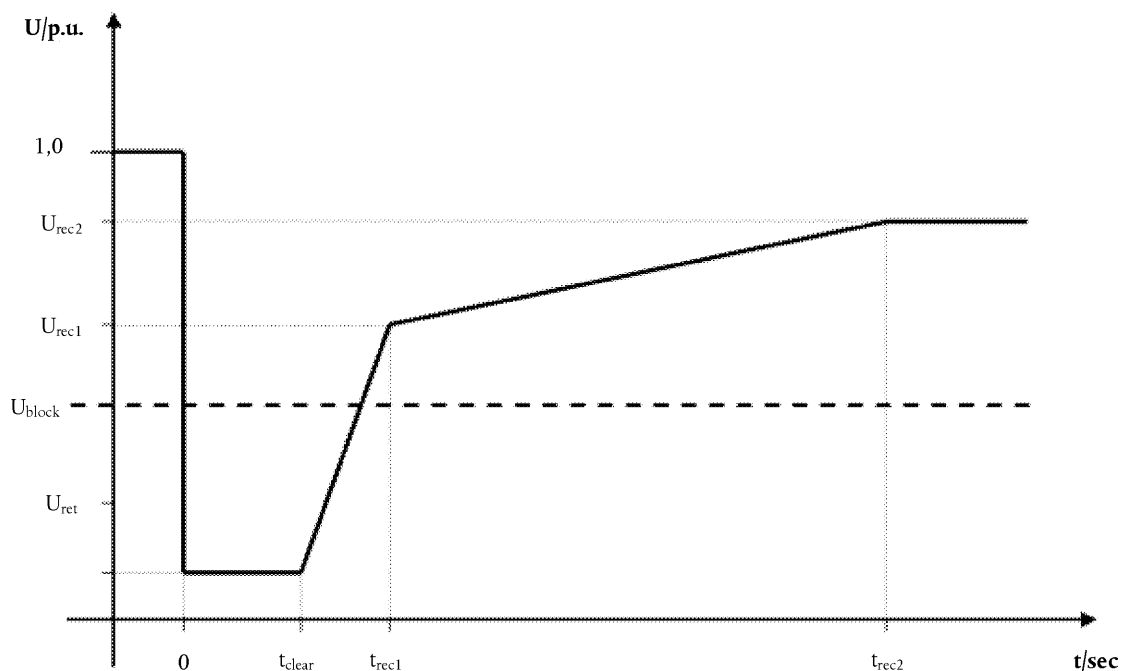


Figura 6: Profilul de trecere peste defect al stației de conversie HVDC. Diagrama reprezintă limita inferioară a profilului dependenței tensiune-timp la punctul de racordare, exprimată ca raport între valoarea reală și valoarea nominală 1 pu în per unitate înainte, în timpul unui defect și după aceea. U_{ret} este tensiunea reținută la punctul de racordare în timpul unui defect, t_{clear} este momentul eliminării defectului, U_{rec1} și t_{rec1} specifică un punct din limitele inferioare ale restabilirii tensiunii după eliminarea defectului. U_{block} este tensiunea de blocare la punctul de racordare. Valorile temporare la care se face referire sunt măsurate de la t_{fault} .

Parametrii tensiunii [pu]		Parametri de timp [secunde]	
U_{ret}	0,00-0,30	T_{clear}	0,14-0,25
U_{rec1}	0,25-0,85	t_{rec1}	1,5-2,5
U_{rec2}	0,85-0,90	t_{rec2}	$T_{rec1}-10,0$

Tabloul 7: Parametrii pentru figura 6 în ceea ce privește capacitatea de trecere peste căderea de tensiune la o stație de conversie HVDC.

ANEXA VI

Domeniile de frecvență și duratele menționate la articolul 39 alineatul (2) litera (a)

Domeniu de frecvență	Perioadă de funcționare
47,0 Hz-47,5 Hz	20 de secunde
47,5 Hz-49,0 Hz	90 de minute
49,0 Hz-51,0 Hz	nelimitată
51,0 Hz-51,5 Hz	90 de minute
51,5 Hz-52,0 Hz	15 minute

Tablelul 8: Perioadele minime pentru sistemul nominal de 50 Hz în care un modul generator din centrală trebuie să fie capabil să funcționeze pe frecvențe diferite, care se abat de la o valoare nominală, fără deconectare de la rețea.

ANEXA VII

Domeniile de tensiune și duratele menționate la articolul 40

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,85 pu-0,90 pu	60 de minute
0,90 pu-1,10 pu	nelimitată
1,10 pu-1,118 pu	Nelimitată, cu excepția cazului în care se stabilește altfel de către operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS relevant.
1,118 pu-1,15 pu	Urmează să fie stabilită de către operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS relevant.

Tabelul 9: Perioadele de timp minime în care un modul MGCCC trebuie să fie capabil să funcționeze la tensiuni diferite care se abat de la valoarea de referință de 1 pu fără a se deconecta de la rețea, în cazul în care baza de tensiune pentru valorile pu este mai mare sau egală cu 110 kV și mai mică de 300 kV.

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,85 pu-0,90 pu	60 de minute
0,90 pu-1,05 pu	nelimitată
1,05 pu-1,15 pu	Urmează să fie stabilită de către operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS relevant. Pot fi specificate diverse subcategorii ale capacității de rezistență la tensiune.

Tabelul 10: Perioadele de timp minime în care o un modul MGCCC trebuie să fie capabil să funcționeze la tensiuni diferite care se abat de la valoarea de referință de 1 pu fără a se deconecta de la rețea, în cazul în care baza de tensiune pentru valorile pu este între 300 kV și 400 kV.

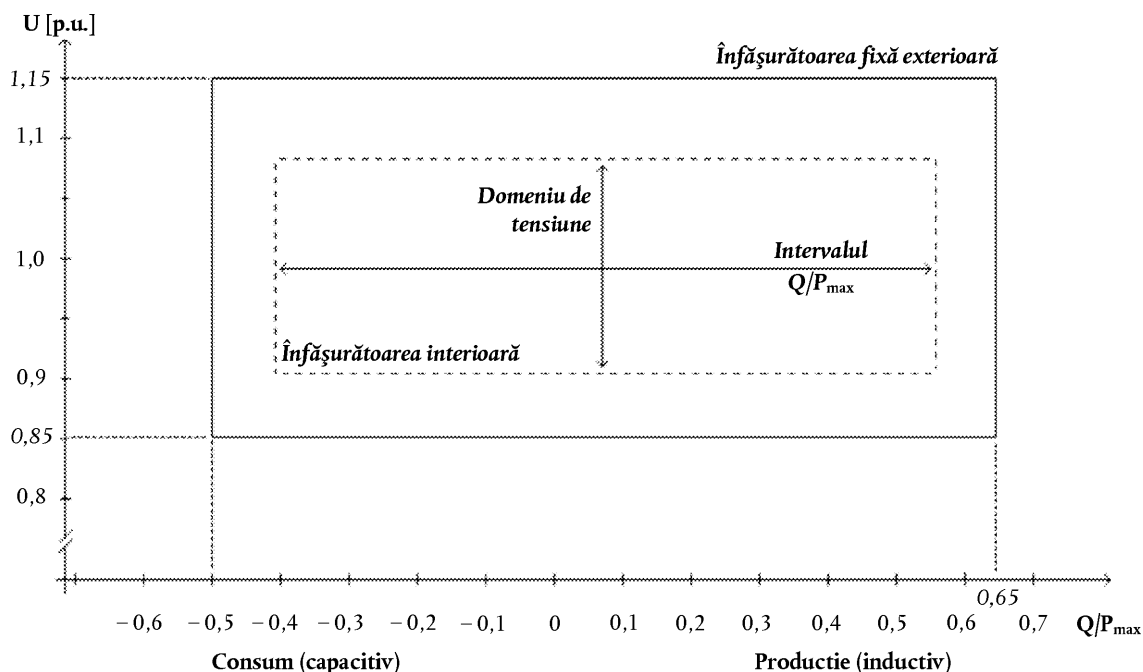


Figura 7: Profilul U-Q/Pmax al unui modul MGCCC la punctul de racordare. Diagrama reprezintă limitele unui profil U-Q/Pmax al tensiunii la punctul sau punctele de racordare, exprimată prin raportul dintre valoarea reală și valoarea de referință 1 pu în per unitate, față de raportul puterii reactive (Q) la capacitate maximă (Pmax). Poziția, dimensiunea și forma conturului interior sunt orientative și în interiorul acestuia pot fi folosite și alte forme decât cele dreptunghiulare. Pentru alte forme ale profilului decât cele dreptunghiulare, domeniul de tensiune reprezintă valorile cele mai mari și cele mai mici ale tensiunii. Un astfel de profil nu ar determina disponibilitatea întregului interval de putere reactivă pe domeniul de tensiuni în regim staționar.

Intervalul de lățime al profilului Q/Pmax	Intervalul nivelului de tensiune în regim staționar în pu
0-0,95	0,1-0,225

Tablelul 11: Intervalul maxim și minim al Q/Pmax și tensiunii în regim staționar pentru un modul MGCCC

ANEXA VIII

Cerințe privind puterea reactivă și tensiunea menționate la articolul 48

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,85 pu-0,90 pu	60 de minute
0,90 pu-1,10 pu	nelimitată
1,10 pu-1,12 pu	Nelimitată, cu excepția cazului în care se stabilește altfel de către operatorul de rețea relevant în coordonare cu OTS relevant.
1,12 pu-1,15 pu	Urmează să fie stabilită de către operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS relevant.

Tablelul 12: Perioadele de timp minime în care o stație de conversie HVDC din capete trebuie să fie capabilă să funcționeze la tensiuni diferite care se abat de la valoarea de referință de 1 pu fără a se deconecta de la rețea, în cazul în care baza de tensiune pentru valorile pu este între 110 kV și (exclusiv) 300 kV.

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,85 pu-0,90 pu	60 de minute
0,90 pu-1,05 pu	nelimitată
1,05 pu-1,15 pu	Urmează să fie stabilită de către operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS relevant. Pot fi specificate diverse subcategorii ale capacității de rezistență la tensiune.

Tablelul 13: Perioadele de timp minime în care o stație de conversie HVDC din capete trebuie să fie capabilă să funcționeze la tensiuni diferite care se abat de la valoarea de referință de 1 pu fără a se deconecta de la rețea, în cazul în care baza de tensiune pentru valorile pu este între 300 kV și 400 kV.

Intervalul maxim al Q/Pmax	Intervalul maxim al nivelului de tensiune staționară în PU
0,95	0,225

Tablelul 14: Intervalul maxim al Q/Pmax și tensiunii în regim staționar, pentru o stație de conversie HVDC din capete