

Ordin nr. 185 din 28.08.2019

pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru sistemele de înaltă tensiune în curent continuu și pentru centralele electrice formate din module generatoare care se racordează la rețelele electrice de interes public prin intermediul sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu

Având în vedere prevederile art. 36 alin. (7) lit.c), i) și n) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, ale art. 5 alin. (1) și (4) din 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,

în temeiul prevederilor art. 5 alin. (1) lit. c) și d) și ale art. 9 alin. (1) lit. h) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, cu modificările și completările ulterioare,

președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei emite următorul ordin:

Art. 1. Se aprobă Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru sistemele de înaltă tensiune în curent continuu și pentru centralele electrice formate din modulele generatoare care se racordează la rețelele electrice de interes public prin intermediul sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu, prevăzută în anexa care face parte integrantă din prezentul ordin.

Art. 2. Operatorii economici din sectorul energiei electrice duc la îndeplinire prevederile prezentului ordin, iar entitățile organizatorice din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei urmăresc respectarea acestora.

Art. 3. Prezentul ordin se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I, și intră în vigoare la data de 8 septembrie 2019.

Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei,

Dumitru Chiriță

Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru sistemele de înaltă tensiune în curent continuu și pentru centralele electrice formate din module generatoare care se racordează la rețelele electrice de interes public prin intermediul sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu

CAPITOLUL I

Dispoziții generale

Secțiunea 1. Scop și domeniu de aplicare

Art. 1. Prezenta normă tehnică stabilește cerințele tehnice pentru racordarea la rețelele electrice de interes public a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a centralelor electrice formate din module generatoare care se racordează la rețelele electrice de interes public prin intermediul sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu.

Art. 2. (1) Cerințele de racordare stabilite în prezenta normă tehnică se aplică:

- a) sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu noi, care conectează între ele zone sincrone sau zone de reglaj, inclusiv schemele „back-to-back”;
 - b) sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu noi, care racordează la rețeaua electrică de transport sau de distribuție centrale electrice formate din module generatoare;
 - c) sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu noi, care sunt integrate într-o zonă de reglaj și racordate la rețeaua electrică de transport;
 - d) sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu noi, care sunt integrate într-o zonă de reglaj și racordate la rețeaua electrică de distribuție, atunci când operatorul de transport și de sistem demonstrează existența unui impact transfrontalier, având în vedere, în această evaluare, dezvoltarea pe termen lung a rețelei;
 - e) centralelor electrice formate din module generatoare noi, care se racordează la rețelele electrice de interes public prin intermediul sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu.
- (2) Operatorul de transport și de sistem sau operatorii de distribuție, după caz, refuză să permită racordarea sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a centralelor electrice formate din module generatoare care se racordează la rețelele electrice de interes

public prin sisteme de înaltă tensiune în curent continuu, care nu respectă cerințele tehnice prevăzute în prezenta normă tehnică, cu excepția situației în care fac obiectul unei derogări acordate de către ANRE.

- (3) Prezenta normă tehnică nu se aplică sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu al căror punct de racordare se află la o tensiune mai mică de 110 kV, cu excepția cazului în care operatorul de transport și de sistem demonstrează existența unui impact transfrontalier, luând în considerare dezvoltarea pe termen lung a rețelei.

Secțiunea a 2-a. Definiții și abrevieri

Art. 3. (1) Termenii utilizați în prezenta normă tehnică au semnificația prevăzută în următoarele acte normative:

- a) 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;
- b) Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare;
- c) Codul tehnic al rețelei electrice de transport aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 20/2004, cu modificările ulterioare;
- d) Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 59/2013, cu modificările și completările ulterioare;
- e) Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg), aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 208/2018.

(2) Alți termeni decât cei prevăzuți la alin. (1) sunt definiți după cum urmează:

gestionar	o persoană fizică sau juridică care deține sau care operează un sistem HVDC sau MGCCC, după caz.
capacitate maximă (Pmax)	puterea activă maximă pe care un MGCCC o poate produce continuu, fără a lua în considerare nicio sarcină (niciun consum),

	prevăzută în ATR/CfR sau convenită între ORR și gestionarul MGCCC
sistem flexibil de transport în curent alternativ (FACTS)	un sistem bazat pe electronică de putere și alte echipamente statice care asigură controlul unuia sau mai multor parametri ai sistemului de transport la tensiune alternativă
tensiune de alimentare contractuală	în mod normal este tensiunea nominală U_n a rețelei. La medie și înaltă tensiune, drept urmare a unui acord între OD și utilizator, tensiunea de alimentare contractuală poate fi diferită de tensiunea nominală

(3) În cuprinsul prezentei norme tehnice se utilizează următoarele abrevieri:

ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei
ATR	Aviz tehnic de racordare
CfR	Certificat de racordare
DMS-SCADA	Sistemul SCADA al operatorului de distribuție (Distribution Management System - Supervisory Control and Data Acquisition)
EMS-SCADA	Sistemul SCADA al operatorului de transport (Energy Management System - Supervisory Control and Data Acquisition)
ENTSO-E	Organizația Europeană a Operatorilor de transport și de sistem (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
FACTS	Sistem flexibil de transport în curent alternativ (Flexible Alternative Current Transmission System)
LVRT	Capabilitatea de trecere peste un defect (Low voltage ride through)
MGCCC	Modul/Module generator/generatoare sau o centrală electrică formată din module generatoare, conectate între ele în curent alternativ, și care se racordează la o rețea electrică de transport sau la o rețea electrică de distribuție, prin intermediul unui sistem de înaltă tensiune în curent continuu
c.c.	Curent continuu
c.a.	Curent alternativ

OD	Operator de distribuție; poate fi operatorul de distribuție concesionar sau un alt operator care deține o rețea electrică de distribuție
ORR	Operator de rețea relevant; operatorul de rețea relevant poate fi operatorul de transport și de sistem sau un operator de distribuție
OTS	Operatorul de transport și de sistem
PIF	Punere în funcțiune
RAR	Reanclanșare Automată Rapidă
RET	Rețea electrică de transport
RED	Rețea electrică de distribuție
RFA	Reglaj de frecvență activ – răspuns la abaterile de frecvență
RFA-CR	Reglaj de frecvență activ – limitat la creșterea frecvenței
RFA-SC	Reglaj de frecvență activ – limitat la scăderea frecvenței
ROCOF	Rate of Change of Frequency – viteza de variație a frecvenței
Sistem HVDC	Sistem de înaltă tensiune în curent continuu
SCADA	Sistem informatic de monitorizare, comandă și achiziție de date aferent unui proces tehnologic sau unei instalații
STATCOM	Compensator static sincron (Static Synchronous Compensator)
SVC	Compensator static de putere reactivă (Static Var Compensator)
SEN	Sistemul electroenergetic național
u.r.	unitate relativă
Pmax	Capacitatea maximă
Un	Tensiunea nominală a rețelei
Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018	Norma Tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg), aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 208/2018
Regulament	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

CAPITOLUL II

CERINȚE GENERALE PENTRU RACORDAREA SISTEMELOR HVDC

Secțiunea 1. Cerințe pentru reglajul puterii active și menținerea frecvenței

Art. 4. (1) Un sistem HVDC trebuie să aibă capacitatea de a rămâne conectat la rețea și să se mențină în funcțiune în domeniile de frecvență și perioadele de timp prevăzute în tabelul 1 pentru intervalul puterii de scurtcircuit definit conform prevederilor art. 38 alin. (4):

Tabelul 1: Duratele minime în care un sistem HVDC trebuie să fie capabil să rămână conectat la rețea și să funcționeze la frecvențe care se abat de la valoarea nominală

Domeniu de frecvență	Durata de funcționare
47,0 Hz - 47,5 Hz	60 de secunde
47,5 Hz – 49,0 Hz	Minimum 90 minute
49,0Hz – 51,0 Hz	Nelimitată
51,0 – 51,5 Hz	Minimum 90 minute
51,5 Hz - 52,0 Hz	Minimum 15 minute

(2) OTS și gestionarul sistemului HVDC pot conveni asupra unor domenii de frecvență mai extinse sau asupra unor durate minime de funcționare mai mari, dacă acest lucru este necesar pentru a menține sau a restabili siguranța în funcționare. Aceste valori convenite se consemnează în studiul de soluție. Dacă, din punct de vedere economic și tehnic, este fezabil să se utilizeze domenii de frecvență mai extinse sau durate minime de funcționare mai mari, gestionarul sistemului HVDC nu refuză în mod nerezonabil să-și dea acordul în acest sens.

(3) Fără a se aduce atingere prevederilor alin. (1), un sistem HVDC trebuie să aibă capacitatea de deconectare automată la frecvențele specificate de către OTS conform tabelului 1 sau convenite conform prevederilor alin. (2).

(4) Nu se admite nicio reducere a puterii active la scăderea frecvenței sub 49 Hz.

Art. 5. În ceea ce privește **capabilitatea de rezistență la viteza de variație a frecvenței**, un sistem HVDC trebuie să aibă capacitatea de a rămâne conectat la rețea și în stare de funcționare dacă frecvența rețelei variază cu o viteză de 2 Hz/s pentru o fereastră de timp de 500 ms, de 1,5 Hz/s pentru o fereastră de timp de 1000 ms și de 1,25 Hz/s pentru o fereastră de timp de 2000 ms, în funcție de puterea de scurtcircuit a sistemului în punctul de racordare.

Art. 6. (1) În ceea ce privește **capabilitatea de a regla puterea activă transportată**, un sistem HVDC trebuie să permită ajustarea puterii active transportate până la capacitatea sa maximă de transport în fiecare direcție, conform dispozițiilor primite de la OTS. Astfel, OTS:

- a) specifică în ATR valoarea maximă și minimă a treptei de variație a puterii active transportate pe linia HVDC, în funcție de condițiile specifice punctului de racordare, în urma restricțiilor apărute în studiul de regim dinamic efectuat pentru emiterea ATR. De regulă, valoarea maximă a treptei de variație a puterii este 100% și treapta minimă este 1% din capacitatea de transport HVDC;
- b) specifică în ATR capacitatea minimă de transport al puterii active a HDVC pentru fiecare direcție, sub care nu este solicitată capacitatea de transport al puterii active, conform rezultatelor studiului elaborat și
- c) specifică în ATR perioada maximă de întârziere, care nu poate fi mai mare de 5 minute, în interiorul căreia sistemul HVDC poate să ajusteze puterea activă transportată conform dispoziției primite din partea OTS.

(2) Modul în care un sistem HVDC trebuie să fie capabil să modifice aportul de putere activă transportată în caz de perturbări în rețelele de c.a. la care este racordat, este dat de valoarea tehnică cea mai mică indicată de producătorul de echipamente. Dacă întârzierea inițială este mai mare de 10 ms de la primirea semnalului de comandă de la OTS, gestionarul sistemului HVDC justifică întârzierea către OTS.

(3) Sistemul HVDC trebuie să aibă capabilitatea de inversare rapidă a sensului de livrare a puterii active. Inversarea puterii active 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, trebuie să fie posibilă în cel mult 2 secunde. În cazul depășirii acestui timp, gestionarul sistemului HVDC justifică OTS, din punct de vedere tehnic, abaterile de la cerințe, respectiv restricțiile de operare.

(4) În cazul sistemelor HVDC care conectează zone de reglaj sau zone sincrone diferite, acestea trebuie să fie echipate cu funcții de reglaj care să permită OTS să modifice puterea activă transportată în scopul echilibrării transfrontaliere.

Art. 7. Un sistem HVDC trebuie să permită **ajustarea valorii rampei de variație a puterii active**, în limita capabilităților sale tehnice, în conformitate cu dispozițiile transmise de OTS. În caz de modificare a puterii active în conformitate cu art. 6 alin. (2) și (3), nu se ajustează valoarea rampei.

Art. 8. La emiterea ATR, OTS specifică, în colaborare cu OTS din țările învecinate, dacă **funcțiile de reglaj** ale sistemului HVDC trebuie să fie capabile să ia măsuri de remediere, inclusiv oprirea rampei și blocarea RFA, RFA-CR și RFA-SC și reglajul frecvenței, astfel cum au rezultat din studiile dinamice care au stat la baza emiterii ATR. Criteriile de declanșare și de blocare trebuie să respecte cerințele impuse în condiții de urgență și restaurare a SEN.

Art. 9. (1) Un sistem HVDC trebuie să aibă capacitatea de a furniza inerție artificială ca răspuns la variațiile de frecvență. Aceasta este activată pentru o frecvență sub 49 Hz, respectiv peste 51 Hz, prin ajustarea rapidă a puterii active introduse sau extrase din rețeaua c.a., într-un timp mai mic sau egal cu 500 ms, pentru a limita viteza de variație a frecvenței. Cerința are la bază studiile efectuate de OTS sau ENTSO-E, care stabilesc valoarea minimă a inerției sistemului propriu.

(2) Principiul sistemului de reglaj prevăzut la alin. (1) și parametrii de performanță aferenți se convin între OTS și gestionarul sistemului HVDC.

Art. 10. (1) În ceea ce privește **cerințele aplicabile răspunsului la abaterile de frecvență**, atunci când operează în modul de răspuns automat la abaterile de frecvență (RFA), sistemul HVDC trebuie să aibă capacitatea de a răspunde la abaterile de frecvență din fiecare rețea de c.a. conectată prin ajustarea transportului puterii active, conform fig. 1 și în conformitate cu parametrii specificați de către fiecare OTS, în limitele indicate în tabelul 2.

(2) 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).

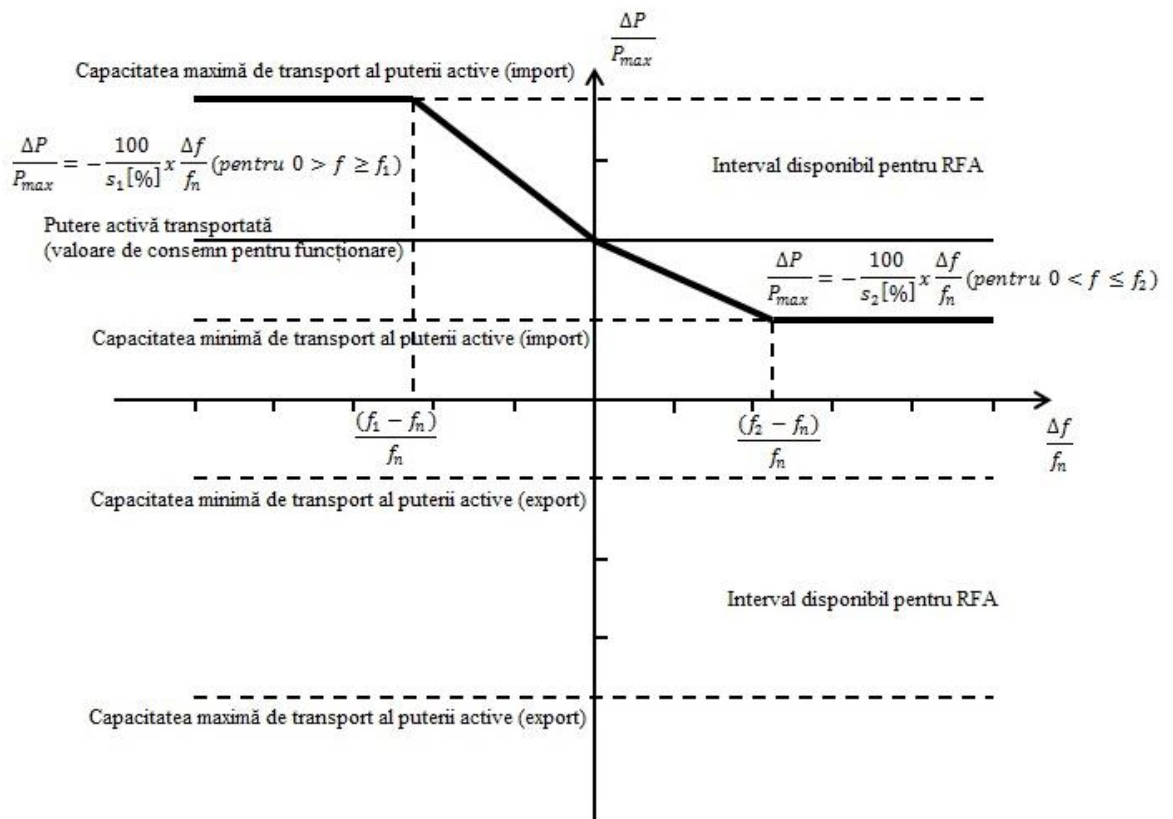


Fig. 1: Capabilitatea de răspuns la abaterile de frecvență a unui sistem HVDC în mod RFA, ilustrând cazul bandă moartă și bandă de insensibilitate zero cu o valoare pozitivă solicitată pentru

puterea activă (mod import). ΔP este variația puterii active din sistemul HVDC. f_n este frecvența țintă în rețeaua de c.a. în cazul în care este furnizat RFA, iar Δf este abaterea de frecvență din rețeaua de c.a. în care este furnizat RFA.

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

Parametrii	Intervale
Bandă moartă pentru răspunsul la frecvență	0 mHz
Statism s_1 (reglaj crescător)	3-12 %
Statism s_2 (reglaj descrescător)	3-12 %
Marjă de insensibilitate pentru răspunsul la frecvență	10 mHz

(3) În urma unei dispoziții transmise de OTS, sistemul HVDC trebuie să aibă capabilitatea de a ajusta statismul pentru reglajul crescător și descrescător în domeniul 3-12%, 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 0-500 mHz, valoarea utilizată, de regulă, fiind 0 mHz.

(4) 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:

- a) atât de rapid cât permite capabilitatea tehnică, dar nu mai mult de 500 ms și
- b) pe linia plină sau deasupra acesteia, în conformitate cu figura 2, în conformitate cu parametrii specificați de către fiecare OTS, în limitele prevăzute în tabelul 3 de mai jos:
 - (i) sistemul HVDC trebuie să fie capabil să ajusteze producția de putere activă ΔP până la limita intervalului de putere activă solicitată de OTS în conformitate cu t_1 și t_2 potrivit limitelor din tabelul 3, unde t_1 este întârzierea inițială, de regulă de 500 ms, iar t_2 este timpul pentru activarea completă, de regulă 30 s;
 - (ii) dacă intervalul inițial de activare este mai mare de 500 ms, gestionarul sistemului HVDC trebuie să justifice acest lucru OTS.

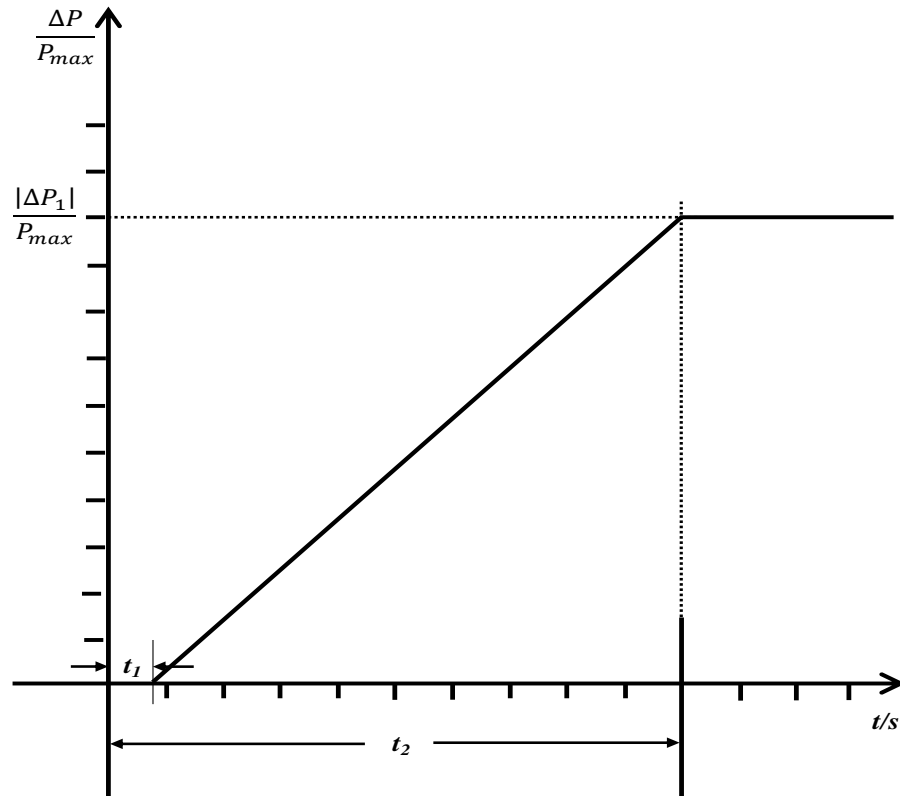


Fig. 2: Capabilitatea de răspuns la abaterile de frecvență a unui sistem HVDC. ΔP este variația puterii active declanșate de schimbarea treptei de frecvență.

Tabelul 3: Parametrii pentru activarea integrală a puterii active ca răspuns la abaterea treaptă de frecvență.

Parametrii	Timp
Întârzierea inițială maximă admisibilă t_1	500 ms
Valoarea maximă admisibilă a timpului pentru activarea completă t_2 , cu excepția cazului în care sunt admise de către OTS perioade mai lungi de activare	30 secunde

(5) 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;

(6) Reglajul puterii active nu trebuie să aibă niciun impact negativ asupra răspunsului la abaterile de frecvență, în perioada abaterilor de frecvență.

Art. 11. În ceea ce privește **răspunsul la abaterile de frecvență – creșterea frecvenței (RFA-CR)**, în plus față de prevederile art. 4 se aplică următoarele cerințe:

- sistemul HVDC trebuie să aibă capabilitatea de a ajusta răspunsul la abaterile de frecvență la rețeaua sau rețelele de c.a., în timpul importului și exportului, în conformitate cu figura 3 la o frecvență prag f_1 de 50,2 Hz și cu un statism s_3 ajustabil la o valoare mai mare de 0,1 %, de regulă 5%;
- sistemul HVDC trebuie să aibă capabilitatea de a-și ajusta descendent puterea activă, până la capacitatea sa minimă de transport al puterii active;
- sistemul HVDC trebuie să aibă capabilitatea de a-și ajusta răspunsul la abaterile de frecvență cât mai rapid posibil din punct de vedere tehnic, cu un interval inițial, de regulă de 0,5 sec și o durată necesară pentru activarea completă, de regulă de 30 sec;
- 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 prevederile art. 41.

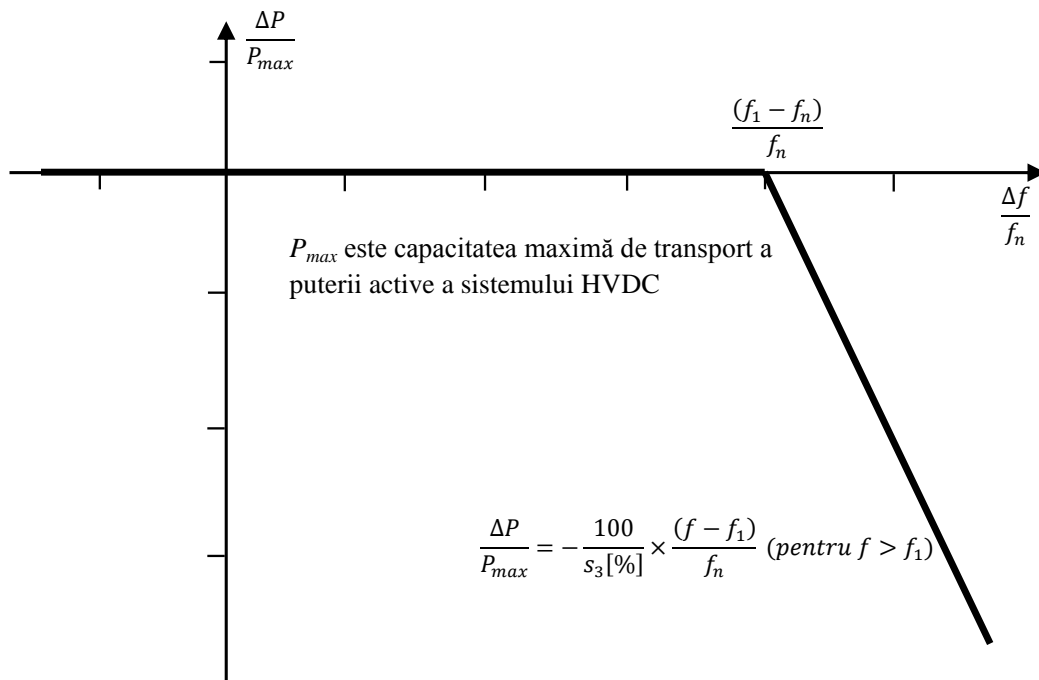


Fig. 3: Capabilitatea de răspuns la abaterile de frecvență a unui sistem HVDC în RFA-CR. ΔP este variația puterii active la ieșirea din sistemul HVDC și, în funcție de condițiile de funcționare, fie o scădere a puterii de import, fie o creștere a puterii de export. f_n este frecvența nominală a rețelei sau rețelelor de c.a. 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 valoarea de statism setată.

Art. 12. În ceea ce privește **răspunsul la abaterile de frecvență – scăderea frecvenței (RFA-SC)**, în plus față de cerințele prevăzute la art. 4 se aplică următoarele cerințe:

- sistemul HVDC trebuie să aibă capacitatea de a-și ajusta răspunsul la abaterile de frecvență la rețeaua sau rețelele de c.a., în timpul importului și exportului, în conformitate cu figura 4 la o frecvență prag f_2 de 49,8 Hz, cu un statism s_4 ajustabil la o valoare mai mare de 0,1 %, de regulă 5%;
- în modul RFA-SC, sistemul HVDC trebuie să aibă capacitatea de a-și ajusta în creștere puterea activă, până la capacitatea sa maximă de transport al puterii active;
- răspunsul la abaterile de frecvență trebuie activat cât mai rapid posibil din punct de vedere tehnic, cu un interval inițial de reglă de 0,5 sec și o durată necesară pentru activarea completă, de regulă de 30 sec;
- sistemul HVDC trebuie să garanteze o funcționare stabilă în timpul funcționării în RFA-SC. Atunci când RFA-SC este activ, ierarhia funcțiilor de reglaj se organizează în conformitate cu prevederile art. 41.

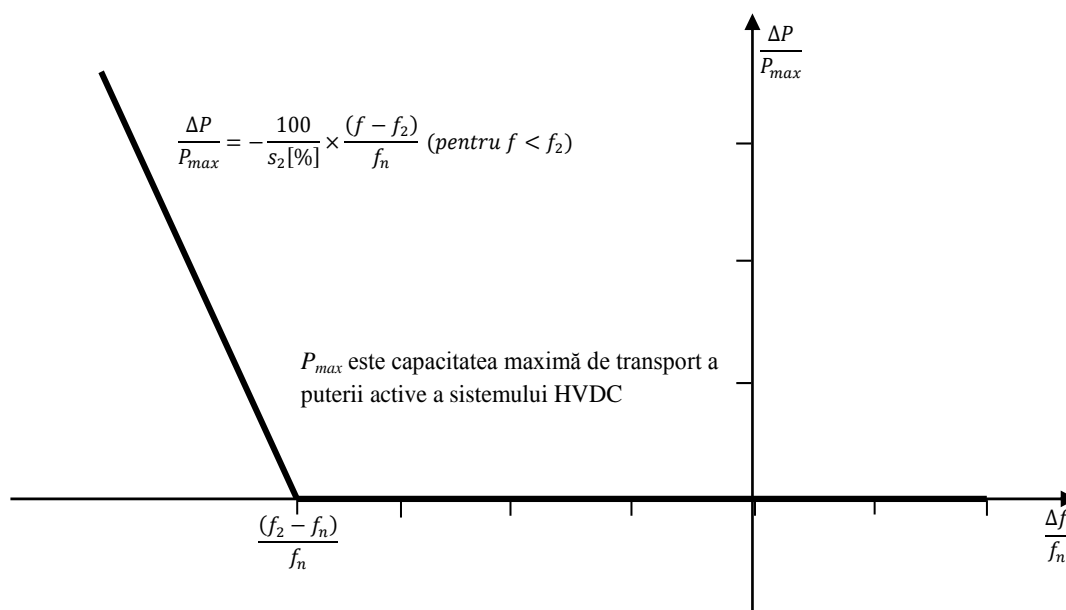


Fig. 4: Capabilitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență a unui sistem HVDC în RFA-SC. ΔP este variația puterii active a sistemului HVDC, în funcție de starea de funcționare, creșterea puterii de import sau creșterea puterii de export. f_n este frecvența nominală a rețelei sau rețelelor de c.a. la care este conectat sistemul HVDC, iar Δf este variația frecvenței în rețeaua sau rețelele de c.a., 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

Art. 13. (1) Un sistem HVDC trebuie să fie prevăzut cu un mod de reglaj automat de frecvență descentralizat pentru a modifica puterea activă a stației de conversie HVDC în funcție de frecvența din punctul de racordare al sistemului HVDC în scopul de a menține stabilitatea frecvenței sistemelor.

(2) Principiul de funcționare este cel precizat în figura 1, iar parametrii de performanță aferenți și criteriile de activare a reglajului de frecvență sunt menționați în tabelele 2 și 3.

Art. 14. (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 pentru zona lui de reglaj frecvență-putere, pe baza impactului sistemului HVDC asupra sistemului electroenergetic.

(2) Valoarea prevăzută la alin. (1) este stabilită pentru fiecare proiect în funcție de puterea maximă schimbată prin sistemul HVDC și caracteristicile rețelei de c.a. la care se racordează. Aceste valori se stabilesc în studiul de soluție și sunt specificate în ATR.

(3) În cazul în care un sistem HVDC conectează 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 alin. (1), ținând seama de afectarea comună a diferitelor zone. Această valoare se specifică în ATR.

Secțiunea a 2-a Cerințe pentru reglajul puterii reactive și menținerea tensiunii

Art. 15. (1) Fără a se aduce atingere prevederilor art. 26-31, o stație de conversie HVDC trebuie să aibă capacitatea de a rămâne 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 în unități relative, unde 1 u.r. se referă la tensiunea contractuală și în perioadele de timp prevăzute în tabelele 4 și 5. Stabilirea tensiunii contractuale de 1 u.r. se face în comun de către operatorii de sistem relevanți adiacenți.

***Tabelul 4:** Duratele minime în care un sistem HVDC trebuie să fie capabil să funcționeze fără a se deconecta, când valoarea tensiunilor de rețea în punctul de racordare se abat de la valoarea 1 u.r. De regulă, valoarea maximă de funcționare nelimitată pentru tensiunea nominală de 110 kV este de 123 kV, respectiv pentru tensiunea nominală de 220 kV este de 245 kV, ca valori absolute. Pentru zone de rețea în care se convin alte valori pentru tensiune față de tensiunea nominală, se aplică valorile din tabel în baza unor convenții de exploatare între utilizatori și ORR. Acest tabel se aplică la valori ale tensiunii nominale cuprinse între 110 kV și 220 kV.*

Domeniu de tensiune	Durata de funcționare
0,85 u.r. - 1,118 u.r.	Nelimitată
1,118 u.r. - 1,15 u.r.	20 de minute

Tabelul 5: Duratele minime în care un sistem HVDC trebuie să fie capabil să funcționeze fără a se deconecta, când valoarea tensiunilor de rețea în punctul de racordare se abat de la valoarea 1 u.r.. De regulă, valoarea maximă de funcționare nelimitată pentru tensiunea nominală de 400 kV este 420 kV, ca valoare absolută. Pentru zone de rețea în care se convin alte valori pentru tensiune față de tensiunea nominală, se aplică valorile din tabel în baza unor convenții de exploatare între utilizatori și ORR. Acest tabel se aplică la valoarea tensiunii nominale de 400 kV.

Domeniu de tensiune	Durata de funcționare
0,85 u.r. - 1,05 u.r.	Nelimitată
1,05 u.r. - 1,0875 u.r.	≥60 de minute
1,0875 u.r. - 1,10 u.r.	60 de minute

(2) Gestionarul sistemului HVDC și ORR, în coordonare cu OTS, pot conveni domenii de tensiune mai extinse sau asupra unor perioade minime de funcționare mai mari decât cele specificate la alin.

(1), pentru a asigura utilizarea optimă a capacității tehnice ale sistemului HVDC, 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 sistemului HVDC nu poate refuza nejustificat acordul pentru aceste propuneri. Aceste valori convenite se specifică în ATR.

(3) Fără a se aduce atingere prevederilor alin. (2), ORR, în coordonare cu OTS, are dreptul de a preciza valorile tensiunii din punctul de racordare la care o stație de conversie HVDC trebuie să fie capabilă de deconectare automată. Cerințele și parametrii pentru deconectarea automată se convin între ORR, în coordonare cu OTS, și gestionarul sistemului HVDC și sunt, de regulă, date de atingerea limitelor valorilor de frecvență și de tensiune în punctul de racordare, specificate în tabelele 1, 4 și 5.

(4) Pentru punctele de racordare la tensiunile c.a. nominale de 1 u.r. care nu sunt incluse în limitele prevăzute la alin. (1), ORR, în coordonare cu OTS, precizează cerințele aplicabile în punctele de racordare.

Art. 16. (1) În ceea ce privește **contribuția la scurtcircuit în timpul defectelor**, un sistem HVDC trebuie să aibă capacitatea de a furniza componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare în cazul defectelor simetrice (trifazate), în următoarele condiții:

- a) sistemul HVDC trebuie să poată activa furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect prin:
- (i) asigurarea furnizării componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare, corespunzătoare variației de tensiune cu un factor de proporționalitate (k) cu valori cuprinse în domeniul ($2 \div 10$), de regulă valoarea setată este 2, conform formulei $\Delta I = k * \Delta U$; sau
 - (ii) măsurarea variațiilor de tensiune la bornele sistemului HVDC și furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect la bornele acestora (componenta de curent reactiv);
- b) ORR, în colaborare cu OTS, prevede:
- (i) modul și momentul de timp în care se determină o abatere de tensiune, precum și durata abaterii. Abaterea de tensiune se determină când tensiunea măsurată în punctul de racordare este mai mică de 0,85 u.r.. Durata abaterii se consideră până în momentul în care tensiunea revine la o valoare mai mare de 0,85 u.r.;
 - (ii) caracteristicile componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect, inclusiv intervalul de timp pentru măsurarea abaterii tensiunii și a componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect pentru care curentul și tensiunea pot fi măsurate în mod diferit față de metoda stabilită la lit.a) sunt: timpul de creștere a curentului de defect, mai mic sau egal cu 30 ms și timpul de eliminare a curentului de defect, mai mic sau egal cu 60 ms;
 - (iii) sincronizarea și acuratețea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect, care poate include mai multe etape în timpul și după eliminarea unui defect. Astfel, la bornele sistemului HVDC trebuie să injecteze imediat după defect, în momentul sesizării scăderii tensiunii, conform punctului (ii), într-un timp de regulă de 50 ms, un curent reactiv dependent de amplitudinea golului de tensiune, cu un factor de proporționalitate între $2 \div 10$. Curentul reactiv injectat trebuie să se mențină pe toată durata căderii de tensiune conform profilului tensiunii definit de trecerea peste defect din figura 6 și să se anuleze imediat după eliminarea defectului.
- (2) ORR, în coordonare cu OTS, are dreptul de a stabili cerințe pentru componenta asimetrică a curentului de defect, în ceea ce privește furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în cazul defectelor asimetrice monofazate sau bifazate. De regulă, cerințele privind componenta asimetrică a curentului de defect sunt similare cerințelor privind componenta simetrică a curentului de defect prevăzută la alin. (1). Aceste cerințe se aduc la cunoștința gestionarului.

Art. 17. (1) ORR, în coordonare cu OTS, trebuie să stabilească cerințele referitoare la capacitatea de a injecta putere reactivă în 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 injecteze putere reactivă la capacitatea sa maximă de transport al puterii active.

(2) Puterea reactivă suplimentară trebuie să compenseze puterea reactivă a liniei sau cablului de înaltă tensiune între bornele stației de conversie HVDC și punctul de racordare. Puterea reactivă suplimentară trebuie să fie asigurată printr-un echipament dedicat pus la dispoziție de către gestionarul sistemului HVDC. Această putere reactivă suplimentară este stabilită printr-un studiu de compensare a puterii reactive în punctul de racordare, schimb de putere reactivă nulă la puterea activă zero, cu o toleranță de maximum 0,5 MVA_r.

(3) Diagrama U - Q/P_{max} prevăzută la alin. (1) trebuie să respecte următoarele principii:

- diagrama U - Q/P_{max} nu depășește conturul diagramei U - Q/P_{max} , reprezentat de conturul interior din figura 5 și nu este necesar să fie de formă dreptunghiulară;
- dimensiunile conturului diagramei U - Q/P_{max} (intervalul Q/P_{max} și domeniul de tensiune) se încadrează în valorile maxime stabilite în tabelul 6;
- poziționarea diagramei U - Q/P_{max} se încadrează în conturul exterior fix din figura 5.

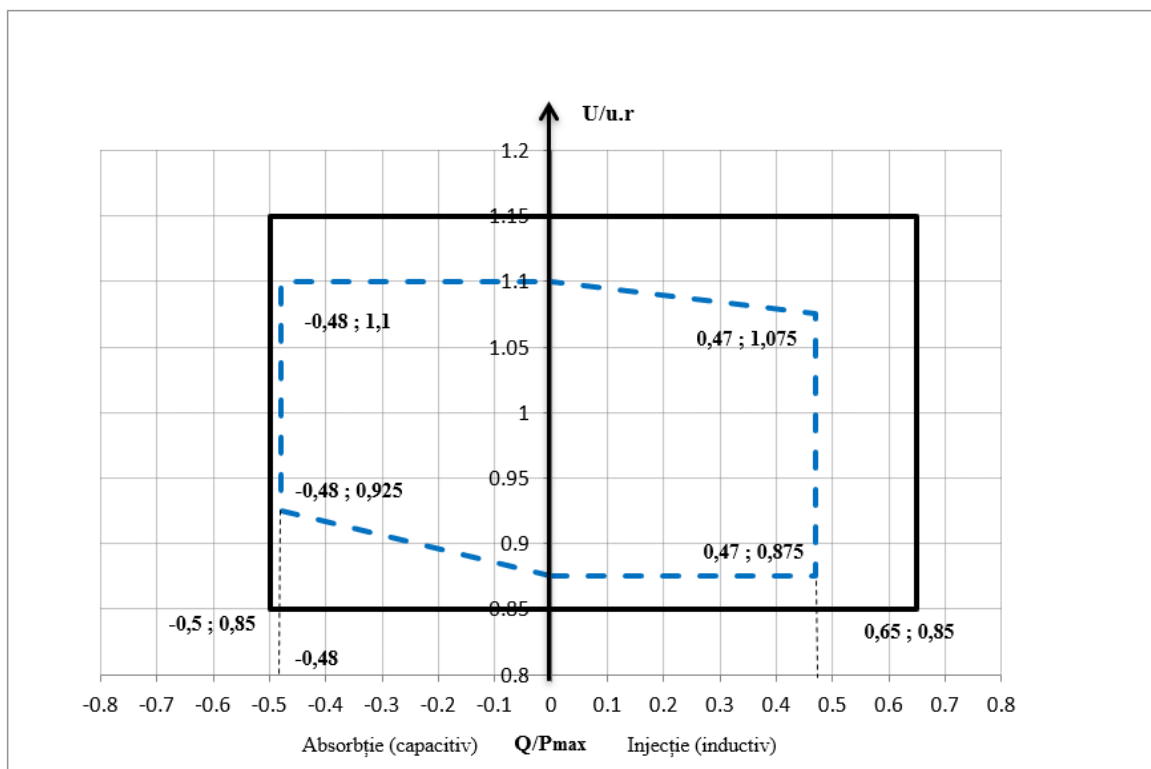


Fig. 5: reprezintă limitele tipice ale diagramei U - Q/P_{max} ca dependență între tensiunea în punctul de racordare, exprimată în unități relative și Q/P_{max} reprezentând raportul dintre puterea reactivă și capacitatea maximă de transport al puterii active a sistemului HVDC. Poziționarea,

dimensiunea și forma înfășurătoarei sunt orientative și în interiorul acesteia 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.

Tabelul 6: Parametrii pentru înfășurătoarea interioară din figura 5

Intervalul maxim al Q/P_{\max}	Intervalul maxim al nivelului de tensiune staționară în u.r.
0,95	0,225

(4) Gestionarul sistemului HVDC trebuie să prezinte un contur al diagramei U-Q/P_{max}, care poate lua orice formă în limitele căruia sistemul HVDC este capabil să injecteze/absoarbă putere reactivă la variații de tensiune și la funcționare la capacitate maximă, dar fără a provoca variații de tensiune în punctul de racordare mai mari de 2% din valoarea tensiunii anterioare modificării. Conturul trebuie analizat și aprobat de OTS în consultare cu ORR.

(5) 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 aibă capacitatea de a funcționa în orice punct de funcționare posibil, specificat de către ORR în cooperare cu OTS și în conformitate cu capacitatea de putere reactivă stabilită prin profilul U-Q/P_{max} indicat la alin. (1) – (3).

Art. 18. (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 ORR în cooperare cu OTS în funcție de cerințele locației, de regulă la o valoare de 0 MVar pentru un schimb de putere activă nul cu sistemul.

(2) Variația puterii reactive cauzată de funcționarea stației de conversie HVDC în modul de reglaj al puterii reactive, prevăzută la art. 19 alin. (1), nu conduce la un salt de tensiune mai mare de 2% din valoarea tensiunii anterioare modificării. ORR, în cooperare cu OTS, stabilește această valoare maximă tolerabilă a variației de tensiune, de regulă 2% pentru tensiuni de 400 kV și 3% pentru tensiuni de 110 kV și 220 kV.

Art. 19. (1) În ceea ce privește **modurile de reglaj al puterii reactive**, o stație de conversie HVDC trebuie să aibă capacitatea de funcționare într-unul sau mai multe dintre modurile de reglaj al puterii reactive, prevăzute mai jos, după cum specifică ORR în cooperare cu OTS:

a) modul de reglaj al tensiunii, utilizat de regulă;

- 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 ORR în cooperare cu OTS.

Art. 20. 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 art. 17 și 18, în conformitate cu următoarele caracteristici ale reglajului:

- a) o tensiune de referință în punctul de racordare este tensiunea nominală sau tensiunea convenită între ORR și OTS, respectiv tensiunea de alimentare contractuală. Valoarea tensiunii solicitată în reglajul de tensiune se transmite în mod continuu, ca o valoare exprimată în valori absolute (kV) și variabilă în trepte pentru intervale de timp definite (de regulă mai mari de 30 minute);
- b) reglajul tensiunii se realizează cu sau fără bandă moartă selectabilă într-un domeniu de la 0 până la $\pm 5\%$ din U_n , respectiv 0,05 u.r. dacă U_n este 1 u.r., în pași de maximum 0,5%. Banda moartă trebuie să fie ajustabilă în trepte, după cum se specifică de către ORR în cooperare cu OTS. Valoarea benzii moarte se exprimă ca procent din valoarea tensiunii solicitate, corespunzător unei valori absolute de tensiune de $\pm 0,25$ kV pentru tensiunea de 110 kV, respectiv de 220 kV și $\pm 0,5$ kV pentru tensiunea de 400 kV;
- c) în urma unei modificări de tip treaptă a tensiunii, stația de conversie HVDC trebuie:
 - (i) să atingă 90 % din valoarea treptei în momentul t_1 , stabilit de ORR în coordonare cu OTS în intervalul (1÷5) secunde, de regulă de 1 secundă și
 - (ii) să se limiteze la valoarea specificată de rampa de variație activă într-un timp t_2 , stabilit de ORR în coordonare cu OTS în intervalul (1÷60) secunde, de regulă 10 secunde, cu o toleranță în regim staționar de regulă 5% Q_{max} , dar care nu produce o variație de tensiune mai mare decât banda moartă definită la lit. b);
- d) modul de reglaj al tensiunii include capabilitatea de a modifica puterea reactivă rezultată, pe baza rezultantei dintre o valoare de referință modificată a tensiunii și o altă componentă suplimentară a puterii reactive solicitate. Pentru o variație treaptă a tensiunii solicitate, variația puterii reactive trebuie să fie de 90% Q_{max} în 1 minut.

Art. 21. În ceea ce privește **modul de reglaj al puterii reactive**, ORR indică o variație de putere reactivă în MVar/minut (de regulă 20 MVar/minut) sau în % din valoarea maximă a puterii reactive pe minut (de regulă 90% Q_{max} pe minut), precum și precizia aferentă în punctul de racordare (de

regulă $\pm 5\%$ Q_{max}), utilizând capacitățile sistemului HVDC și respectând totodată prevederile art. 17 și 18.

Art. 22. În ceea ce privește **modul de reglaj al factorului de putere**, stația de conversie HVDC trebuie să aibă capabilitatea de regla factorul de putere în punctul de racordare la o valoare țintă definită, respectând prevederile art. 17 și 18. Valorile prescrise referinței trebuie să fie disponibile în trepte care să nu depășească o valoare maximă permisă stabilită de ORR, de regulă 0,05.

Art. 23. ORR, în cooperare cu OTS și cu gestionarul sistemului HVDC, precizează care dintre cele trei opțiuni privind modul de reglaj al puterii reactive cu valorile de referință asociate trebuie aplicate, și toate echipamentele necesare pentru a permite selectarea de la distanță a modurilor de reglaj și ale valorilor de referință. Aceste valori se transmit la faza de proiect tehnic.

Art. 24. În ceea ce privește ierarhizarea **contribuției puterii active sau reactive** și ținând cont de capabilitățile sistemului HVDC menționate în conformitate cu prezenta normă tehnică, OTS stabilește, în funcție de locație și concluziile studiilor de regim static și dinamic 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 capabilitatea de trecere peste defect. În cazul în care prioritatea este acordată contribuției puterii active, furnizarea acesteia se stabilește cel târziu la 150 ms de la începerea defectului.

Art. 25. (1) În ceea ce privește **calitatea energiei electrice** gestionarul sistemului HVDC trebuie să se asigure că propriul sistem de racordare la rețea nu determină variații rapide de tensiune mai mari de $\pm 5\%$ din tensiunea nominală a rețelei la care este racordat.

(2) Sistemul HVDC trebuie să asigure în punctul de racordare calitatea energiei electrice în conformitate cu standardele în vigoare (standardele europene și standardul de performanță pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, respectiv standardul pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice, după caz). Monitorizarea încadrării în nivelele prevăzute de standarde se realizează prin măsurători de calitate de la analizoare de calitate montate în punctul de racordare.

Secțiunea a 3-a Cerințe pentru capabilitatea de trecere peste defect

Art. 26. Cu respectarea prevederilor art. 15, OTS precizează o diagramă a dependenței tensiune-timp, așa cum este prevăzută în fig. 6 și având în vedere modul de evoluție a tensiunii în timp prevăzut pentru modulele generatoare din centrală în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 631/2016. 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 ce sistemul și-a revenit în urma eliminării defectului. Diagrama de evoluție a tensiunii în timp reprezintă limita inferioară permisă a variației reale a tensiunilor la borne la nivelul de tensiune a rețelei în punctul de racordare, la apariția unui defect simetric, ca funcție de timp înainte de defect, în timpul defectului și după defect. Orice trecere peste defect care depășește t_{rec2} se stabilește de către OTS în conformitate cu prevederile art. 15.

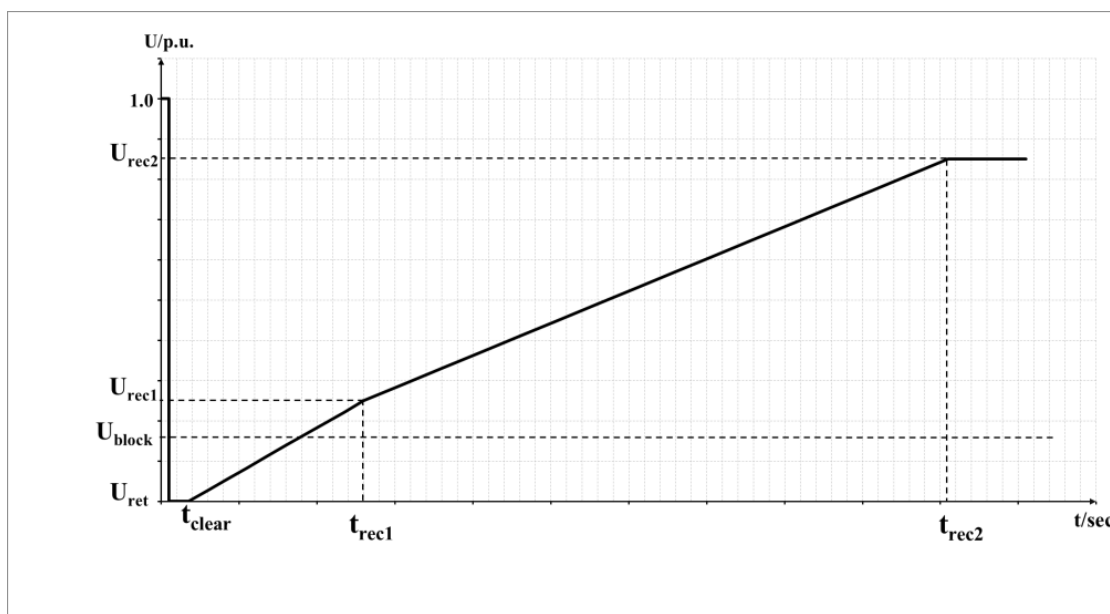


Fig. 6: Diagrama de capabilitate privind trecerea peste defect a stației de conversie HVDC. Diagrama reprezintă limita inferioară a graficului de evoluție în timp a tensiunii în punctul de racordare, exprimată în unități relative, înainte, în timpul și după eliminarea unui defect. Tensiunea U_{ret} este tensiunea reziduală în punctul de racordare în timpul unui defect, t_{clear} este momentul în care defectul a fost eliminat, U_{rec1} și t_{rec1} reprezintă anumite puncte ale limitelor inferioare ale tensiunii reziduale după eliminarea defectului. U_{block} este tensiunea de blocare la punctul de racordare. Valorile temporare la care se face referire sunt măsurate față de momentul de timp de defect t_{fault} . Parametrii referitori la trecerea peste defect sunt prevăzuți în tabelul 7.

Tabelul 7: Parametrii referitori la capabilitatea de trecere peste defect

Parametrii tensiunii [u.r.]		Parametrii de timp [secunde]	
U_{ret}	0,00	T_{clear}	0,25
U_{rec1}	0,25	t_{rec1}	2,5
U_{rec2}	0,85	t_{rec2}	10,0

Art. 27. (1) La cererea gestionarului de sistem HVDC, ORR furnizează condițiile de funcționare înainte și după defect care se iau în considerare pentru capacitatea de trecere peste defect, ca rezultat al calculelor din punctul de racordare, după cum se prevede la art. 38, în ceea ce privește:

- a) puterea minimă de scurtcircuit înainte de defect, în punctul de racordare, exprimată în MVA;
- b) puterea activă și reactivă a stației de conversie HVDC, înainte de defect, exprimată procentual, de regulă 90% din capacitatea maximă de transport al sistemului HVDC, precum și tensiunea în punctul de racordare și
- c) puterea minimă de scurtcircuit după defect în punctul de racordare, exprimată în MVA.

(2) În mod alternativ, ORR furnizează valorile generice pentru condițiile prevăzute la alin. (1), derivate din cazuri tipice.

Art. 28. 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 pe durata unui defect simetric, având în vedere condițiile prevăzute la art. 38, este mai mare decât limita inferioară de evoluție a tensiunii descrisă în diagrama de trecere peste defect prevăzută la art. 26, cu excepția declanșărilor prin protecțiile împotriva defectelor electrice interne care necesită deconectarea de la rețea a stației de conversie HVDC. Schemele și setările sistemelor de protecție împotriva defectelor electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța capacității de trecere peste defect solicitată de OTS.

Art. 29. OTS poate stabili limite de tensiune în funcție de locație și concluziile studiilor de regim static și dinamic (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 și gestionarul sistemului HVDC.

Art. 30. Conform prevederilor art. 40, protecția la tensiune scăzută se stabilește de către gestionarul sistemului HVDC la capacitatea tehnică cea mai mare posibilă a stației de conversie HVDC astfel încât să asigure funcționarea HVDC în domeniul indicat în figura 6. ORR, în cooperare cu OTS, poate stabili și valori mai reduse, pe care le stipulează în ATR sau în CfR.

Art. 31. Capabilitățile de trecere peste defect solicitate în cazul defectelor asimetrice trebuie să respecte prevederile art. 16.

Art. 32. În ceea ce privește **restabilirea puterii active după defect**, OTS precizează în ATR nivelul și graficul în timp al restabilirii puterii active pe care sistemul HVDC este capabil să o

furnizeze, și reprezintă restabilirea puterii într-un timp de (1÷10) secunde la o valoare de (80÷90)% din valoarea puterii înainte de defect, de regulă la o valoare de minimum 10% din puterea activă maximă /minut.

Art. 33. În ceea ce privește **revenirea rapidă după defect în c.c.**, sistemele HVDC, inclusiv liniile aeriene c.c., trebuie să permită revenirea rapidă după defectele tranzitorii apărute în sistemul HVDC, de regulă 90% din valoarea dinainte de defect în 150 milisecunde. Detaliile acestei capacități fac obiectul coordonării și convenirii sistemelor de protecție și al setărilor stabilite conform prevederilor art. 40.

Secțiunea a 4-a Cerințe pentru comandă și control

Art. 34. În ceea ce privește **punerea sub tensiune și sincronizarea stațiilor de conversie HVDC**, cu excepția unor dispoziții contrare din partea ORR, în cursul punerii sub tensiune sau sincronizării unei stații de conversie HVDC la rețeaua de c.a. sau în timpul conectării unei stații de conversie HVDC puse sub tensiune la un sistem HVDC, stația de conversie HVDC trebuie să aibă capabilitatea să limiteze orice modificări ale nivelului de tensiune într-un regim permanent stabilit de ORR în coordonare cu OTS. Nivelul specificat nu trebuie să depășească 5% din tensiunea de presincronizare. De regulă, amplitudinea maximă este de 5% din tensiunea de presincronizare, durata de maximum 30 s și intervalul de măsurare a tensiunilor tranzitorii de maxim o perioadă.

Art. 35. (1) În ceea ce privește **interacțiunile dintre sistemele HVDC și alte centrale sau echipamente**, atunci când mai multe stații de conversie HVDC sau alte instalații și echipamente se află în imediata proximitate electrică, OTS solicită un studiu suplimentar, specific, care să demonstreze că nu vor avea loc interacțiuni negative. Studiul va lua în considerare planul de dezvoltare pe termen lung, pentru toată perioada de viață prognozată a sistemului HVDC. Se solicită efectuarea cel puțin a studiilor privind oscilațiile locale și interzonale, rezonanța subsincronă, interacțiunea torsională subsincronă (ITSS), instabilitatea de reglaj subsincronă, rezonanța armonică, interacțiunea armonică, instabilitatea supersincronă. 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 prezentei norme tehnice.

(2) Studiile prevăzute la alin. (1) se efectuează de către gestionarul sistemului HVDC, cu participarea tuturor celorlalte părți identificate de către OTS ca fiind relevante pentru fiecare punct de racordare. Toate părțile sunt informate asupra rezultatelor studiilor.

(3) Toate părțile identificate de către OTS ca fiind relevante pentru fiecare punct de racordare, inclusiv OTS, contribuie la studii și furnizează toate datele și modelele relevante, necesare pentru atingerea

scopului acestor studii. OTS colectează aceste informații și, dacă este cazul, le transmite părții responsabile pentru studii, în conformitate cu obligațiile în materie de confidențialitate prevăzute la art. 10 din Regulament. OTS specifică interacțiunile care trebuie analizate și studiile **de interacțiune torsională subsincronă**, pune la dispoziție lista datelor tehnice necesar a fi transmise de producătorul echipamentelor, condițiile de sistem și listele datelor tehnice care trebuie completate pentru elaborarea studiilor. Listele datelor tehnice sunt prezentate în Anexa nr. 1 și Anexa nr. 2, care fac parte integrantă din prezenta normă tehnică.

(4) OTS evaluează rezultatul studiilor pe baza domeniului de aplicare și a dimensiunii lor, în conformitate cu prevederile alin. (1). Dacă este necesar pentru evaluare, OTS poate solicita gestionarului sistemului HVDC să realizeze studii suplimentare în conformitate cu domeniul de aplicare și cu amplitudinea specificate în conformitate cu prevederile alin. (1). Obiectivul studiilor este să demonstreze modul de operare al stației HVDC în condiții critice și măsurile necesare pentru amortizarea oscilațiilor.

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

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

(7) OTS 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. Aceste valori temporare se specifică în funcție de dezvoltarea zonei, în special prin conectarea ulterioară a unor centrale formate din module generatoare.

Art. 36. În ceea ce privește **capabilitatea de amortizare a oscilațiilor de putere**, sistemul HVDC trebuie să poată contribui la amortizarea oscilațiilor de putere în rețelele de c.a. conectate. Sistemul de reglaj al sistemului HVDC nu reduce amortizarea oscilațiilor de putere caracteristice amortizării interacțiunii torsionale subsincrone. OTS stabilește, în ATR, un domeniu de frecvență al oscilațiilor în care sistemul de reglaj va contribui la amortizare și condițiile de rețea la producerea acestui eveniment, de regulă. Acestea stau la baza studiilor 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 și gestionarul sistemului HVDC, în urma simulărilor de bază, utilizând studii de regim static și evenimente în rețea, cu metode de analiză modală, impedanță și metode de analiză în frecvență, sau a simulărilor avansate

care utilizează tranzienți electromagnetici și simulări în domeniul timp. În urma analizelor pot apărea ca necesare funcții de reglaj suplimentare de amortizare a oscilațiilor.

Art. 37. (1) În ceea ce privește **capabilitatea de amortizare a interacțiunii torsionale subsincrone (ITSS)**, echipamentele HVDC trebuie să fie capabile să contribuie la amortizarea electrică a oscilațiilor de frecvență torsionale.

(2) OTS 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. Pentru identificarea și simularea interacțiunilor față de unitățile generatoare se utilizează factorul de interacțiune.

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

(4) OTS evaluează rezultatul studiilor ITSS. Dacă este necesar pentru evaluare, OTS 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 poate revizui sau reproduce studiul. Gestionarul sistemului HVDC furnizează OTS toate datele și modelele relevante care permit realizarea studiului.

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

Art. 38. (1) În ceea ce privește **caracteristicile rețelei**, ORR precizează și pune la dispoziția publicului metoda și condițiile înainte și după defect în ceea ce privește:

- a) calculul puterii minime și maxime de scurtcircuit înainte de defect în punctul de racordare;
- b) puterea activă și reactivă a sistemului HVDC considerată înainte de defect în punctul de racordare și tensiunea în punctul de racordare și
- c) calculul puterii minime și maxime de scurtcircuit după defect în punctul de racordare.

(2) La solicitarea unui gestionar de sistem HVDC, ORR furnizează condițiile înainte și după defect, de regulă valorile relevante rezultate din cazuri tipice, care se iau în considerare pentru capabilitatea de trecere peste defect, ca rezultat al calculelor din punctul de racordare conform dispozițiilor alin. (1), privind:

- a) puterea minimă și maximă de scurtcircuit înainte de defect în fiecare punct de racordare exprimată în MVA;
- b) condițiile de funcționare ale sistemului HVDC înainte de defect, exprimate prin puterea activă, puterea reactivă și tensiunea în punctul de racordare și
- c) puterea minimă și maximă de scurtcircuit după defect în punctul de racordare exprimată în MVA.

(3) Sistemul HVDC trebuie să poată funcționa în domeniul de variație al puterii de scurtcircuit definit de OTS și la caracteristicile rețelei specificate de ORR.

(4) Fiecare ORR implicat furnizează gestionarului sistemului HVDC echivalenți ai 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.

Art. 39. (1) În ceea ce privește **stabilitatea în funcționare a sistemului HVDC**, 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 c.a. la care acesta este racordat. Sistemul HVDC trebuie să mențină funcționarea stabilă în orice punct al diagramei de capabilitate P-Q în cazul oscilațiilor de putere între acesta și punctul de racordare.

(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 conduce la tensiuni tranzitorii în punctul de racordare care să depășească de regulă 1 % din tensiunea înainte de defect și în cazuri excepționale 5% din tensiunea înainte de defect.

(3) Sistemul este astfel conceput încât să reziste defectelor tranzitorii de pe liniile de c.a. de înaltă tensiune 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 de c.a. din rețea. Sistemul HVDC trebuie să rămână conectat la rețea în cazul acțiunii RAR monofazat sau trifazat pe liniile din rețeaua buclată la care este racordat. Detaliile tehnice specifice fac obiectul coordonării și dispozițiilor privind sistemele de protecție și setările convenite cu ORR.

(4) Gestionarul sistemului HVDC furnizează ORR informații privind reziliența sistemului HVDC la perturbările din sistemul c.a. în conformitate cu cerințele de operare ale SEN.

Secțiunea a 5-a Cerințe pentru dispozitivele și reglajele corespunzătoare

Art. 40. (1) În ceea ce privește **schemele și reglajele protecțiilor electrice**, ORR specifică, în coordonare cu OTS, schemele de protecție și setările aferente, 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 ORR, OTS și gestionarul sistemului HVDC. Schemele de protecție și setările acestora pentru defectele electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța sistemului HVDC. Sistemele de protecție și automatizare respectă cel puțin cerințele prevăzute la art. 139 lit. f) din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018.

(2) Protecțiile electrice ale sistemului HVDC au întâietate față de dispozițiile de dispecer, ținând seama de siguranța în funcționare a sistemului, de sănătatea și securitatea personalului și a publicului, precum și atenuarea oricărei avarii survenite la sistemul HVDC.

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

Art. 41. (1) În ceea ce privește **ierarhizarea sistemelor de protecție și control**, o schemă de protecții-control, indicată de către gestionarul sistemului HVDC și constând din diferite moduri de comandă, inclusiv reglajele parametrilor specifici, trebuie să fie coordonată și convenită între OTS, ORR și gestionarul sistemului HVDC.

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

- a) protecția rețelei electrice și a sistemului HVDC;
- b) reglajul puterii active suport în caz de urgență;
- c) inerția artificială, dacă este cazul;
- d) acțiunile corective automate, astfel cum se prevede la art. 8;
- e) RFA limitat RFA-CR și RFA-SC;
- f) RFA și reglajul frecvenței și
- g) limitări privind rampa de variație a puterii.

Art. 42. (1) În ceea ce privește **modificările schemelor și reglajelor sistemelor de protecție și control**, parametrii diferitelor moduri de comandă și reglajele protecțiilor sistemului HVDC trebuie

să poată fi modificate în stația de conversie HVDC, dacă ORR sau OTS solicită acest lucru, în conformitate cu alin. (3) și numai cu acordul gestionarului sistemului HVDC.

(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 OTS și gestionarul sistemului HVDC.

(3) Selectarea modului de reglaj și setarea valorilor solicitate pentru sistemul HVDC trebuie să poată fi realizată de la distanță, așa cum prevede ORR, în cooperare cu OTS, prin integrarea sistemului HVDC în sistemul SCADA al ORR și în sistemul EMS SCADA.

Secțiunea a 6-a Cerințe pentru restaurarea sistemului electroenergetic

Art. 43. (1) În ceea ce privește **pornirea fără sursă de tensiune din sistem**, sistemul HVDC trebuie să asigure capabilitatea tehnică pentru utilizarea întregii puteri de transport pentru asigurarea pornirii fără sursă de tensiune din sistem.

(2) În cazul în care una dintre stațiile de conversie este pusă sub tensiune, un sistem HVDC cu capabilitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem trebuie să poată să pună sub tensiune bara colectoare din postul de transformare c.a. la care este racordată o altă stație de conversie, într-un timp de maximum 300 secunde după închiderea sistemului HVDC. Sistemul HVDC trebuie să aibă capabilitatea de sincronizare în domeniul de frecvență stabilit la art. 4 și în limitele de tensiune de la art. 15. După caz, OTS poate prevedea intervale de tensiune și de frecvență mai mari atunci când acest lucru este necesar pentru a restabili siguranța în funcționare, domenii care sunt specificate în studiul de soluție.

(3) ORR și gestionarul sistemului HVDC convin și stabilesc, înaintea punerii în funcțiune, parametrii dispozitivelor de sincronizare pentru a permite sincronizarea sistemului HVDC, după cum urmează:

- a) domeniul de tensiune, $\pm 5\%$ U_n (la borne) pentru tensiunea de 400 kV, respectiv $\pm 10\%$ U_n pentru tensiuni mai mici de 400 kV;
- b) domeniul de frecvență, (47,5 - 51) Hz;
- c) domeniul de defazaj mai mic de 10° ;
- d) succesiunea fazelor;
- e) diferența de tensiune mai mică de 5% U_n respectiv 10% U_n și diferența de frecvență mai mică de 50 mHz.
- f) timpul de verificare a valorilor măsurate, de 60 de secunde.

(4) OTS și gestionarul sistemului HVDC convin asupra capabilității și a disponibilității capabilității de pornire fără sursă de tensiune din rețea și asupra procedurii operaționale

CAPITOLUL III

CERINȚE PENTRU MGCCC ȘI PENTRU STAȚIILE DE CONVERSIE HVDC DIN CAPETE

Secțiunea 1. Cerințe pentru modulele MGCCC

Art. 44. (1) În ceea ce privește **cerințele pentru răspunsul la abaterile de frecvență**, MGCCC trebuie să fie capabil să primească un semnal transmis rapid, de la un punct de racordare din zona sincronă în care se furnizează răspunsul la abaterile de frecvență, semnal pe care trebuie să fie capabil să îl prelucreze în decurs de 0,1 secunde de la emiteră și să asigure activarea răspunsului la variația de frecvență. Frecvența trebuie măsurată în punctul de racordare în zona sincronă în care este furnizat răspunsul la frecvență.

(2) 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 în cadrul studiului de soluție.

Art. 45. (1) În ceea ce privește **domeniile de frecvență și răspunsul la abaterile frecvență**, MGCCC trebuie să aibă capabilitatea de a rămâne conectat la rețeaua stației de conversie de c.c. – c.a. din capete și de a funcționa în domeniile de frecvență și pe duratele prevăzute în tabelul 8.

Tabelul 8: Duratele minime pentru sistemul nominal de 50 Hz în care un modul generator conectat în c.c. trebuie să fie capabil să rămână conectat la rețea și să funcționeze pe frecvențe diferite, care se abat de la o valoare nominală, fără deconectare de la rețea

Domeniu de frecvență	Durata de funcționare
47,0 Hz - 47,5 Hz	20 de secunde
47,5 Hz – 49,0 Hz	Minimum 90 minute
49,0Hz – 51,0 Hz	Nelimitată
51,0 – 51,5 Hz	Minimum 90 minute
51,5 Hz - 52,0 Hz	15 minute

(2) OTS și gestionarul MGCCC stabilesc de comun acord domenii de frecvență mai largi sau perioade minime de funcționare mai mari, pentru a asigura utilizarea optimă a capacităților tehnice ale MGCCC, dacă acest lucru este necesar pentru a menține sau a restabili siguranța în funcționare. Dacă domeniile de frecvență mai extinse sau duratele minime de funcționare mai mari sunt fezabile din punct de vedere economic și tehnic, gestionarul MGCCC nu va refuza în mod nerezonabil să-și dea acordul în acest sens.

(3) În condițiile respectării prevederilor alin. (1), MGCCC trebuie să fie capabil să se deconecteze automat la anumite frecvențe în punctul de racordare, de regulă la valori de frecvență sub 47 Hz cu un timp de verificare de 20 secunde, respectiv la 52,1 Hz, la 1 secundă. Condițiile și parametrii pentru deconectarea automată se convin între OTS și gestionarul MGCCC la nivelul studiului de soluție.

Art. 46. MGCCC trebuie să rămână conectat la rețeaua stației de conversie de c.c. – c.a. din capete și să funcționeze la viteze de variație a frecvenței din sistemul de c.a. de până la ± 2 Hz/s pentru un interval de timp de 500 ms, măsurată în orice moment ca o medie a ratei de variație a frecvenței în secunda anterioară, la punctul de racordare al MGCCC din stația de conversie de c.c. – c.a. din capete, pentru sistemul nominal de 50 Hz.

Art. 47. (1) MGCCC trebuie să aibă capacitatea de a asigura un răspuns limitat la abaterile de frecvență, respectiv la **creșterile de frecvență** peste valoarea nominală de 50 Hz (**RFA-CR**), cu respectarea prevederilor art. 157 din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018.

(2) MGCCC trebuie să poată menține constantă valoarea puterii active mobilizate indiferent de variațiile de frecvență, în limita puterii oferite de către sursa primară, cu excepția cazului în care modulele generatoare care intră în componența centralei răspund la creșterile de frecvență sau au reduceri acceptabile de putere activă la scăderea frecvenței, acceptate de ORR în conformitate cu prevederile articolelor art. 157 și art. 159 **Error! Reference source not found.** din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018.

Art. 48. (1) În ceea ce privește cerințele referitoare la capacitatea unui MGCCC de reglaj al puterii, sistemul de reglaj al puterii active al MGCCC trebuie să permită modificarea referinței de putere activă în conformitate cu dispozițiile date gestionarului MGCCC de către ORR sau OTS.

(2) Timpul de atingere a referinței de putere activă sau viteza de variație a puterii active la modificarea referinței trebuie să se încadreze în domeniul $(10\div 30) \% P_{\max}/\text{min}$ în funcție de tehnologia utilizată, timpul mort să fie de 1 secundă, iar toleranța de realizare a referinței să fie de $1\% P_{\max}$.

(3) Trebuie să se permită reglajul manual în cazul în care dispozitivele de reglaj automat de la distanță nu sunt în uz.

Art. 49. MGCCC trebuie să aibă capacitatea de a asigura un răspuns limitat la abaterile de frecvență în cazul scăderii frecvenței (RFA-SC), cu respectarea prevederilor art. 163 din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018.

Art. 50. MGCCC trebuie să aibă capabilitatea de a asigura un răspuns la variațiile frecvență în conformitate cu prevederile art. 164 lit. a) – f) din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018.

Art. 51. În ceea ce privește cerințele referitoare la capabilitatea de restabilire a frecvenței, MGCCC trebuie să asigure funcții specifice pentru realizarea acestor servicii, stabilite prin proceduri elaborate de OTS. Acestea solicită cel puțin asigurarea reglajului RFA-CR, RFA-SC, RFA, a reglajului puterii active cu o precizie de reglaj de 1% și viteza de variație a puterii active cel puțin de $10\%P_{\max}/\min$, conectarea la regulatorul central frecvență-putere.

Art. 52. (1) În ceea ce privește **domeniile de tensiune**, MGCCC trebuie să aibă capabilitatea de a rămâne conectat la rețeaua stației de conversie de c.c. – c.a. din capete și de a funcționa în domeniile de tensiune (u.r.) și pe duratele prevăzute în tabelele 9 și 10. Domeniul de tensiune și duratele specificate aplicabile sunt selectate pe baza tensiunii de referință de 1 u.r.

Domeniu de tensiune	Durata de funcționare
0,85 u.r. – 0,90 u.r.	60 de minute
0,90 u.r. – 1,118 u.r.	Nelimitată
1,118 u.r. – 1,15 u.r.	20 de minute

Tabelul 9: Duratele minime în care un MGCCC trebuie să fie capabil să funcționeze fără a se deconecta, când valoarea tensiunii de rețea în punctul de racordare se abate de la valoarea 1 u.r. De regulă, valoarea maximă de funcționare nelimitată pentru tensiunea nominală de 110 kV este de 123 kV, respectiv pentru tensiunea nominală de 220 kV este de 245 kV, ca valori absolute. Pentru zone de rețea în care se convin alte valori pentru tensiune față de tensiunea nominală, se aplică valorile din tabel în baza unor convenții de exploatare între utilizatori și ORR. Acest tabel se aplică la valori ale tensiunii nominale cuprinse între 110 kV și 220 kV.

Domeniu de tensiune	Durata de funcționare
0,85 u.r. – 0,90 u.r.	60 de minute
0,90 u.r. – 1,05 u.r.	Nelimitată
1,05 u.r. – 1,15 u.r.	20 de minute

Tabelul 10: Duratele minime în care un MGCCC trebuie să fie capabil să funcționeze fără a se deconecta, când valoarea tensiunii de rețea în punctul de racordare se abate de la valoarea 1 u.r. De regulă, valoarea maximă de funcționare nelimitată pentru tensiunea nominală de 400 kV este de 420 kV, ca valoare absolută. Pentru zone de rețea în care se convin alte valori pentru tensiune față de tensiunea nominală, se aplică valorile din tabel în baza unor convenții de exploatare între utilizatori și ORR. Acest tabel se aplică la valoarea tensiunii nominale de 400 kV.

(2) ORR, OTS și gestionarul 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 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 MGCCC nu va refuza în mod nerezonabil să își dea acordul în acest sens.

(3) Pentru MGCCC care au un punct de interfață la rețeaua stației de conversie în partea de HVDC, ORR, în cooperare cu OTS, poate preciza în faza de proiect tehnic, în funcție de specificul locației, tensiuni la punctul de interfață HVDC la care un MGCCC trebuie să fie capabil de deconectare automată. Condițiile și parametrii pentru deconectarea automată se convin între ORR, OTS și gestionarul MGCCC.

Art. 53. În ceea ce privește **posibilitățile de a injecta putere reactivă** a MGCCC:

- a) în situația în care sunt mai multe MGCCC conectate la un singur punct de racordare la o rețea de c.a., gestionarii MGCCC încheie acorduri cu proprietarii sistemului HVDC cu privire la îndeplinirea cerințelor următoare:
 - (i) trebuie să aibă capacitatea să realizeze, cu instalații sau echipamente și/sau software suplimentare, capacitățile de livrare a puterii reactive prescrise de ORR, în cooperare cu OTS, în conformitate cu cerințele referitoare la stabilitatea tensiunii, formulate fie la momentul racordării, fie ulterior și trebuie:
 - să aibă capacitățile puterii reactive pentru unele sau pentru toate echipamentele în conformitate cu cerințele referitoare la stabilitatea tensiunii, formulate fie la momentul racordării, fie ulterior și a echipamentelor deja instalate ca parte a racordării MGCCC la rețeaua de c.a. la momentul conectării inițiale și punerii în funcțiune; sau
 - să demonstreze și, ulterior, să ajungă la un acord cu ORR și cu OTS cu privire la modul în care va fi asigurată capacitatea de livrare a puterii reactive atunci când MGCCC este racordat la mai mult de un singur punct de racordare din rețeaua de c.a. sau rețeaua stației de conversie de c.c – c.a. din capete are conectat, fie un MGCCC, fie un sistem HVDC cu un alt proprietar. Acest acord include un contract prin care gestionarul MGCCC se angajează că va finanța și instala capacitățile de putere reactivă prevăzute de prezentul articol pentru modulele sale într-un moment specificat de ORR, în cooperare cu OTS. ORR, în cooperare cu OTS, îl informează pe gestionarul MGCCC asupra datei de finalizare a oricărui proiect angajat care va necesita ca gestionarul MGCCC să instaleze capacitatea integrală de putere reactivă;

- (ii) ORR, în cooperare cu OTS, trebuie să țină cont de calendarul de rețehnologizare a capacității de putere reactivă la MGCCC la stabilirea momentului în care urmează să aibă loc rețehnologizarea acestei capacități de putere reactivă. Calendarul proiectului trebuie să fie furnizat de gestionarul MGCCC în momentul racordării la rețeaua de c.a.;
- b) MGCCC trebuie să îndeplinească următoarele cerințe referitoare la **stabilitatea tensiunii**, fie la momentul racordării, fie ulterior, în conformitate cu acordul menționat la lit. a):
- (i) în ceea ce privește capabilitatea puterii reactive la capacitatea maximă de transport al puterii electrice a sistemului HVDC, MGCCC trebuie să întrunească cerințele în materie de capabilitate de putere reactivă stabilite de ORR, în coordonare cu OTS, în contextul tensiunii variabile. ORR stabilește un profil $U-Q/P_{max}$ (figura 7) care poate lua orice formă în limitele stabilite în tabelul 11, în care MGCCC trebuie să aibă capabilitatea de a injecta/absorbi putere reactivă la variații de tensiune și la funcționarea la capacitatea maximă de transport al puterii reactive a sistemului HVDC. ORR, în cooperare cu OTS, 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 capacității de producție a puterii reactive la înaltă tensiune și de consum al puterii reactive la tensiune joasă.

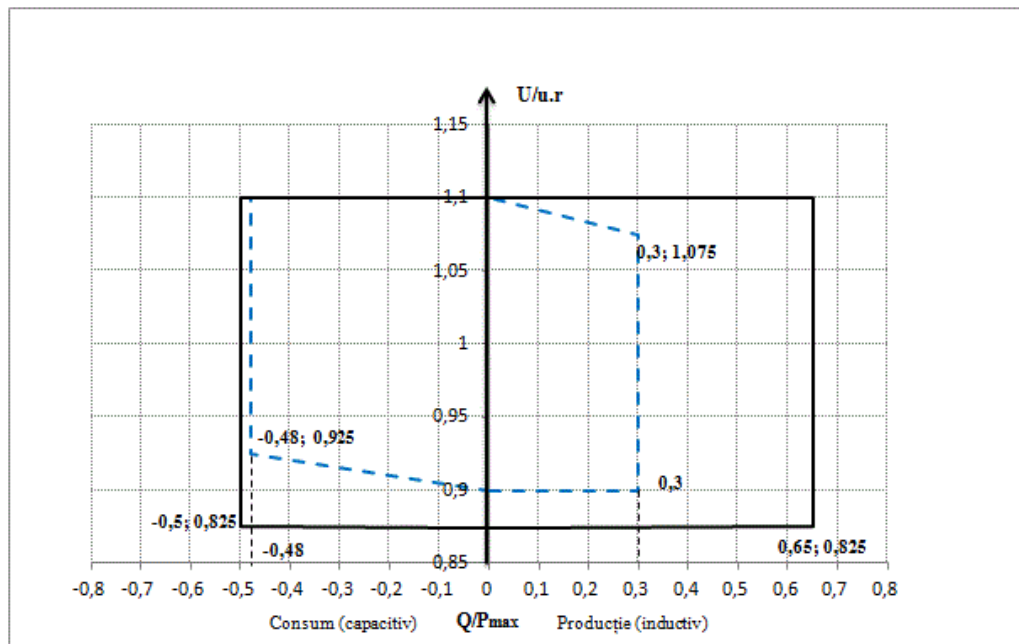


Figura 7 reprezintă limitele tipice ale diagramei $U-Q/P_{max}$ ca dependență între tensiunea în punctul de racordare exprimată în unități relative și raportul dintre puterea reactivă (Q) și capacitatea maximă (P_{max}). Poziția, dimensiunea și forma înfășurătoarei sunt orientative, OTS putând solicita, în funcție de condițiile de sistem din punctul de racordare și alte forme ale diagramei $U-Q/P_{max}$ în intervalul maxim de Q/P_{max} de 0,75.

Intervalul maxim de Q/P_{max}	Domeniul maxim al nivelului de tensiune în regim staționar, exprimat în unități relative u.r.
0,75	0,200

Tabelul 11. Parametrii pentru înfășurătoarea interioară din figura 7

În cazul în care planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport prevede că MGCCC se va racorda în c.a. la zona sincronă:

- MGCCC trebuie să dispună de capabilitățile prevăzute la art. 172 lit. a) din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018 referitoare la furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare sau la bornele stației de conversie c.c. în c.a, în cazul defectelor simetrice (trifazate).
- MGCCC trebuie să dispună de capabilitățile prevăzute la art. 172 lit. b) din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018, referitoare la furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare sau la bornele stației de conversie c.c. în c.a, în cazul defectelor asimetrice monofazate sau bifazate.
- MGCCC trebuie să aibă capabilitatea de a furniza putere reactivă suplimentară, stabilită de ORR, în punctul de racordare dacă acesta nu se află la bornele de c.a. ale stației de conversie. Puterea reactivă suplimentară trebuie să compenseze puterea reactivă a liniei sau cablului de înaltă tensiune între stația de conversie și punctul de racordare. Această putere reactivă suplimentară este stabilită printr-un studiu de compensare a puterii reactive în punctul de racordare și trebuie să asigure în punctul de racordare schimb de putere reactivă nulă la puterea activă zero, cu o toleranță: de maximum 0,5 MVar dacă tensiunea în punctul de racordare este ≥ 110 kV.
- MGCCC trebuie să aibă capabilitatea de a produce putere reactivă în punctul de racordare la capacitate maximă, cu respectarea cerințelor prevăzute la art. 172 lit. d) din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018;
- în ceea ce privește capabilitatea de producere a puterii reactive sub capacitatea maximă (sub Pmax), gestionarul MGCCC trebuie să respecte cerințele prevăzute la art. 172 lit. e) din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018;
- în ceea ce privește modurile de comandă a puterii reactive, gestionarul MGCCC respectă cerințele prevăzute la art. 172 lit. f) din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018;

- în ceea ce privește ierarhizarea contribuției puterii active sau reactive, gestionarul MGCCC respectă cerințele prevăzute la art. 172 lit. g) din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018;
 - în ceea ce privește amortizarea oscilațiilor de putere, dacă acest lucru este specificat de către OTS la emiterea ATR, gestionarul MGCCC respectă cerințele prevăzute la art. 172 lit. h) din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018;
- (ii) În ceea ce privește capabilitatea de livrare a puterii reactive, ORR poate stabili o putere reactivă suplimentară care trebuie furnizată dacă punctul de racordare al unui 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 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.
- c) În ceea ce privește prioritizarea contribuției puterii active pentru MGCCC, ORR în cooperare cu OTS, precizează care dintre acestea are prioritatea în timpul defectelor pentru care este nevoie de capabilitatea 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 ORR în cooperare cu OTS.

Art. 54. MGCCC și sistemele HVDC din capete trebuie să îndeplinească cerințele generale de **control și reglaj:**

- a) în timpul sincronizării unui MGCCC la rețeaua de colectare c.a., MGCCC trebuie să aibă capabilitatea de a limita variațiile de tensiune la un nivel de regim permanent prevăzut de către ORR, în cooperare cu OTS. Nivelul specificat nu trebuie să depășească 5% din tensiunea de presincronizare. ORR, în cooperare cu OTS, trebuie să specifice amplitudinea maximă, durata și fereastra de măsurare a tensiunii tranzitorii.
- b) gestionarul MGCCC furnizează semnale de ieșire, după cum se specifică de către ORR în cooperare cu OTS.

Art. 55. În ceea ce privește **caracteristicile rețelei**, se aplică următoarele condiții pentru MGCCC:

- a) ORR precizează și pune la dispoziția gestionarului metoda și condițiile înainte și după defect pentru calculul puterii minime și maxime de scurtcircuit la punctul de racordare cu sistemul HVDC;

- b) MGCCC trebuie să aibă capabilitatea de a funcționa stabil în intervalul minim-maxim al puterii de scurtcircuit și în limita caracteristicilor punctului de racordare cu sistemul HVDC specificat de ORR, în cooperare cu OTS;
- c) fiecare ORR și proprietar de sistem HVDC furnizează gestionarului MGCCC echivalente ale rețelei care reprezintă sistemul, permițând proprietarilor MGCCC să își proiecteze propriul sistem în ceea ce privește armonicile.

Art. 56. (1) Cerințele privind schemele protecție electrică și setările aferente necesare pentru MGCCC sunt în conformitate cu prevederile art. 171 lit. f) din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018, 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 ORR, în cooperare cu OTS.

(2) Ierarhizarea dispozitivelor de protecție și control la MGCCC se organizează în conformitate cu prevederile art. 171 lit. g) din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018, în cazul în care rețeaua se referă la rețeaua zonei sincrone și se convine cu ORR, în cooperare cu OTS.

Art. 57. În ceea ce privește **calitatea energiei electrice**, gestionarii 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 ORR în cooperare cu OTS conform Standardelor de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice și pentru serviciile de distribuție a energiei electrice, aflate în vigoare. Contribuția necesară din partea utilizatorilor de rețea la studiile conexe, 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 art. 35.

Art. 58. Gestionarii MGCCC transmit ORR datele tehnice prevăzute în Anexa nr. 2, care face parte integrantă din prezenta normă tehnică, și îndeplinesc cerințele generale în materie de operare a sistemului prevăzute la art. 171 din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018.

Secțiunea a 2-a Cerințe pentru stațiile de conversie HVDC din capete

Art. 59. Stațiile de conversie HVDC din capete trebuie să respecte cerințele prevăzute la art. 4÷51, sub rezerva cerințelor prevăzute la art. 60÷63.

Art. 60. 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 prevederile art. 44. În cazul în care OTS 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.

Art. 61. (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 (u.r.) și perioadele de timp specificate în tabelele 12 și 13. Domeniul de tensiune și duratele specificate aplicabile sunt selectate pe baza tensiunii de referință de 1 u.r.;
- b) domenii de tensiune mai extinse sau perioade minime mai lungi de funcționare sunt convenite între ORR, în cooperare cu OTS și cu gestionarul modulului MGCCC, în conformitate cu prevederile art. 52 și 53;
- c) pentru punctele de interfață la tensiunile c.a. care nu sunt incluse în domeniul de aplicare al tabelelor 12 și 13, ORR, în cooperare cu OTS, trebuie să precizeze cerințele aplicabile punctului de racordare;

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,85 u.r. – 0,90 u.r.	60 de minute
0,90 u.r. – 1,118 u.r.	Nelimitată
1,118 u.r. – 1,15 u.r.	20 de minute

Tabelul 12: *Duratele minime în care o stație de conversie HVDC din capete trebuie să fie capabilă să funcționeze fără a se deconecta, când valoarea tensiunii de rețea în punctul de racordare se abate de la valoarea 1 u.r. De regulă, valoarea maximă de funcționare nelimitată pentru tensiunea nominală de 110 kV este de 123 kV, respectiv pentru tensiunea nominală de 220 kV este de 245 kV, ca valori absolute. Pentru zone de rețea în care se convin alte valori pentru tensiune față de tensiunea nominală, se aplică valorile din tabel în baza unor convenții de exploatare între utilizatori și ORR. Acest tabel se aplică la valori ale tensiunii nominale cuprinse între 110 kV și 220 kV.*

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,85 u.r. – 0,90 u.r.	60 de minute
0,90 u.r. – 1,05 u.r.	Nelimitată
1,05 u.r. – 1,15 u.r.	20 de minute

Tabelul 13: *Duratele minime în care o stație de conversie HVDC din capete trebuie să fie capabilă să funcționeze fără a se deconecta, când valoarea tensiunii de rețea în punctul de racordare se abate de la valoarea 1 u.r. De regulă, valoarea maximă de funcționare nelimitată pentru tensiunea nominală de 400 kV este de 420 kV, ca valoare absolută. Pentru zone de rețea în care se convin alte valori*

pentru tensiune față de tensiunea nominală, se aplică valorile din tabel în baza unor convenții de exploatare între utilizatori și ORR. Acest tabel se aplică la valoarea tensiunii nominale de 400 kV.

(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 capabilitatea de livrare a puterii reactive:

- ORR, în colaborare cu OTS, trebuie să stabilească cerințele referitoare la capabilitatea de a injecta putere reactivă pentru diverse niveluri de tensiune. La stabilirea acestor cerințe, ORR, în cooperare cu OTS, determină un profil $U-Q/P_{max}$ de orice formă, în limita căruia stația de conversie HVDC din capete trebuie să poată injecta putere reactivă la capacitatea maximă de transport al puterii active a sistemului HVDC;
- profilul $U-Q/P_{max}$ este stabilit de ORR, în colaborare cu OTS. Profilul $U-Q/P_{max}$ (figura 8) poate lua orice formă în limitele stabilite în tabelul 14. De regulă, profilul $U-Q/P_{max}$ este cel figurat cu linie punctată în figura 8.

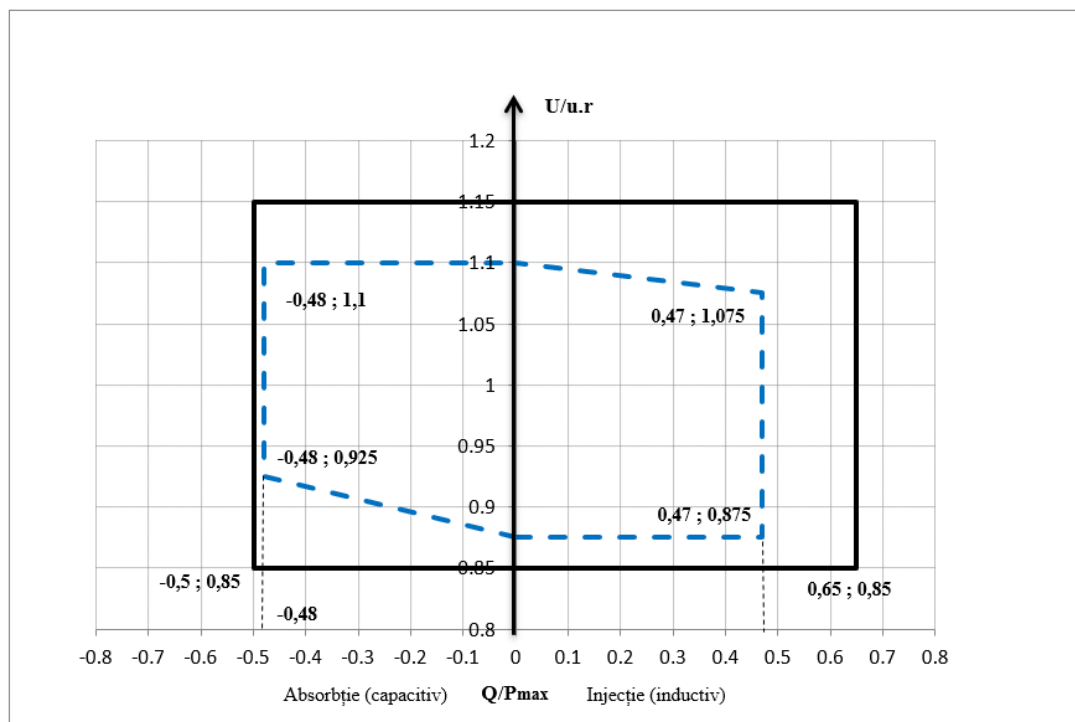


Fig. 8 reprezintă limitele tipice ale diagramei $U-Q/P_{max}$ ca dependență între tensiunea în punctul de racordare exprimată în unități relative și raportul dintre puterea reactivă (Q) și capacitatea maximă (P_{max}). Poziția, dimensiunea și forma înfășurătoarei sunt orientative, OTS putând solicita, în funcție de condițiile de sistem din punctul de racordare și alte forme ale diagramei $U-Q/P_{max}$ în intervalul maxim de Q/P_{max} de 0,95.

Intervalul maxim de Q/P_{max}	Domeniul maxim al nivelului de tensiune în regim staționar, exprimat în unități relative
0,95	0,225

Tabelul 14: Parametrii pentru înfășurătoarea interioară din figura 8

Art. 62. În ceea ce privește **caracteristicile rețelei**, gestionarul stației de conversie HVDC trebuie să furnizeze date pertinente oricărui proprietar de modul MGCCC, în conformitate cu art. 55.

Art. 63. În ceea ce privește **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 specificat de ORR, în cooperare cu OTS conform prevederilor standardelor de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice și pentru serviciile de distribuție a energiei electrice, aflate în vigoare. 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 prevăzută la art. 35.

CAPITOLUL IV

SCHIMB DE INFORMAȚII ȘI COORDONARE

Secțiunea 1. Operarea sistemelor HVDC

Art. 64. 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 ORR și de la OTS. Acest regulator automat trebuie să poată opera unitățile de conversie HDVC ale sistemului HVDC în mod coordonat. ORR specifică ierarhia reglajului automat pentru fiecare unitate de conversie HVDC conform prevederilor articolului 139 lit. g) din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018.

Art. 65. Regulatorul automat al sistemului HVDC menționat la art. 64 trebuie să poată trimite ORR următoarele tipuri de semnale:

- a) cel puțin următoarele semnale operaționale:
 - (i) semnale de pornire;
 - (ii) valoarea măsurată a tensiunii c.a. și c.a în ambele capete.;
 - (iii) valoarea măsurată a curentului c.a. și c.c.;

- (iv) valoarea măsurată a puterii active și reactive în partea c.a.;
 - (v) valoarea măsurată a frecvenței și a tensiunii în partea c.a.;
 - (vi) valoarea măsurată a puterii c.c.;
 - (vii) operarea la nivel de unitate de conversie HVDC într-un convertizor HVDC tip cu poli multipli;
 - (viii) elementele și statutul topologiei, precum și
 - (ix) domeniul de putere activă RFA, RFA-CR și RFA-SC.
- (b) cel puțin următoarele semnale de alarmă și stare:
- (i) blocarea de urgență;
 - (ii) blocarea rampelor;
 - (iii) inversarea rapidă a sensului puterii active;
 - (iv) poziția elementelor de comutație

Art. 66. Regulatorul automat menționat la art. 64 trebuie să poată primi următoarele tipuri de semnale de la ORR:

- a) cel puțin următoarele semnale operaționale:
- (i) comanda de pornire;
 - (ii) valorile prescrise ale puterii active;
 - (iii) setările răspunsului la abaterile de frecvență;
 - (iv) valorile prescrise pentru puterea reactivă, tensiunea sau factorul de putere;
 - (v) selectarea modurilor de reglaj al tensiune sau putere reactivă respectiv cu sau fără răspuns la variațiile de frecvență RFA ;
 - (vi) reglajul amortizării oscilațiilor de putere și
 - (vii) inerția artificială.
- b) cel puțin următoarele semnale de alarmă și stare:
- (i) comanda de blocare de urgență;
 - (ii) comanda de blocare a rampelor;
 - (iii) comanda elementelor de comutație; direcția fluxului de putere activă; și
 - (iv) comanda de inversare rapidă a sensului puterii active.

Art. 67. În ceea ce privește fiecare semnal, ORR poate stabili calitatea semnalului furnizat. ORR stabilește și comunică gestionarului, la faza de proiect tehnic cerințele în ceea ce privește precizia de măsură și protocolul de transmitere a datelor.

Art. 68. (1) Gestionarul sistemului HVDC trebuie să asigure continuitatea transmiterii mărimilor de stare și de funcționare, prevăzute la art. 65 și 66 de către ORR.

(2) Sistemul HVDC racordat/racordată la RET se integrează numai în sistemul EMS-SCADA și asigură cel puțin schimbul de semnale de la art. 65 și 66. Integrarea în EMS-SCADA se asigură prin două căi de comunicație independente, dintre care cel puțin calea principală va fi asigurată prin suport de fibră optică. Gestionarul este responsabil de asigurarea mentenanței celor două căi de comunicație.

(3) Sistemul HVDC racordat la RED se integrează atât în EMS-SCADA, cât și în DMS-SCADA. Integrarea în EMS-SCADA se asigură pentru cel puțin următorul schimb de semnale: putere activă, putere reactivă, tensiunea și frecvența în punctul de racordare, valorile solicitate pentru puterea activă și puterea reactivă, semnale de stare și comenzi pentru poziția întreruptorului. Integrarea în EMS-SCADA se asigură prin două căi de comunicație independente, dintre care cel puțin calea principală va fi asigurată prin suport de fibră optică. Integrarea în DMS-SCADA se asigură pentru cel puțin următorul schimb de semnale: putere activă, putere reactivă, tensiunea și frecvența în punctul de racordare, semnale de stare și comenzi pentru poziția întreruptorului și pentru poziția separatoarelor.

Art. 69. Gestionarul sistemului HVDC are obligația de a asigura compatibilitatea echipamentelor de schimb de date la nivelul interfeței cu sistemul EMS-SCADA, respectiv DMS-SCADA al ORR, la caracteristicile solicitate de acesta.

Art. 70. Gestionarul sistemului HVDC trebuie să asigure alimentarea cu energie electrică și plata energiei electrice aferentă instalațiilor de monitorizare, de reglaj și de transmitere a datelor prevăzute la art. 65 și 66 astfel încât acestea să fie disponibile cel puțin trei ore după pierderea sursei de alimentare.

Art. 71. Integrarea în sistemele EMS-SCADA, DMS-SCADA, după caz, și în sistemul de monitorizare a calității energiei electrice se realizează prin grija gestionarului sistemului HVDC.

Art. 72. Gestionarul sistemului HVDC are obligația de a permite accesul ORR și OTS la ieșirile din sistemele de măsurare proprii pentru tensiune, curent, frecvență, puteri active și reactive și la informațiile referitoare la echipamentele de comutație care indică starea instalațiilor și a semnalelor de alarmă, în scopul transferului acestor informații către interfața cu sistemul de control și achiziții de date DMS-SCADA, respectiv EMS-SCADA și cu sistemul de telemăsurare.

Secțiunea a 2-a Parametri și setări

Art. 73. Parametrii și valorile prescrise ale funcțiilor principale de reglaj ale unui sistem HVDC se stabilesc de comun acord între gestionarul sistemului HVDC și ORR, în coordonare cu OTS.

Parametrii și valorile prescrise se implementează în cadrul unei ierarhii de reglaj care să facă posibilă modificarea lor dacă este necesar. Respectiv funcții principale de reglaj sunt, fără a se limita la:

- a) inerția artificială, dacă este aplicabilă în conformitate cu prevederile art. 9 și 54;
- b) răspunsurile la variațiile de frecvență (RFA, RFA-CR și RFA-SC), menționate la art. 10÷14;
- c) reglajul frecvență-putere, dacă este cazul, menționat la art. 13;
- d) modul de reglaj al puterii active, reactive sau al tensiunii dacă este aplicabil, în conformitate cu prevederile art. 6, art. 7, art. 15 și art. 17-23;
- e) capabilitatea de atenuare a oscilațiilor de putere, menționată la art. 36;
- f) capabilitatea de reglaj al amortizării interacțiunilor torsionale subsincrone, menționată la art. 37.

Secțiunea a 3-a Înregistrarea defectelor și monitorizarea

Art. 74. (1) Un sistem HVDC trebuie să fie echipat cu un dispozitiv care să asigure înregistrarea defectelor și monitorizarea comportamentului dinamic în sistem, acestea fiind de regulă, osciloperturbografe sau echipamente care pot înlocui funcțiile asigurate de osciloperturbograf. Aceste dispozitive trebuie să asigure înregistrarea următorilor parametri pentru fiecare dintre stațiile sale de conversie HVDC:

- a) tensiunea c.a. pe fiecare fază și c.c.;
- b) curentul c.a. pe fiecare fază și c.c.;
- c) puterea activă pe fiecare fază;
- d) puterea reactivă pe fiecare fază și
- e) frecvența.

(2) ORR are dreptul să stabilească performanțele parametrilor puși la dispoziție prin intermediul dispozitivelor menționate anterior, cu condiția convenirii prealabile a acestora cu gestionarul.

(3) Setările echipamentului de înregistrare a defectelor, inclusiv criteriile de pornire a înregistrării și ratele de eșantionare se stabilesc de comun acord între gestionarul Sistemului HVDC și ORR la momentul PIF și se consemnează prin dispoziții scrise. Acestea cuprind și un criteriu de pornire de detectare a oscilațiilor între sistemul HVDC și punctul de conectare/racordare, stabilit de OTS;

(4) ORR, OTS și gestionarul sistemului HVDC stabilesc de comun acord necesitatea includerii unui criteriu de detectare a oscilațiilor pentru monitorizarea comportamentului dinamic al sistemului, stabilit de OTS, cu scopul de a detecta oscilațiile cu amortizare insuficientă, respectiv neamortizate;

(5) sistemul de monitorizare a comportamentului dinamic al sistemului trebuie să permită accesul la informații al gestionarului și al ORR. Protocoalele de comunicare pentru datele înregistrate sunt stabilite de comun acord între gestionar, ORR și OTS înainte de alegerea echipamentelor pentru monitorizare.

Art. 75. ORR poate să specifice calitatea parametrilor de măsură furnizați care trebuie respectați de sistemul HVDC, cu condiția să se acorde un preaviz rezonabil.

Art. 76. (1) Informațiile privind echipamentul de înregistrare a defectelor menționat la art. 74, inclusiv canalele analoge și digitale, setările, inclusiv criteriile de declanșare și ratele de eșantionare se stabilesc de comun acord între gestionarul sistemului HVDC, ORR și OTS. ORR stabilește și comunică gestionarului, la faza de proiect tehnic cerințele în ceea ce privește precizia de măsură și protocolul de transmitere a datelor.

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

Art. 77. 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 ORR. Protocoalele de comunicare pentru datele înregistrate sunt stabilite de comun acord între gestionarul sistemului HVDC, ORR și OTS, la faza de proiect tehnic cerințele și se referă la precizia de măsură și protocolul de transmitere a datelor.

Secțiunea a 4-a. Modele de simulare

Art. 78. (1) La solicitarea ORR sau OTS, gestionarul sistemului HVDC sau MGCCC trebuie să furnizeze modele de simulare a funcționării sistemului HVDC sau al MGCCC, după caz, care să reflecte în mod adecvat comportamentul acestora, atât în regim staționar, cât și dinamic, inclusiv pentru fenomene electromagnetice tranzitorii.

(2) Formatul în care trebuie furnizate modelele și documentația privind structura modelelor și schema electrică se stabilește de către ORR în coordonare cu OTS.

Art. 79. 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 c.a.;
- c) modele de rețele c.c.;
- d) reglajul de tensiune și de putere;
- e) elemente speciale de reglaj, rezultate ca fiind necesare, precum funcția de amortizare a oscilațiilor de putere (POD), reglajul amortizării interacțiunilor torsionale subsincrone (ITSS);

- f) reglajul de putere în situația conexiunilor multiple, dacă este cazul;
- g) modele de protecție a sistemului HVDC, astfel cum au fost convenite între OTS și gestionarul sistemului HVDC.

Art. 80. Gestionarul sistemului HVDC verifică modelele în raport cu rezultatele încercărilor de conformitate efectuate în conformitate cu prevederile procedurii de notificare pentru racordarea la rețelele electrice de interes public a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a centralelor electrice formate din module generatoare, care se racordează la rețelele electrice de interes public prin intermediul sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și de verificare a conformității acestora, aprobată prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei și un raport al acestei verificări se trimite OTS. Modelele se utilizează apoi cu scopul de a verifica conformitatea cu cerințele prezentei norme tehnice, inclusiv, dar fără a se limita la acestea, simulările de conformitate, precum și în cadrul studiilor pentru evaluarea continuă în cadrul planificării și operării sistemului.

Art. 81. Un proprietar de sistem HVDC trimite înregistrările sistemului HVDC către ORR sau OTS, pentru a compara răspunsul modelelor cu aceste înregistrări.

Art. 82. 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 din proximitate. Modelul echivalent trebuie să conțină toate datele necesare pentru simularea realistă a interacțiunilor negative de reglaj.

Date tehnice privind sistemele HVDC / stațiile de conversie

Datele tehnice solicitate a fi puse la dispoziție de gestionarul sistemului HVDC, se referă la prevederile prezentei norme tehnice. În temeiul prevederilor procedurii de notificare și conformitate se vor solicita date suplimentare pentru fiecare etapă a procesului de notificare și conformitate.

Gestionarul sistemului HVDC trebuie să pună la dispoziția ORR tipul protecțiilor, modalitatea de racordare la circuitele de tensiune, de curent electric și de declanșare, matricea de acționare a funcțiilor de protecție, stabilite prin proiect, în punctul de racordare.

În funcție de necesitățile privind asigurarea siguranței în funcționare a SEN, ORR și OTS pot solicita gestionarului sistemului HVDC informații suplimentare celor din tabelul următor.

D – date detaliate pentru planificare

S – date de planificare comunicate prin cererea de racordare

R – date validate și completate la punerea în funcțiune a instalației

Descrierea datelor	Unități de măsură	Categoria datelor
Puterea absorbită		
Frecvența:		
Domeniul de frecvență în care sistemul HVDC/stația de conversie HVDC rămâne în funcțiune	Hz	D
Frecvența nominală	Hz	D
Viteza maximă de frecvență pentru care sistemul HVDC/stația de conversie HVDC rămâne în funcțiune	Hz/s	
Timpul de rămânere în funcțiune de domeniul de frecvență	min	D
Tensiune în punctul de racord:		
Tensiune nominală/tensiune contractuală	kV	S, D
Diagrama U-Q/Pmax in punctul de racordare		S, D
Tensiune minimă/maximă la care sistemul HVDC/stația de conversie HVDC rămâne în funcțiune	kV	D
Timpii de rămânere în funcțiune în funcție în domeniile de tensiune	kV	D
Tensiune în circuitul de curent continuu:		
Tensiune nominală	kV	S, D
Tensiune minimă/maximă la care sistemul HVDC/stația de conversie HVDC rămâne în funcțiune	kV	D
Timpii de rămânere în funcțiune în funcție în domeniile de tensiune	kV	D
Sistem de comandă și achiziție de date:		
Calea de comunicație (tip, performanțe tehnice, etc)	Text	D
Comanda la distanță și date transmise	Text	D
Transformatoare de măsurare de curent	A/A	D
Transformatoare de măsurare de tensiune	kV/V	D

Caracteristicile sistemului de măsurare	Text	R
Transformatoare de măsurare - detalii privind certificatele de testare	Text	R
Configurația rețelei:		
Schema de racordare în c.a.	Schemă monofilară	S, D, R
Schema stației în c.c.	Schemă	S, D, R
Impedanța rețelei:		
Impedanțele de secvență pozitivă, negativă și zero	Ω	S, D, R
Curenți de scurtcircuit:		
Curentul maxim de scurtcircuit calculat în punctul de racordare	kA	S, D, R
Curentul minim de scurtcircuit calculat în punctul de racordare	kA	S, D, R
Transformatoarele în punctul de racordare:		
Curba de saturație	Diagramă	R
Date asupra unităților de transformare (număr de ploturi, raport de tensiune, tip comutare ploturi, etc)	Diagramă, text	S, D, R
Date/schema logică RAT pentru transformatoarele cu comutator automat de ploturi sub sarcină		

Date privind convertorul și circuitul de curent continuu		
Tipul convertorului	Descriere tehnică, scheme	
Rezistența liniei/legăturii c.c. cu componentele: <ul style="list-style-type: none"> - rezistența de 0% de menținere a tensiunii c.c. în inverter - rezistența de 50% de a menține tensiunea constantă de c.c. în centrul liniei c.c. - rezistența de 100% pentru a controla tensiunea de c.c. a redresorului 	Ω	
Inductanța liniei / legăturii c.c	mH	
Număr de punți convertor	Număr și schemă de conectare	
Rezistența la comutare - per punte	Ω	
Reactanța la comutare - per punte	Ω	
Schema logică a circuitului de comutație - unghiul de deschidere al tiristoarelor.		
Valoarea minimă a unghiului de comutație (deschidere)	grade	
Valoarea maximă a unghiului de comutație (deschidere)	grade	
Valoarea setată a unghiului de comutație (deschidere)	grade	
Transformatorul integrat		
Raportul nominal al plotului al convertorului-transformator din cc în ca	u.r.	
Numărul de ploturi, plotul maxim/minim		
Valoarea de blocare a plotului (criteriul și parametrul de verificare la blocarea/fixarea pe plot)		
Modul/tipul de reglaj: Blocat , Putere, Curent , tensiune		
Δi (fracție prin care puterea sau curentul în c.c. sunt reduse când inverterul controlează curentul de linie)	u.r.	

Reactanța de comutație Rc,Xc	Ω	
Pierderile totale de putere echivalente în tranzistori și circuite auxiliare	Ω	
Căderile de tensiune în punțile cu tiristoare	V	
Rezistența față de pământ (de punere la pământ în circuitul de comandă al tiristorului)	Ω	
Date pentru studiile de interacțiune zonală		
Date relevante de rețea c.a de racordare <ul style="list-style-type: none"> - Impedanța caracteristică a rețelei, - Date tehnice ale echipamentelor de compensare SVC, STATCOM, filtre - Date tehnice ale centralelor electrice inclusiv modelul lor electric și mecanic (pentru inerție) și tipurile de reglaj – tensiune/putere reactivă - Echivalentul matematic și electric al altor stații de HVDC - Echivalentul matematic și electric al echipamentelor de tip FACTS 		
Tranzienți de supratensiune după defect		
Calculul factorului de interacțiune pe unitate generatoare $UIF_i = \frac{MW_{HVDC}}{MVA_i} \left(1 - \frac{SC_i}{SC_{tot}}\right)^2$ <p>Unde: UIF_i - factorul de interacțiune al unității MW_{HVDC} - capacitatea nominală a sistemului HVDC MVA_i- puterea aparentă a unității SC_i- puterea de scurtcircuit a unității HVDC în punctul de conectare SC_{tot} - puterea totală de scurt circuit în punctul de conectare</p>		

Date tehnice privind MGCCC

Datele tehnice solicitate a fi puse la dispoziție de gestionarul MGCCC, se referă la prevederile prezentei norme tehnice. În temeiul prevederilor procedurii de notificare și conformitate se vor solicita date suplimentare pentru fiecare etapă a procesului de notificare și conformitate.

Gestionarul MGCCC trebuie să pună la dispoziția ORR tipul protecțiilor, modalitatea de racordare la circuitele de tensiune, de curent electric și de declanșare, matricea de acționare a funcțiilor de protecție, stabilite prin proiect, în punctul de racordare.

În funcție de necesitățile privind asigurarea siguranței în funcționare a SEN, ORR și OTS pot solicita gestionarului MGCCC informații suplimentare celor din tabelul următor.

D – date detaliate pentru planificare

S – date de planificare comunicate prin cererea de racordare

R – date validate și completate la punerea în funcțiune a instalației

Descrierea datelor	Unitatea de măsură	Categoria datelor
Punctul de racordare	Text, schemă	S, D, R
Condițiile standard de mediu pentru care au fost determinate datele tehnice	Text	R
Tensiunea nominală în punctul de racordare	kV	S, D, R
Valoarea curentului maxim de scurtcircuit în punctul de racordare:		
- Simetric	kA	D,R
- Nesimetric	kA	D, R
Valoarea curentului minim de scurtcircuit în punctul de racordare:		
- Simetric	kA	D, R
- Nesimetric	kA	D, R
Modulele de generare		
Puterea nominală aparentă	MVA	S, D, R
Factor de putere nominal ($\cos \varphi_n$)		S, D, R
Putere netă	MW	S, D, R
Puterea activă nominală produsă la borne	MW	S, D, R
Puterea activă maximă produsă la borne	MW	S, D, R
Tensiunea nominală la borne	KV	S, D, R
Consumul serviciilor proprii/interne la puterea produsă maximă la borne	MW	S, D,R
Puterea reactivă în regim inductiv maximă la borne	MVAr	S, D, R
Putere reactivă în regim capacitiv maximă la borne	MVAr	S, D, R
Capabilitatea de trecere peste defect LVRT	Diagramă	S, D,R
Raportul de scurtcircuit		D,R
Date modul de generare sincron conectat prin electronică de putere/asincron de tip eolian		
Tipul unității eoliene (cu ax orizontal/vertical)	Descriere	S,R
Diametrul rotorului	m	S,R

Înălțimea axului rotorului	m	S,R
Sistemul de comandă a palelor (pitch/stall)	Text	S,R
Sistemul de comandă a vitezei (fix/cu două viteze/variabil)	Text	S,R
Tipul de generator	Descriere	S,R
CertIFICATE de tip pentru invertoare însoțite de rezultatele testelor efectuate de laboratoare recunoscute pe plan european pentru: variații de frecvență, tensiune și trecere peste defect	certIFICATE	D
Tipul de convertor de frecvență și parametrii nominali (kW)		S,R
Viteza de variație a puterii active	MW/min	P, T
Puterea reactivă	KVAr	S, T
Curentul nominal	A	S, R
Tensiunea nominală	V	S, R
Viteza vântului de pornire	m/s	S, R
Viteza nominală a vântului (corespunzătoare puterii nominale)	m/s	S, R
Viteza vântului de deconectare	m/s	S, R
Variația puterii generate cu viteza vântului	Tabel	S, R
Diagrama P-Q	Date grafice	S. R. P. T
Parametrii de calitate ai MGCCC		
Coeficient de flicker la funcționare continuă)		S, T
Factorul treaptă de flicker pentru operații de comutare)		S, T
Factor de variație a tensiunii		S, T
Număr maxim de operații de comutare la interval de 10 min		S, T
Număr maxim de operații de comutare la interval de 2 ore		S, T
La bara colectoare a modulelor din MGCCC		
Factor total de distorsiune de curent THD _i		S, T
Armonice (până la armonica 50)		S, T
Factor de nesimetrie de secvență negativă		S, T
Capabilitatea din punct de vedere al puterii reactive:		
Putere reactivă în regim inductiv/capacitiv la putere maximă generată	MVAr generat	S, D, R
Putere reactivă în regim inductiv/capacitiv la putere minimă generată	MVAr generat	S, D, R
Putere reactivă în regim inductiv/capacitiv la putere zero generată	MVAr generat	S, D, R