

ORDIN

pentru aprobarea Procedurii privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice și abrogarea alin. (4) al art. 25 din Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 30/2013

Emitent **AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI**

Având în vedere prevederile art. 36 alin. (7) lit. n) și ale art. 70 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, în temeiul prevederilor art. 5 alin. (1) lit. 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, președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei emite următorul ordin:

Articolul 1

Se aprobă Procedura privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice, elaborată de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” - S.A., prevăzută în anexa care face parte integrantă din prezentul ordin.

Articolul 2

Operatorii economici care dețin centrale electrice eoliene și fotovoltaice, puse în funcțiune până la data aprobării prezentului ordin, sunt obligați să obțină certificatul de conformitate tehnică potrivit prevederilor procedurii prevăzute la art. 1, până la data de 30 iunie 2014.

Articolul 3

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” - S.A., operatorii de distribuție concesionari și operatorii economici care dețin centrale electrice eoliene și fotovoltaice duc la îndeplinire prevederile prezentului ordin, iar departamentele de specialitate din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei urmăresc respectarea acestora.

Articolul 4

Nerespectarea prevederilor prezentului ordin se sancționează conform Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

Articolul 5

La data intrării în vigoare a prezentului ordin, alineatul (4) al articolului 25 din Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 30/2013, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 312 din 30 mai 2013, se abrogă.

Articolul 6

Prezentul ordin se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I.

Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei,

Niculae Havrileț

București, 23 octombrie 2013.

Nr. 74.

ANEXĂ

PROCEDURA

privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice

Capitolul I

Scop

1.1. Procedura stabilește criteriile, modul de desfășurare și etapele procesului de punere sub tensiune pentru perioada de probe a unei centrale electrice eoliene sau fotovoltaice și ale procesului de certificare/verificare a conformității centralei electrice eoliene sau fotovoltaice cu cerințele normelor tehnice de conectare la rețele de interes public.

1.2. În procedură sunt prezentate: etapele, documentele, testele și verificările necesar a fi urmate pentru demonstrarea conformității centralelor electrice eoliene sau fotovoltaice cu cerințele tehnice de conectare la rețele de interes public, în vederea acordării acceptului pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe, a funcționării centralei în perioada de probă și

a certificării conformității tehnice la sfârșitul perioadei de probă.

Capitolul II

Domeniu de aplicare

2.1. Procedura se aplică de către operatorul de transport și de sistem - Dispecerul energetic național (DEN), operatorii de rețea (OR) și solicitanți.

2.2. Certificarea conformității cu cerințele tehnice de conectare la SEN confirmă respectarea de către:

a) CEE racordate în RET/RED a cerințelor Normei tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2009, cu modificările și completările ulterioare;

b) CEF racordate în RET/RED a cerințelor Normei tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 30/2013.

2.3. Certificarea conformității este o condiție pentru centralele electrice și grupurile generatoare ce utilizează surse regenerabile de energie în obținerea licenței, a acreditărilor emise de ANRE și a certificatului de racordare.

2.4. Prezenta procedură se aplică pentru centrale electrice eoliene și fotovoltaice, cu puteri instalate mai mari de 1 MW.

2.5. Procedura tratează următoarele faze ale procesului de certificare a conformității tehnice:

2.5.1. Verificarea îndeplinirii cerințelor pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe;

2.5.2. Punerea sub tensiune pentru perioada de probe și funcționarea pe durata perioadei de probă a CEE și CEF;

2.5.3. Emiterea certificatului de conformitate cu cerințele din normele tehnice de conectare la rețelele de interes public (NT 51 și NT 30).

Capitolul III

Definiții și abrevieri

3.1. Termenii utilizați în prezenta procedură sunt definiți în [Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012](#), Codul tehnic al rețelei electrice de transport, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 20/2004, cu modificările ulterioare, în Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2009, cu modificările și completările ulterioare, și în Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 30/2013.

3.2. În prezenta procedură se folosesc următoarele abrevieri:

ANRE - Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei;

ATR - aviz tehnic de racordare;

CEE - centrală electrică eoliană;

CEED - centrală electrică eoliană dispecerizabilă, cu o putere instalată mai mare de 5 MW;

CEEND - centrală electrică eoliană nedispacerizabilă, cu o putere instalată mai mică sau egală cu 5 MW;

CEF - centrală electrică fotovoltaică (sinonim: centrală fotoelectrică);

CEFD - centrală electrică fotovoltaică dispecerizabilă, cu puterea instalată mai mare de 5 MW;

CEFND - centrală electrică fotovoltaică nedispacerizabilă, cu puterea instalată mai mică sau egală cu 5 MW;

CDC - certificat de conformitate tehnică;

Cod RED - Codul tehnic al rețelei electrice de distribuție;

Cod RET - Codul tehnic al rețelei electrice de transport;

Cod comercial - Codul comercial al pieței angro de energie electrică;

CTES - Consiliul tehnico-economic și științific;

DEN - Dispecerul energetic național - divizie în cadrul OTS;

DEC - Dispecerul energetic central;

EMS - Sistem de management al energiei;

FO, FO-OPGW - fibră optică;

GGE - grup generator eolian;

LEA - linie electrică aeriană;

LES - linie electrică subterană;

LVRT - Low Voltage Ride Through (trecere peste defect cu nivel minim de tensiune);

NT 51 - Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele de interes public pentru centralele electrice eoliene”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2009, cu modificările și completările ulterioare;

NT 30 - Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 30/2013;
OD - operator de distribuție;
OR - operator de rețea; operatorul de rețea poate fi operatorul de transport și de sistem sau operatorul de distribuție concesionar;
OTS - operator de transport și de sistem - Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” - S.A. (Transelectrica);
PCC - punct comun de cuplare;
Pi - putere instalată;
PIF - punere în funcțiune;
PSL - Power Standard Lab;
RAR - reanclanșare automată rapidă;
RED - rețea electrică de distribuție;
RET - rețea electrică de transport;
SCADA - Sistem informatic de monitorizare, comandă și achiziție de date a unui proces tehnologic sau instalații;
SCADA/EMS - Supervisory Control and Data Acquisition/ Energy Management System;
SCADA/DMS - Supervisory Control and Data Acquisition/ Distribution Management System;
SEN - Sistemul energetic național;
STC - Condiții standard de test (Standard Test Condition) - radianța de 1000 W/m^2 , masa atmosferică $AM = 1,5$ și temperatura celulei fotovoltaice 25°C ;
THD - Total Harmonic Distortion Factor (factor total de distorsiune armonică);
ZVRT - Zero Voltage Ride Through (trecere peste defect cu nivel zero de tensiune).

Capitolul IV

Documente de referință

- 4.1. [Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012](#);
- 4.2. Codul tehnic al rețelei electrice de transport, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 20/2004, cu modificările ulterioare;
- 4.3. Codul tehnic al rețelei electrice de distribuție, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 128/2008;
- 4.4. Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2009, cu modificările și completările ulterioare;
- 4.5. Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 30/2013;
- 4.6. Codul de măsurare a energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 17/2002;
- 4.7. Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public în vigoare;
- 4.8. Regulamentul privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 129/2008;
- 4.9. Metodologia pentru emiterea avizelor de amplasament de către operatorii de rețea, aprobată prin [Ordinul președintelui ANRE nr. 48/2008](#), cu modificările ulterioare;
- 4.10. Norma tehnică privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice - revizia I, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 4/2007, cu modificările și completările ulterioare;
- 4.11. Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 17/2007;
- 4.12. Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 28/2007;
- 4.13. Regulamentul general de manevre în instalațiile electrice de medie și înaltă tensiune - NTE 009/10/00 - RGM/2010.

Capitolul V

Responsabilități

5.1. Responsabilitățile solicitantului

Solicitantul este titularul autorizației de înființare a CEE/CEF sau titularul unei licențe de exploatare comercială a CEE/CEF puse în funcțiune înainte de aprobarea prezentei proceduri.

a) Întocmește documentația tehnică conform anexei nr. 1 (pentru CEE), respectiv a anexei nr. 2 (pentru CEF), în funcție de tipul centralei electrice.

b) Depune solicitarea pentru punerea sub tensiune pe perioada de probe, însoțită de

documentația tehnică, și specifică termenul planificat pentru punerea în funcțiune:

- la DEN, pentru centralele electrice cu puteri instalate mai mari sau egale cu 10 MW;
- la OR care a emis avizul tehnic de racordare a CEE/CEF sau a rețelei altui deținător de rețea electrică de distribuție la care se racordează CEE/CEF, pentru centralele electrice cu puteri instalate mai mici de 10 MW.

e) Efectuează, prin societăți atestate de tip A, testele de verificare a performanțelor din punctul de vedere al conformității tehnice cu cerințele de conectare a centralei electrice la rețelele de interes public, conform procedurilor din anexa nr. 4 (CEE) și anexa nr. 5 (CEF), în funcție de tipul centralei.

d) Depune rezultatele testelor preliminare și finale la DEN în cazul centralelor electrice cu puteri instalate mai mari de 5 MW și la OR pentru centralele electrice cu puteri instalate mai mici sau egale cu 5 MW.

e) Depune solicitarea pentru obținerea certificatului de conformitate tehnică, după caz: la DEN pentru centralele electrice cu puteri instalate mai mari de 5 MW, respectiv la OR pentru centralele electrice cu puteri instalate mai mici sau egale cu 5 MW. Modelele solicitărilor enumerate sunt prezentate în anexele nr. 6 și 7.

f) Încheie pentru perioada de probe a convenției de exploatare și, după caz, a contractului/contractelor pentru transportul, distribuția sau furnizarea energiei electrice, cu respectarea normelor în vigoare.

5.2. Responsabilitățile DEN

a) Analizează documentația tehnică prezentată de solicitant sau transmisă de către OR.

b) Pe baza conformității documentației transmise cu cerințele normelor tehnice și a Codului RET în vigoare, transmite solicitantului și, după caz, OR, acordul de punere sub tensiune.

c) Postează pe website-ul Transelectrica programul de eșalonare în timp a punerii în funcțiune a centralelor electrice dispecerizabile ($P_i > 5$ MW) la adresa <http://www.transelectrica.ro/Transparenta/centraleprobe.php>

d) Analizează documentația conținând rezultatele probelor preliminare de verificare a conformității tehnice cu cerințele normelor tehnice în vigoare și ale probelor finale.

e) Participă la efectuarea probelor finale pentru toate centralele electrice dispecerizabile cu puteri mai mari de 10 MW și analizează rezultatele testelor finale efectuate de către centralele electrice dispecerizabile cu puteri mai mari de 5 MW și mai mici de 10 MW, realizate în prezența reprezentanților OR.

f) Emite certificatul de conformitate tehnică pentru îndeplinirea cerințelor de conectare (funcționare) la SEN pentru centralele electrice dispecerizabile cu puteri mai mari de 5 MW.

g) Asigură transparența asupra situației centralelor electrice dispecerizabile cu puteri instalate mai mari de 5 MW, aflate în probe (notificate ca funcționare provizorie), pe website-ul Transelectrica, la adresa <http://www.transelectrica.ro/Transparenta/centraleprobe.php>

h) Asigură transparența asupra situației emiterii de certificate de conformitate a centralelor electrice dispecerizabile cu cerințele tehnice de conectare la SEN, pe website-ul Transelectrica, la adresa <http://www.transelectrica.ro/Transparenta/centraleprobe.php>

5.3. Responsabilitățile OR

a) Analizează documentația tehnică prezentată de solicitant pentru centralele electrice cu puteri instalate mai mici sau egale cu 10 MW, care se racordează la rețeaua proprie.

b) Transmite la DEN solicitarea în vederea obținerii acordului pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe a centralei electrice, în termen de 10 zile lucrătoare de la depunerea documentației complete, conform anexelor nr. 1 și 2, pentru centralele electrice eoliene și fotovoltaice cu puteri instalate cuprinse între 5 și 10 MW inclusiv, care se racordează la rețeaua proprie OR.

c) Informează DEN asupra depunerii de către solicitant a documentației tehnice pentru centrale electrice eoliene sau fotovoltaice nedispecerizabile, cu puteri instalate mai mici de 5 MW și mai mari de 1 MW, în termen de 5 zile lucrătoare de la depunere, informând și asupra datei la care solicitantul dorește punerea sub tensiune pentru perioada de probă a centralei electrice. OR transmite la DEN datele tehnice pe care acesta le solicită. OR solicită la DEN un punct de vedere privind conformitatea pe tip de invertor și GGE.

d) Transmite solicitantului acceptul de punere sub tensiune pentru perioada de probe a instalațiilor centralei electrice; în situația centralelor cu putere mai mare de 5 MW, acceptul se transmite solicitantului în baza acordului DEN numai după primirea acestuia.

e) Analizează documentația conținând rezultatele probelor preliminare și ale probelor finale efectuate de centralele electrice cu puteri instalate conform ATR mai mici sau egale cu 10 MW.

- f)** Participă la efectuarea probelor finale pentru centralele electrice eoliene și fotovoltaice cu puteri instalate mai mici de 10 MW puse în funcțiune conform etapei de dezvoltare menționate în ATR.
- g)** Eliberează certificatul de conformitate tehnică pentru îndeplinirea cerințelor de conectare la rețele de interes public pentru centralele electrice eoliene și fotovoltaice cu puteri instalate mai mici sau egale cu 5 MW și mai mari sau egale cu 1 MW, conform etapei de dezvoltare menționate în ATR.
- h)** Asigură transparența procesului de certificare a conformității tehnice pe website-ul propriu și transmite la DEN situația certificatelor de conformitate emise.

Capitolul VI

Modul de lucru

6.1. Punerea sub tensiune pe perioada de probe a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice

6.1.1. Punerea sub tensiune pentru perioada de probe a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice are loc numai după primirea acceptului de punere sub tensiune, eliberat după caz, de către:

- a)** DEN pentru centrale electrice cu $P_i > 5$ MW;
- b)** OR pentru centrale electrice nedispecerizabile ($P_i \leq 5$ MW și $P_i \geq 1$ MW).

6.1.2. Punerea sub tensiune a centralei electrice eoliene sau fotovoltaice se referă strict la instalațiile de producere a energiei electrice (GGE, invertoare) și la mijloacele de compensare auxiliare, dacă este cazul, montate pentru asigurarea cerințelor privind puterea reactivă necesar a fi produsă/compensată de către acestea (CEE și CEF).

6.1.3. Procesul de acordare a acceptului de punere sub tensiune pentru perioada de probe a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice este prezentat în anexele nr. 10, 11 și 12 și conține etapele:

- a)** depunerea documentației tehnice a CEE, respectiv CEF;
- b)** analiza documentației;
- c)** depunerea documentelor care atestă realizarea lucrărilor premergătoare punerii sub tensiune și a solicitării pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe;
- d)** încheierea pentru perioada de probe a convenției de exploatare și, după caz, a contractului/contractelor pentru transportul, distribuția sau furnizarea energiei electrice, cu respectarea normelor în vigoare;
- e)** acordarea acceptului pentru punerea sub tensiune a centralei electrice.

6.1.4. Depunerea documentației tehnice a CEE, respectiv CEF:

6.1.4.1. Solicitantul transmite documentația tehnică prevăzută în anexa nr. 1 (CEE) sau anexa nr. 2 (CEF):

- a)** la DEN, cu 6 luni înainte de data previzionată pentru punerea în funcțiune, pentru centrale electrice mai mari de 10 MW;
- b)** la OR la care se racordează, cu 3 luni înainte de data previzionată pentru punerea în funcțiune, pentru centrale electrice cu puteri cuprinse între 1 și 10 MW inclusiv.

6.1.5. Analiza documentației tehnice

6.1.5.1. În termen de 30 de zile calendaristice de la primirea documentației, DEN analizează documentația pentru centralele electrice cu puteri mai mari de 10 MW, întocmită conform anexei nr. 1, respectiv anexei nr. 2, precum și documentația invertoarelor, respectiv a grupurilor generatoare eoliene. DEN solicită completarea documentației, dacă este cazul, și răspunde în scris solicitantului și spre știința OR aferent privind conformitatea documentației tehnice.

6.1.5.2. În termen de 5 zile lucrătoare de la primirea documentației, OR analizează documentația pentru centralele electrice cu puteri mai mari de 5 MW și mai mici de 10 MW inclusiv, întocmită conform anexei nr. 1, respectiv anexei nr. 2, solicită completarea documentației, dacă este cazul, și transmite documentația completă la DEN.

6.1.5.3. În termen de 20 de zile calendaristice de la primirea documentației, DEN analizează documentația primită de la OR pentru centralele electrice cu puteri mai mari de 5 MW și mai mici de 10 MW inclusiv, documentația invertoarelor, a grupurilor generatoare eoliene, solicită completarea documentației, dacă este cazul, și răspunde în scris solicitantului și spre știința OR aferent privind conformitatea documentației tehnice.

6.1.5.4. În termen de 20 de zile calendaristice de la primirea documentației, OR analizează documentația pentru centralele electrice cu puteri mai mici de 5 MW, solicită completarea acesteia, dacă este cazul, și poate solicita informații la DEN privind conformitatea documentației tehnice a grupurilor generatoare eoliene sau a invertoarelor.

6.1.6. Depunerea documentelor care atestă realizarea lucrărilor premergătoare punerii sub

tensiune și a solicitării pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe

6.1.6.1. Pentru centrale electrice cu puteri instalate mai mari de 10 MW, solicitantul depune la DEN, cu cel puțin 10 zile lucrătoare înainte de data solicitării punerii sub tensiune a centralei electrice eoliene sau fotovoltaice, următoarele documente:

- a) solicitarea pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe, conform anexei nr. 6;
- b) documentele care atestă realizarea legăturii de comunicație (cel puțin una din cele două căi redundante) între centrala electrică și rețeaua de comunicație - fibra optică - a OTS;
- c) documentele care atestă integrarea centralei electrice în sistemul EMS-SCADA al OTS;
- d) documente care atestă integrarea centralei electrice în sistemul de prognoză al OTS;
- e) programul de punere în funcțiune a centralei electrice propus, în ordinea de punere în funcțiune a GGE, respectiv a invertoarelor, până la puterea aprobată prin ATR corespunzătoare etapei specificate în ATR (dacă este cazul). OTS are obligația de a publica pe website-ul propriu acest program;
- f) datele solicitate în anexa nr. 3, denumirea centrului de dispecer la care urmează a fi arondată centrala electrică și persoanele responsabile din punct de vedere operativ după punerea sub tensiune a centralei electrice;
- g) pentru centralele electrice care se racordează în stațiile de transformare aparținând OTS - documente care atestă integrarea analizorului de calitate a energiei electrice montat, în sistemul de monitorizare a calității energiei electrice aparținând OTS, după caz.

6.1.6.2. Pentru centrale electrice cu puteri instalate mai mari de 5 MW și mai mici de 10 MW inclusiv, solicitantul depune la operatorul de rețea, cu cel puțin 10 zile lucrătoare înainte de data solicitării punerii sub tensiune a centralei electrice eoliene sau fotovoltaice, următoarele documente:

- a) solicitarea pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe conform anexei nr. 6;
- b) documentele care atestă realizarea implementării soluției de agregare și integrare în EMS-SCADA al OTS convenită cu aceasta;
- c) documentele care atestă integrarea în sistemele DMS-SCADA ale OD și în EMS-SCADA aparținând OTS pe una din căile menționate la litera b);
- d) documente care atestă integrarea centralei electrice în sistemul de prognoză al OTS;
- e) programul de punere în funcțiune a centralei electrice propus, în ordinea de punere în funcțiune a GGE, respectiv a invertoarelor, până la puterea aprobată prin ATR corespunzătoare etapei specificate în ATR (dacă este cazul). OTS are obligația de a publica pe website-ul propriu acest program;
- f) centrul de dispecer la care urmează a fi arondată centrala electrică și persoanele responsabile din punct de vedere operativ după punerea sub tensiune.

6.1.6.3. În termen de 5 zile lucrătoare de la primirea documentației, OR analizează dacă documentația primită pentru centralele electrice cu puteri mai mari de 5 MW și mai mici de 10 MW inclusiv este completă, conform cerințelor de la pct. 6.1.6.2, solicită completarea documentației, dacă este cazul, și transmite documentația completă la OTS.

6.1.6.4. Pentru centrale electrice cu puteri instalate mai mari de 1 MW și mai mici de 5 MW inclusiv, solicitantul depune la OR, cu cel puțin 10 zile lucrătoare înainte de data solicitării punerii sub tensiune a centralei electrice eoliene sau fotovoltaice, următoarele documente:

- a) solicitarea pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe, conform anexei nr. 6;
- b) documentele care atestă realizarea legăturii de comunicație cu DMS-SCADA (o cale de comunicație);
- c) documentele care atestă integrarea în sistemele DMS-SCADA ale OD. Integrarea se referă cel puțin la integrarea măsurilor P (putere activă) și Q (putere reactivă);
- d) programul de punere în funcțiune a centralei electrice, de exemplu: grupuri generatoare, GGE, invertoare, ca succesiune în timp, până la puterea aprobată prin ATR corespunzătoare etapei specificate în ATR (dacă este cazul).

6.1.7. Acceptul pentru punerea sub tensiune a centralei electrice eoliene sau fotovoltaice pentru perioada de probe

6.1.7.1. În termen de 5 zile lucrătoare de la primirea documentației tehnice complete și conforme prevăzute la pct. 6.1.4.1 (anexa nr. 1, respectiv anexa nr. 2) și a documentelor specificate la pct. 6.1.6.1, respectiv 6.1.6.2, DEN transmite solicitantului și, dacă este cazul, OR acceptul pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe.

6.1.7.2. În termen de 5 zile lucrătoare de la primirea documentației tehnice complete, precum și a documentelor specificate la pct. 6.1.6.4 și pct. 6.1.3 lit. d), OR transmite solicitantului acceptul pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe.

6.1.7.3. Acceptul prevăzut la pct. 6.1.7.1 se emite numai dacă sunt îndeplinite în totalitate următoarele cerințe:

a) sunt instalate protecțiile solicitate prin ATR și reglajele sunt setate la valorile dispuse de către DEN/OD (art. 13 din NT 51), confirmate prin buletine de probe;

b) este dovedită conformitatea elementelor de generare (GGE, invertoare, grupuri generatoare etc.) ce urmează a fi puse în funcțiune cu cerințele normelor tehnice în vigoare, prin certificate de verificare recunoscute pe plan european;

c) sunt îndeplinite și sunt transmise la DEN datele solicitate la pct. 6.1.6.1 și 6.1.6.2, precum și la pct. 6.1.4.1 lit. a) și pct. 6.1.4.1. lit. b), după caz;

d) perioada de punere în funcțiune a centralei electrice, conform programului transmis, inclusiv perioada de efectuare a probelor preliminare se încadrează în perioada de valabilitate a autorizației de înființare acordate de ANRE.

6.1.7.4. DEN emite „Ordinul de investiție cu atributele autorității de conducere prin dispecer” pentru instalațiile aferente, care va fi transmis, după caz, către DET, DED, dispecer producător.

6.1.7.5. În cazul în care răspunsul DEN la solicitarea de punere sub tensiune a CEE/CEF cu puteri mai mari de 5 MW este negativ, DEN transmite solicitantului și spre știință OR, în termen de 5 zile lucrătoare, o listă a neconformităților, precum și amânarea termenului de punere în funcțiune a centralei electrice eoliene sau fotovoltaice până la eliminarea acestora.

6.1.7.6. Dacă răspunsul emis de DEN la solicitarea de punere sub tensiune a centralei electrice cu putere mai mare de 5 MW este afirmativ, echipamentele sunt puse sub tensiune în conformitate cu programul întocmit de către DEC/DET/DED (după caz) împreună cu solicitantul.

6.1.7.7. În termen de 5 zile lucrătoare de la primirea integrală a documentelor specificate la pct. 6.1.6.4, OR transmite solicitantului acceptul de punere sub tensiune a CEE și CEF.

6.1.7.8. În cazul în care răspunsul OR la solicitarea de punere sub tensiune a CEF/CEE cu putere instalată între 1 MW și 5 MW inclusiv este negativ, OR transmite solicitantului, în termen de 5 zile lucrătoare, o listă a neconformităților, precum și amânarea termenului de punere în funcțiune a CEE sau CEF până la eliminarea acestora.

6.1.7.9. Dacă răspunsul emis de OR la solicitarea de punere sub tensiune a CEF/CEE cu putere instalată între 1 MW și 5 MW inclusiv este afirmativ, echipamentele sunt puse sub tensiune în conformitate cu programul întocmit de către DET/DED (după caz) împreună cu solicitantul.

6.1.7.10. Operatorul de rețea pune sub tensiune CEE/CEF în termen de 5 zile lucrătoare de la emiterea acceptului pentru punerea sub tensiune.

6.2. Funcționarea pe perioada de probe

6.2.1. Funcționarea pe perioada de probe reprezintă perioada în care se realizează punerea în funcțiune a echipamentelor de generare, completarea necesarului de echipamente auxiliare (pentru asigurarea necesarului de putere reactivă dacă este cazul, instalații de reglaj de tensiune în PCC etc.) și reglarea echipamentelor componente în scopul de a le aduce la performanțele tehnice solicitate în cerințele de racordare. Perioada de probe se încheie la momentul obținerii certificatului de conformitate tehnică și a certificatului de racordare.

6.2.2. Funcționarea pe perioada de probe dă posibilitatea funcționării și utilizării rețelei în care echipamentele de generare debitează pentru o perioadă limitată de timp, conform reglementărilor în vigoare.

6.2.3. Pe perioada funcționării pe perioada de probe, centrala electrică răspunde ordinelor de dispecer conform celor menționate în anexa nr. 3, prin:

a) deconectare/conectare;

b) modificarea puterii active produse la valoarea dispusă de către dispecer;

c) modificarea puterii reactive injectate/absorbite din rețea la valoarea dispusă de către dispecer.

6.2.4. Probele preliminare pentru verificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice

6.2.4.1. Probele preliminare se efectuează conform prevederilor cuprinse în anexele nr. 4 și 5.

6.2.4.2. Probele preliminare se efectuează după ce a fost pusă în funcțiune cel puțin 90% din puterea instalată prevăzută în ATR pentru fiecare dintre etapele de punere în funcțiune, dacă este cazul.

6.2.4.3. Probele preliminare se efectuează de către o terță parte (societate atestată de tip A), fără participarea reprezentantului DEN/OR (după caz).

6.2.4.4. Documentația completă conținând rezultatele probelor preliminare se transmite la DEN, pentru CEE și CEF cu puteri mai mari de 5 MW.

6.2.4.5. În termen de 15 zile calendaristice DEN analizează documentația cu rezultatele testelor și solicită completări, dacă este cazul.

6.2.4.6. DEN transmite în scris solicitantului eventualele neconformități și stabilește termene de eliminare a acestora.

6.2.4.7. După eliminarea neconformităților, solicitantul cere aprobarea de efectuare a probelor finale de verificare a conformității centralei electrice.

6.2.5. Probele finale pentru verificarea conformității tehnice cu cerințele de conectare ale centralei electrice

6.2.5.1. Pentru centralele electrice cu putere mai mare de 10 MW, solicitantul stabilește cu DEN, cu informarea OR, iar pentru centralele electrice cu putere mai mare de 1 MW și mai mici sau egale cu 10 MW, solicitantul stabilește cu OR o perioadă de efectuare a probelor finale de verificare a conformității, perioadă condiționată de existența condițiilor de funcționare la o putere disponibilă de minimum 60% din puterea instalată aprobată prin ATR pentru etapa de punere în funcțiune (după caz).

6.2.5.2. Pentru centralele electrice cu putere mai mare de 10 MW, solicitantul transmite invitația de participare la probele finale la DEN, iar pentru centralele electrice cu putere mai mică sau egală cu 10 MW solicitantul transmite invitația de participare la probele finale la OR aferent.

6.2.5.3. În termen de 3 zile lucrătoare de la primirea invitației precizate la pct. 6.2.5.2, operatorul de rețea și DEN au obligația de a răspunde solicitantului.

6.2.5.4. Probele finale se efectuează conform prevederilor din anexele nr. 4 și 5.

6.2.5.5. Pentru centralele electrice a căror putere instalată totală este prevăzută în ATR a se realiza în mod etapizat se vor efectua probe preliminare și finale pentru puterea instalată corespunzătoare fiecărei etape.

6.2.5.6. După efectuarea probelor finale de punere în funcțiune a centralei electrice, solicitantul, executantul probelor, DEN și OR (după caz) întocmesc o minută cu referire la neconformitățile semnalate în timpul probelor finale, completările reglajelor existente la nivelul centralei electrice și valorile parametrilor setabili din buclele de reglaj, precum și modul de funcționare a centralei electrice la sfârșitul perioadei de probe.

6.2.5.7. Solicitantul transmite documentația completă conținând rezultatele probelor finale la DEN și OR (după caz).

6.3. Acordarea certificatului de conformitate tehnică CEE și CEF

6.3.1. Pentru centralele electrice dispecerizabile, solicitantul transmite la DEN cererea de emitere a certificatului de conformitate, conform anexei nr. 7, însoțită de următoarele documente:

- a) confirmarea setărilor protecțiilor la finalul etapei de punere în funcțiune pentru centralele electrice dispecerizabile cu puteri mai mari de 10 MW;
- b) rezultatele probelor finale, inclusiv minuta întocmită la efectuarea acestora;
- c) minuta întocmită în urma probelor se transmite și la OR;
- d) confirmarea eliminării neconformităților și a realizării dispozițiilor de parametrizare a buclelor de reglaj menționate în minuta întocmită la efectuarea probelor finale;
- e) existența și funcționarea unui centru de dispecer de la care pot fi transmise consemne de putere activă și de putere reactivă pentru centrale electrice dispecerizabile cu puteri între 5 și 10 MW inclusiv și consemne de putere activă, reactivă și tensiune, precum și alegere de regimuri reglaj putere reactivă sau tensiune, respectiv funcționare după curba putere-frecvență, pentru centralele electrice cu puteri mai mari de 10 MW racordate în rețeaua OD;
- f) integrarea consemnelor schimbate cu EMS-SCADA în reglajele locale ale centralelor electrice dispecerizabile cu puteri mai mari de 10 MW;
- g) punerea în funcțiune și integrarea mijloacelor de compensare adiționale în buclele de reglaj putere reactivă și tensiune pentru CEED/CEFD cu puteri mai mari de 10 MW, respectiv în bucla de reglaj de putere reactivă pentru CEF cu puteri mai mari de 5 MW și mai mici de 10 MW inclusiv;
- h) enumerarea și respectarea măsurilor pentru evitarea funcționării în insulă.

6.3.2. Pentru CEEND/CEFND, solicitantul transmite la OR o cerere prin care solicită emiterea certificatului de conformitate, conform anexei nr. 7, însoțită de următoarele documente:

- a) înregistrări ale calității energiei conform standardului SREN50160 (prin măsurători temporare/permanente), care atestă încadrarea în limitele standardului;
- b) respectarea setărilor protecțiilor dispuse de OD;
- c) integrarea în DMS-SCADA;
- d) pentru CEEND și CEFND verificarea conformității tehnice a grupurilor generatoare eoliene respectiv a invertoarelor, pe baza certificatelor de verificare transmise (anexa nr. 1 și anexa nr. 2);
- e) enumerarea măsurilor luate și respectarea lor pentru evitarea funcționării în insulă;
- f) rezultatele testelor de verificare realizate conform prezentei proceduri și, dacă este cazul, rezultatele testelor suplimentare solicitate de OR.

6.3.3. DEN emite CDC cu cerințele tehnice de conectare la rețelele de interes public, pentru CEED/CEFD racordată în RET/RED dacă sunt realizate următoarele:

- a) rezultatele probelor finale dovedesc conformitatea cu cerințele tehnice;
- b) calitatea energiei electrice monitorizată cel puțin 2 săptămâni, pe parcursul testelor, se încadrează în limitele standardului de calitate;
- c) după caz, există mijloace de compensare a puterii reactive și acestea sunt integrate în buclele de reglaj aferente;
- d) consemnele transmise de DEN prin sistemul EMS-SCADA sunt recepționate și sunt integrate în sistemele proprii de reglaj ale CEED/CEFD cu putere mai mare de 10 MW;
- e) integrarea în sistemul de prognoză al DEN;
- f) analizorul de calitate a energiei electrice produse de CEED/CEFD racordate în RET este integrat în sistemul OTS de monitorizare a calității energiei electrice;
- g) sunt asigurate două căi de comunicație redundante cu sistemul de comunicație al OTS, dintre care calea principală este asigurată prin fibră optică pentru centralele electrice cu puteri mai mari de 10 MW;
- h) conformitatea GGE și a invertoarelor componente este dovedită prin certificate de conformitate de tip emise de laboratoare europene recunoscute internațional.

6.3.4. În situația respectării tuturor cerințelor de la pct. 6.3.3., se acordă certificare de conformitate tehnică în condiții definitive.

6.3.5. Pentru capacitățile de generare a căror putere instalată totală este prevăzută în ATR a se realiza în mod etapizat, se acordă certificare pentru fiecare etapă de dezvoltare prevăzută în ATR.

6.3.6. Solicitantul este obligat să respecte Regulamentul pentru conducerea prin dispecer a Sistemului electroenergetic național și Regulamentul general de manevre în instalațiile electrice de medie și înaltă tensiune, aprobate prin ordin al președintelui ANRE.

6.3.7. Pentru CEED/CEFD cu puteri instalate mai mari de 10 MW, DEC (centrul de dispecer cu autoritate de decizie) emite „Ordinul de investiție cu atributele autorității de conducere prin dispecer” pentru instalațiile aferente.

6.3.8. Pentru CEED/CEFD cu puteri instalate cuprinse între 5 MW și 10 MW, DET (centrul de dispecer cu autoritate de decizie) emite „Ordinul de investiție cu atributele autorității de conducere prin dispecer” pentru instalațiile aferente.

6.3.9. Pentru CEEND/CEFND, DED (centrul de dispecer cu autoritate de decizie) emite „Ordinul de investiție cu atributele autorității de conducere prin dispecer” pentru instalațiile aferente.

6.3.10. Certificatul de conformitate pentru CEEND/CEFND se emite de către operatorul de rețea aferent.

6.3.11. În situații excepționale, pentru CEE respectiv CEF cu puteri instalate mai mari de 5 MW se poate acorda CDC în condiții temporare, dar nu mai mult de 6 luni și numai în situația existenței unei singure neconformități.

6.3.12. În situația încălcării repetate a dispozițiilor de dispecer, a limitelor reglementate privind parametrii calității energiei electrice, a realizării performanțelor de funcționare determinate la teste, a lipsei datelor de măsură sau a preluării consemnelor, OTS/OR anunță ANRE cu privire la încălcarea de către solicitanții la piață a reglementărilor tehnice emise de ANRE.

Capitolul VII

Rapoarte și înregistrări

7.1. Cererea de solicitare a certificării conformității, împreună cu documentația tehnică anexată, se păstrează de către DEN.

7.2. Toată documentația tehnică, înregistrările probelor preliminare și finale și alte documente solicitate se păstrează la DEN. Acestea pot fi puse la dispoziția OR la cerere.

7.3. Exemplarul original al certificatului de conformitate (a cărui machetă se găsește în anexa nr. 8) se înmânează solicitantului. O copie a certificatului de conformitate se transmite la ANRE. Emitentul păstrează o copie a acestui certificat.

7.4. OTS asigură transparența datelor privind CEED și CEFD aflate în probe (pe website-ul <http://www.transelectrica.ro/Transparenta/centraleprobe.php>) și situația certificatelor de conformitate emise (conform machetei din anexa nr. 8) pe website-ul [http://www.transelectrica.ro/Transparenta/functionare/Certificareaconformitatii cu NT51 a CEED](http://www.transelectrica.ro/Transparenta/functionare/Certificareaconformitatii%20cu%20NT51%20a%20CEED) Documentul va cuprinde: data efectuării testelor preliminare, neconformitățile existente, data efectuării testelor finale și tipul certificării tehnice acordate.

7.5. Sinteza procesului de acordare a conformității tehnice a CEE și CEF este prezentată în anexa nr. 9.

Capitolul VIII

Dispoziții finale

8.1. Operatorii economici care efectuează teste de conformitate solicită atestare la ANRE în termen de 6 luni de la intrarea în vigoare a prezentei proceduri. Până la această dată, pot efectua probe, conform prezentei proceduri, operatorii economici acceptați de OTS, conform procedurii „Acceptarea furnizorilor de produse/servicii/lucrări”, cod TEL - 04.08.

8.2. Anexele nr. 1-12 fac parte integrantă din prezenta procedură.

ANEXA Nr. 1

la procedură

DATE TEHNICE

necesar a fi transmise pentru centralele electrice eoliene (CEE)

Capitolul I

Date tehnice necesar a fi transmise pentru CEE dispecerizabile cu puteri instalate mai mari de 10 MW

Solicitanții depun la OTS, cu 6 luni înainte de punerea sub tensiune, următoarea documentație:

1. copia ATR și copia contractului de racordare;
2. autorizația de înființare acordată de ANRE;
3. proiectul tehnic al CEE, din care să rezulte: lungimile și caracteristicile tehnice ale cablurilor și ale racordului la stația/celula aparținând OD sau OTS, modul de conectare a GGE și a instalațiilor auxiliare, precum și schema electrică monofilară a stației și a centralei (conform anexei nr. 1.1);
4. schemele de reglare (în detaliu) putere activă, putere reactivă, tensiune, la nivelul CEE, în scopul evidențierii modului în care:
 - este preluată măsura de frecvență pentru implementarea curbei P-f;
 - este implementată relația frecvență - putere activă conform art. 10 din NT 51;
 - consemnele de P (putere activă), Q (putere reactivă), U (tensiune), inclusiv selectarea regimurilor de funcționare la nivelul CEE putere reactivă/tensiune, sunt preluate de la DEC/centrul de dispecer;
 - este preluată măsura de tensiune în reglajul tensiunii în PCC;
 - este preluată măsura de putere reactivă în reglajul tensiunii în PCC;
 - schemele de reglaj U/Q asigură:
 - reglajul continuu al tensiunii în limitele de variație ale tensiunii din PCC utilizând în întregime diagrama P-Q a CEE din PCC, toate mijloacele auxiliare și toate ploturile transformatoarelor cu reglaj sub sarcină;
 - reglajul continuu al puterii reactive în PCC se va realiza în limitele diagramei P-Q a CEE din PCC (ca generator echivalent), prin utilizarea completă a puterii reactive posibil a fi furnizată de GGE în cadrul propriilor diagrame P-Q și a mijloacelor de reglaj auxiliare;
5. modelul matematic al GGE, al întregii centrale și al mijloacelor de compensare a puterii reactive în punctul de conectare la valoarea de 0,95 inductiv ÷ 0,95 capacitiv și asigurarea schimbului de putere reactivă nulă cu sistemul la putere activă nulă produsă de CEE;
6. studiul de rețea pentru calculul necesarului de putere reactivă în punctul de racordare, pentru îndeplinirea cerințelor art. 16 din NT 51 (0,95 inductiv ÷ 0,95 capacitiv) pe toată plaja de putere activă, cu asigurarea schimbului de reactiv nul cu sistemul în situația în care puterea activă produsă este nulă. Se va atașa diagrama P-Q a CEE în punctul de conectare (inclusiv contribuția tuturor GGE și a mijloacelor auxiliare);
7. studiul de regim dinamic al CEE și al zonei pentru determinarea măsurilor de evitare a funcționării insularizate a acesteia (conform cerinței de la art. 18 din NT 51);
8. datele tehnice necesare efectuării calculului de regimuri staționare și dinamice (conform anexelor nr. 1.1 și 1.3);
9. datele tehnice ale echipamentelor primare: trafo 110 kV/MT, trafo MT/JT, datele tehnice - electrice ale GGE, inclusiv parametrii electrici, schemele de reglare și protecțiile corespunzătoare (conform anexei nr. 1.2);
10. pentru fiecare tip de GGE care se va monta, copii ale documentelor și certificatelor de verificare și ale înregistrărilor parametrilor măsurăți la testare, realizate de firme internaționale specializate, recunoscute pe plan european, care să ateste:
 - verificarea curbei de capacitate P-Q;
 - trecerea peste defect;
 - funcționarea GGE în plaja de frecvență (47,5 ÷ 52) Hz, la viteze de variație ale frecvenței de 1 Hz/sec, la variațiile de tensiune (0,9 ÷ 1,1) x Un;
 - perturbațiile introduse din punctul de vedere al calității energiei electrice (armonice și flicker);

– modul de răspuns la variații ale consemnelor P și Q.

Certificatele vor fi însoțite de înregistrările efectuate în cadrul acestor teste (pentru LVRT, precum și reglajul P și Q);

11. datele tehnice necesare calculului aferent reglajelor protecțiilor (conform anexelor nr. 1.2 și nr. 1.3);

12. proiectul de telecomunicații care menționează calea principală de comunicație dintre CEED și stația de racord la sistemul EMS-SCADA al OTS. Calea principală de comunicație va fi realizată pe fibră optică, fiind prevăzută și o cale de rezervă. Proiectele de telecomunicații trebuie să fie avizate în ședința CTES al OTS. Calea principală de comunicație utilizată la integrarea în DMS-SCADA este cea de transmitere a datelor de decontare extrase din grupul de decontare, respectiv contor de decontare. Proiectele de telecomunicații trebuie să fie avizate în ședința CTES al operatorului de distribuție;

13. asigurarea integrării CEE în EMS-SCADA. Acordul pentru prima punere în funcțiune a CEE este condiționat de documentul care atestă integrarea în EMS-SCADA a CEED. Pentru integrarea CEED în sistemul EMS-SCADA se va prezenta dovada verificării schimbului de semnale;

14. programul de punere în funcțiune, etapizat, pentru CEE, începând cu punerea în funcțiune a stației, a racordului, a GGE. Programul va fi detaliat pe paliere de putere instalată;

15. caracteristicile tehnice ale analizorului de calitate a energiei electrice, care va fi montat în punctul de racordare, în situația în care CEE este racordată într-o stație care aparține OTS. Analizorul trebuie să fie de clasă A, certificat PSL și să fie

capabil să transmită fișiere de tip „SQL”, „PQDIF”, „.txt” sau „.xls” în structura impusă de sistemul de monitorizare a calității energiei electrice al OTS. Acesta va fi integrat în sistemul de monitorizare a calității energiei electrice al OTS;

16. procesul-verbal care atestă integrarea în sistemul de prognoză al OTS;

17. procedura furnizorului de echipamente pentru punerea în funcțiune a GGE;

18. datele necesare emiterii ordinului de investiție, conform prevederilor din anexa nr. 3 la procedură.

Datele solicitate la pct. 8, 9, 11 și 18 se transmit cu cel puțin 60 de zile calendaristice înainte de punerea în funcțiune.

Capitolul II

Date tehnice necesare a fi transmise pentru CEED cu puteri instalate mai mari de 5 MW și mai mici sau egale cu 10 MW

Solicitanții depun la OR, cu 3 luni înainte de punerea sub tensiune, următoarea documentație:

1. copia ATR și copia contractului de racordare;

2. autorizația de înființare acordată de ANRE;

3. proiectul tehnic al CEE, din care să rezulte: lungimile și caracteristicile tehnice ale cablurilor și ale racordului la stația/celula aparținând OD sau OTS, modul de conectare a GGE și a instalațiilor auxiliare, precum și schema electrică a stației și a centralei (conform anexei nr. 1.1);

4. schemele de reglare (în detaliu) putere activă la nivelul CEE;

5. modelul matematic al GGE;

6. studiul de regim dinamic al CEE și al zonei pentru determinarea măsurilor de evitare a funcționării insularizate a acesteia (conform cerinței de la art. 18 din NT 51);

7. datele tehnice necesare efectuării calculului de regimuri staționare și dinamice (conform anexei nr. 1.1 și cerinței de la art. 18 din NT 51);

8. datele tehnice ale echipamentelor primare: trafo 110 kV/MT, trafo MT/JT aferente GGE, inclusiv parametrii electrici și schemele de reglare, protecțiile corespunzătoare (conform anexei nr. 1.2);

9. pentru fiecare tip de GGE care se va monta, copii ale documentelor și certificatelor de verificare și ale înregistrărilor parametrilor mășurați la testare, realizate de firme internaționale specializate, recunoscute pe plan european, care să ateste:

– verificarea curbei de capacitate P-Q;

– trecerea peste defect;

– funcționarea GGE în plaja de frecvență ($47,5 \div 52$) Hz, la viteze de variație ale frecvenței de 1 Hz/sec, la variațiile de tensiune $(0,9 \div 1,1) \times U_n$;

– perturbațiile introduse din punctul de vedere al calității energiei electrice (armonice și flicker);

– modul de răspuns la variații ale consemnelor P și Q.

Certificatele vor fi însoțite de înregistrările efectuate în cadrul acestor teste (pentru LVRT, precum și reglajul P și Q);

10. datele tehnice necesare calculului aferent reglajelor protecțiilor (conform anexelor nr. 1.2 și 1.3);

11. proiectul de telecomunicații care menționează calea principală de comunicație și integrarea în DMS-SCADA al OR. Calea principală de comunicație utilizată la integrarea în DMS-SCADA este cea de transmitere a datelor de decontare extrase din grupul de decontare, respectiv contor de decontare. Proiectele de telecomunicații trebuie să fie avizate în CTES al OD. Pentru situația în care nu există legătură între centrul DMS-SCADA al OR și EMS-SCADA al OTS (pentru o perioadă intermediară până în 2016), datele P, Q, U și poziție întreruptor se transmit fie direct într-un punct de interfață cu sistemul de comunicație al OTS de la centrul de dispecer la care este arondat, fie într-un centru intermediar de colectare al datelor convenit cu OR;
12. documentul ce atestă integrarea CEE în EMS-SCADA. Acordul pentru prima punere în funcțiune a CEE este condiționat de documentul care atestă integrarea în EMS-SCADA a CEE prin DMS-SCADA sau, pentru o perioadă de timp până în 2016, prin soluția tehnică convenită cu OTS, conform NT 51;
13. programul de punere în funcțiune a CEE, etapizat, începând cu punerea în funcțiune a stației electrice, a racordului, a GGE;
14. procesul-verbal care atestă integrarea în sistemul de prognoză al OTS;
15. datele necesare emiterii ordinului de investiție, prevăzute în anexa nr. 3 la procedură. Datele solicitate la pct. 8, 9, 11 și 15 se transmit cu cel puțin 60 de zile calendaristice înainte de punerea în funcțiune.

Capitolul III

Date tehnice necesare a fi transmise pentru CEE nedispecerizabile, cu puteri instalate mai mari de 1 MW și mai mici sau egale cu 5 MW

Solicitanții depun la OR la care se racordează, cu 3 luni înainte de punerea sub tensiune, următoarea documentație:

1. copia ATR și copia contractului de racordare;
2. proiectul tehnic al CEE, din care să rezulte: lungimile și caracteristicile tehnice ale cablurilor și ale racordului la stația/celula aparținând OD sau OTS, modul de conectare al GGE și al instalațiilor auxiliare și totodată schema electrică a stației și a centralei (conform anexei nr. 1.1);
3. integrarea agregată în sistemul EMS-SCADA conform art. 32 din NT 51;
4. modelul matematic simplificat al GGE, furnizat de producătorul acestora;
5. la cererea DEN (pentru cazuri specificate), datele tehnice necesare efectuării calculului de regimuri staționare și dinamice (conform anexei nr. 1.1);
6. la cererea DEN (pentru cazuri specificate), datele tehnice ale echipamentelor primare: trafo 110 kV/MT, trafo MT/JT aferente GGE, inclusiv parametrii electrici și schemele de reglare, protecțiile corespunzătoare (conform anexelor nr. 1.2 și 1.3);
7. pentru fiecare tip de GGE ce se va monta, copii ale documentelor și certificatelor de verificare și ale înregistrărilor parametrilor mășurați la testare, realizate de firme internaționale specializate, recunoscute pe plan european, care să ateste:

- verificarea curbei de capacitate P-Q;
- trecerea peste defect;
- funcționarea GGE în plaja de frecvență (47,5 ÷ 52) Hz, la viteze de variație ale frecvenței de 1 Hz/sec., la variațiile de tensiune (0,9 ÷ 1,1) x Un;
- perturbațiile introduse din punctul de vedere al calității energiei electrice (armonice și flicker);
- modul de răspuns la variații ale consemnelor P și Q.

Certificatele vor fi însoțite de înregistrările efectuate în cadrul acestor teste (pentru LVRT, precum și reglajul P și Q);

8. proiectul de telecomunicații care menționează calea principală de comunicație utilizată la integrarea în DMS-SCADA, prin care se transmit datele de decontare extrase din grupul de decontare, respectiv contor de decontare. Proiectele de telecomunicații trebuie să fie avizate în ședința CTES al OD.

ANEXA Nr. 1.1

la anexa nr. 1 la procedură

Date necesare calculului regimurilor staționare, al curenților de scurtcircuit și date dinamice pentru CEE

Capitolul I

Date aferente CEED, necesare la calculul regimurilor staționare și curenților de scurtcircuit

Datele aferente CEED, necesare la calculul regimurilor staționare și curenților de scurtcircuit, sunt următoarele:

- a) schema electrică a întregii centrale electrice eoliene și a stației de racord la sistem;
- b) lungimea tuturor cablurilor din CEED și lungimea LEA sau LES dintre CEED și stația de

racordare la sistem;

c) parametrii electrici specifici tuturor cablurilor și liniilor;

Parametrii liniilor și/sau cablurilor	
Tip (material)	
R_+ [Ω/km] la 20°C	
X_+ [Ω/km]	
C_+ [$\mu\text{Farad}/\text{km}$]	
R_0 [Ω/km]	
X_0 [Ω/km]	
S [mm^2]	
U_n [kV]	

d) date referitoare la GGE care alcătuiesc centrala electrică eoliană: număr, puterea activă nominală, diagrama P-Q a fiecărui tip de GGE, precum și viteza de variație a puterii active;

e) pentru unitățile de transformare MT/110 kV, MT/MT kV: puterea nominală a înfășurărilor, tensiunile nominale, pierderile în gol, pierderile în cupru, tensiunea de scurtcircuit, curentul de mers în gol, grupa de conexiuni, reglajul tensiunii (tipul de reglaj, domeniul de reglaj, inclusiv numărul plotului nominal, numărul maxim al ploturilor), tratarea neutrului;

f) date privind sistemul de compensare a puterii reactive (de exemplu, dacă sunt instalate baterii de condensatoare: numărul de trepte, puterea instalată pe fiecare treaptă) și indicarea pe schema electrică solicitată a locului de instalare a sistemului de compensare.

Capitolul II

Date dinamice pentru CEED și CEEND

Datele dinamice pentru CEED și CEEND sunt următoarele:

a) tipul grupului turbină-generator eolian (de exemplu, cu dublă alimentare, conversie completă);

b) puterea nominală;

c) schema logică de funcționare a GGE;

d) modelul matematic al GGE și parametrii modelului;

e) sistemul de reglaj electric: scheme de reglaj și parametri (reglaj Q pentru CEEND; reglaj P, Q pentru CEED cu puteri între 5 și 10 MW inclusiv și reglaj P, Q, U pentru CEED cu puteri mai mari de 10 MW);

f) parametrii pentru modelarea GGE; schema și parametri pentru limite de curent la convertor;

g) sistemele de reglaj pentru centrală: scheme de reglaj, parametri - pentru CEED;

h) măsurile pentru trecere peste defect: model dinamic, parametri - pentru CEEND;

i) protecții la variații de tensiune: „trecerea peste defect - tensiune scăzută sau zero” (LVRT, ZVRT) - pentru CEED și CEEND;

j) alte funcții speciale: „logica de putere la tensiune scăzută”, participare la reglajul de frecvență etc. - pentru CEED și CEEND;

k) echivalentul dinamic al centralei electrice eoliene;

l) modelul GGE și modelul sistemelor de reglaj la nivel de centrală în formă de diagrame (incluzând funcțiile matematice), precum și setul de parametri corespunzător. Ca alternativă se poate specifica asimilarea cu un model generic din una din aplicațiile PSSE v32 - software dedicat simulării regimurilor statice și dinamice ale sistemelor electrice (se vor furniza obligatoriu și fișierele tip „.dll”) sau Eurostag v4.5 - software dedicat simulării regimurilor dinamice ale sistemelor electrice, pentru care se furnizează parametrii. În cazul în care modelul include funcții suplimentare de reglaj sau caracteristici specifice, acestea se vor menționa și se vor adăuga scheme grafice.

ANEXA Nr. 1.2

la anexa nr. 1 la procedură

Date necesare calculului de protecții

1. Datele necesare efectuării calculului de protecții se transmit la DEN cu cel puțin 30 de zile înainte de data la care se solicită punerea în funcțiune pentru perioada de probe.

2. Datele necesare calculului de protecții sunt:

A. Pentru centrala electrică eoliană - pentru CEED cu puteri mai mari de 10 MW, CEED cu puteri între 5 MW și 10 MW, respectiv CEEND racordate în 110 kV:

1. proiectul tehnic complet (circuite electrice primare și secundare) aferent centralei electrice eoliene;
2. caracteristicile electrice ale GGE instalate și ale transformatoarelor aferente, regimurile de funcționare, inclusiv valorile curenților de scurtcircuit trifazat la bornele ansamblului convertor + transformator (pe partea de MT);
3. protecțiile proprii ale GGE pentru defecte interne și externe, reglajele și timpii de acționare;
4. contribuția la scurtcircuit pe bara de MT a stației de racord, a fiecărui GGE ce sunt conectate prin același cablu;
5. caracteristicile electrice, protecțiile proprii cu reglajele aferente și automatizările de conectare/deconectare ale elementelor de compensare a puterii reactive.

B. Pentru stația racord la RED/RET - pentru CEED cu puteri mai mari de 10 MW, CEED cu puteri între 5 MW și 10 MW, respectiv CEEND racordate în 110 kV:

1. proiectul tehnic complet (circuite electrice primare și secundare) aferent stației electrice de racord a CEE la RED/RET;
2. caracteristicile electrice ale transformatoarelor de putere 110 kV/MT, documentația, softul și reglajele terminalelor de protecție ale acestora;
3. documentația completă și software-ul aferent terminalelor de protecție a liniei/liniilor de racord;
4. caracteristicile electrice și geometrice ale FO-OPGW pentru fiecare tronson de linie [rezistență electrică specifică la 20°C (Ω/km), secțiunea nominală [mmp], raza conductorului (cm)], dacă FO-OPGW a fost montată cu ocazia PIF a CEE.

C. Pentru stațiile adiacente stației de racord a CEE (dacă este cazul):

1. documentația completă a proiectului tehnic (partea electrică - circuite primare și secundare, schema bloc a protecțiilor și matricea de declanșare) dacă, în vederea PIF a CEE, au fost necesare înlocuiri de echipamente primare și/sau completări în schema de protecție a liniilor respective;
2. documentația completă și software-ul aferent terminalelor de protecție ce urmează a se monta pe partea de 110 kV în stațiile adiacente stației de racord a CEED.

ANEXA Nr. 1.3

la anexa nr. 1 la procedură

Datele echipamentelor CEE necesare calculului de protecții

1. Model date generator (mașină sincronă*)

Generator:

Fabricație:

Tip:

S_{nom} :	[MVA]	P_{nom} :	[MW]	U_{nom} :	[V]	I_{nom} :	[A]
N_{nom} :	[rot/min]	$\cos\phi_{nom}$:					
X_d :	[%]	X_{dprim} :	[%]	X_{dsec} :	[%]		
X_q :	[%]	X_{qprim} :	[%]	X_{qsec} :	[%]		
X_{hom} :	[%]	X_{invers} :	[%]	$T_{lansare}$:	[s]		
Excitație:							
Fabricație:							
Tip:							
U_{excit} :	[V]	I_{excit} :	[A]	$I_{forțare}$:	[A]	$T_{forțare}$:	[s]

2. Model date generator asincron* cu dublă alimentare

Generator:

Fabricație:

Tip:

S_{nom} :	[MVA]			P_{nom} :	[MW]
U_{nom} :	[V]			I_{nom} :	[A]
N_{nom} :	[rot/min]			$\cos\phi_{nom}$:	
	[%]				[%]

X_d :				X_d' :	
X_d'' :	[%]			X_q :	[%]
X_q' :	[%]			X_q'' :	[%]
X_{invers} (X2):	[%]				

* Valoarea de scurtcircuit a curenţilor I_3 (curent de scurtcircuit trifazat), I_1 (curent de scurtcircuit monofazat), raportat la tensiunea înfăşurării de MT a transformatorului pentru ansamblul generator + transformator JT/MT + convertor.

3. Model date transformator cu 3 înfăşurări

Trafo:

Fabricaţie:

Tip:

Cuvă:

Miez:	coloane	Nr.înf.:		Conex:	
S_{nom1} :	[MVA]	U_{nom1} :	[kV]	* $U_{sc. IM}$:	[%] Psc. IM: [kW]
S_{nom2} :	[MVA]	U_{nom2} :	[kV]	* $U_{sc. IJ}$:	[%] Psc. IJ: [kW]
S_{nom3} :	[MVA]	U_{nom3} :	[kV]	* $U_{sc. MJ}$:	[%] Psc. MJ: [kW]

* De precizat puterea la care sunt măsurate.

I_{gol} :	[%]	P_{gol} :	[kW]				
Inf. reglaj:							
Reglaj tens.:		U_{pmax} :	[kV]	U_{pmin} :	[kV]	U_{plot} :	[kV]
		U_{scpmax} :	[%]	U_{scpmin} :	[%]	U_{scpmed} :	[%]
Nivel izolaţie neutru:				Tratare neutru: #			

Observaţie: În cazul în care neutrul stelelor transformatorului este legat printr-o impedanţă la pământ, se vor preciza valorile rezistenţei şi reactanţei impedanţei de conectare la pământ.

4. Model date transformator cu două înfăşurări

Fabricaţie:							
Tip:							
Nr. înf.:		Niv. izolaţie neutru:		Conex:			
S_{nom} :	[MVA]	$U_{nom I}$:	[kV]	$U_{nom J}$:	[kV]	$U_{sc. IJ}$:	[%]
$I_{gol I}$:	[%]	$I_{gol J}$:	[%]				
P_{agol} :	[kW]	$P_{ascc. IJ}$:	[kW]				
U_{pmax} :	[kV]	U_{pmin} :	[kV]	U_{plot} :	[kV]	Rap. Tens. IJ:	
$U_{sc. max}$:	[%]	$U_{sc. min}$:	[%]	$U_{sc. Nom.}$:	[%]		
Tratare neutru: #							

Observaţie: În cazul în care neutrul stelelor transformatorului este legat printr-o impedanţă la pământ, se vor preciza valorile rezistenţei şi reactanţei impedanţei de conectare la pământ.

5. Model date cablu

Cablu: (Cu sau Al)

Fabricaţie:

Tip:

Secţiune:

U_n :

Parametrii de secvenţă directă şi homopolară (se precizează T la care sunt măsurati.)

$R_+ = [\Omega/m]$	$X_+ = [\Omega/m]$	$C_+ = [\mu\text{Farad}/m]$
$R_0 = [\Omega/m]$	$X_0 = [\Omega/m]$	$C_0 = [\mu\text{Farad}/m]$

Parametrii de cuplaj mutual (unde este cazul)
lungimea de cuplaj:

$R_{m0} = [\Omega/m]$	$X_{m0} = [\Omega/m]$
-----------------------	-----------------------

ANEXA Nr. 2

la procedură

Date tehnice necesar a fi transmise pentru centralele electrice fotovoltaice (CEF)

Capitolul I

Date tehnice necesar a fi transmise pentru CEF dispecerizabile cu puteri instalate mai mari de 10 MW

Solicitanții depun la OTS, cu 6 luni înainte de punerea sub tensiune, următoarea documentație:

1. copia ATR și copia contractului de racordare;
 2. autorizația de înființare acordată de ANRE;
 3. proiectul tehnic al CEF, din care să rezulte: lungimile și caracteristicile tehnice ale cablurilor și ale racordului la stația/celula aparținând OD sau OTS, modul de conectare a invertoarelor și a instalațiilor auxiliare, precum și schema electrică a stației și a centralei (conform anexei nr. 2.1);
 4. schemele de reglare (în detaliu) putere activă, putere reactivă, tensiune, la nivelul CEF, în scopul evidențierii modului în care:
 - este preluată măsura de frecvență pentru implementarea curbei P-f;
 - este implementată relația frecvență - putere activă, conform art. 9 din NT 30;
 - consemnele de P, Q, U, inclusiv selectarea regimurilor de funcționare la nivelul CEFD putere reactivă/tensiune, sunt preluate de la DEC/centrul de dispecer;
 - este preluată măsura de tensiune în reglajul tensiunii în PCC;
 - este preluată măsura de putere reactivă în reglajul tensiunii în PCC;
 5. modelul matematic al invertoarelor, al întregii centrale și al mijloacelor de compensare a puterii reactive în punctul de conectare la valoarea de 0,90 inductiv ÷ 0,90 capacitiv și asigurarea schimbului de putere reactivă nulă cu sistemul la putere activă nulă produsă de CEF (conform cerinței de la art.17 din NT 30);
 6. studiul de rețea pentru calculul necesarului de putere reactivă în punctul de racordare (0,90 inductiv ÷ 0,90 capacitiv) pe toată plaja de putere activă, cu asigurarea schimbului de reactiv nul cu sistemul în situația în care puterea activă produsă este nulă [conform cerințelor de la [art. 13 alin. \(1\)](#) și (3) din NT 30]. Se va atașa diagrama P – Q a CEF în punctul de conectare;
 7. studiul de regim dinamic al CEF și al zonei pentru determinarea măsurilor de evitare a funcționării insularizate a acesteia (conform cerinței de la art. 15 al NT 30);
 8. datele tehnice necesare efectuării calculului de regimuri staționare și dinamice (conform anexei nr. 2.2);
 9. datele tehnice ale echipamentelor primare: invertoare, trafo 110 kV/MT, trafo MT/JT, inclusiv parametrii electrici, schemele de reglare și protecțiile corespunzătoare (conform anexei nr. 2.2);
 10. pentru fiecare tip de inverter ce se va monta, copii ale documentelor și certificatelor de verificare (conform cerinței de la [art. 16](#) al NT 30) și ale înregistrărilor parametrilor măsoarați la testare, realizate de firme internaționale specializate, recunoscute pe plan european, care să ateste:
 - verificarea curbei de capabilitate P-Q;
 - trecerea peste defect;
 - funcționarea inverterului în plaja de frecvență (47,5 ÷ 52) Hz, la viteze de variație ale frecvenței de 1 Hz/sec., la variațiile de tensiune (0,9 ÷ 1,1) x Un;
 - perturbațiile introduse din punct de vedere al calității energiei electrice (armonice și flicker);
 - modul de răspuns la variații ale consemnului P și Q.
- Certificatele vor fi însoțite de înregistrările efectuate în cadrul acestor teste (pentru LVRT, precum și reglajul P și Q);
11. toate datele tehnice necesare calculului aferent reglajelor protecțiilor (conform anexelor nr. 2.2 și 2.3);
 12. proiectul de telecomunicații care menționează calea principală de comunicație dintre CEFD și stația de racord la sistemul EMS-SCADA al OTS. Calea principală de comunicație va fi

realizată pe fibră optică, fiind prevăzută și o cale de rezervă. Proiectele de telecomunicații trebuie să fie avizate în ședința CTES al OTS. Calea principală de comunicație utilizată la integrarea în DMS-SCADA este cea de transmitere a datelor de decontare extrase din grupul de decontare, respectiv contor de decontare. Proiectele de telecomunicații trebuie să fie avizate în ședința CTES al OD;

13. asigurarea integrării CEFD în EMS-SCADA. Acordul pentru prima punere în funcțiune a CEFD este condiționat de documentul care atestă integrarea în EMS-SCADA a CEFD și de documentul prin care se atestă transmiterea semnalului de la grupul de măsură și recepționarea acestuia la punctul central. Pentru integrarea CEFD în sistemul EMS-SCADA se va prezenta dovada verificării schimbului de semnale;

14. programul de punere în funcțiune a CEFD, etapizat, începând cu punerea în funcțiune a stației, a racordului, a invertoarelor. Programul va fi detaliat pe paliere de putere instalată și tipuri de teste interne efectuate;

15. caracteristicile tehnice ale analizorului de calitate a energiei electrice, care va fi montat în punctul de racordare, în situația în care CEF este racordată într-o stație care aparține OTS. Analizorul trebuie să fie de clasă A, certificat PSL și să fie capabil să transmită fișiere de tip „SQL”, „PQDIF”, „.txt” sau „.xls” în structura impusă de sistemul de monitorizare a calității energiei electrice al OTS. Acesta va fi integrat în sistemul de monitorizare a calității energiei electrice al OTS;

16. procedura furnizorului de echipamente pentru punerea în funcțiune a invertoarelor;

17. datele necesare emiterii ordinului de investiție, conform anexei nr. 3 la procedură.

Datele solicitate la pct. 4, 8, 9, 11 și 17 se transmit cu cel puțin 60 de zile calendaristice înainte de punerea în funcțiune.

Capitolul II

Date tehnice necesare a fi transmise pentru CEF dispenețabile cu puteri instalate mai mari de 5 MW și mai mici sau egale cu 10 MW

Solicitanții depun la OR, cu 3 luni înainte de punerea sub tensiune, următoarea documentație:

1. copia ATR și copia contractului de racordare;
2. autorizația de înființare acordată de ANRE;
3. proiectul tehnic al CEF, din care să rezulte: lungimile și caracteristicile tehnice ale cablurilor și ale racordului la stația/celula aparținând OD sau OTS, modul de conectare al invertoarelor și al instalațiilor auxiliare și totodată schema electrică a stației și a centralei (conform anexei nr. 2.1);
4. schemele de reglare (în detaliu) putere activă și putere reactivă la nivelul CEF, în scopul evidențierii modului în care:
 - sunt preluate și modificate consemnele de P și Q;
 - este preluată măsura de putere reactivă la nivel CEF;
5. modelul matematic al invertoarelor, al întregii centrale și al mijloacelor de compensare a puterii reactive în punctul de conectare (dacă este cazul) la valoare de 0,90 inductiv ÷ 0,90 capacitiv și asigurarea schimbului de putere reactivă nulă cu sistemul la putere activă nulă produsă de CEF (conform cerinței de la art. 17 al NT 30);
6. studiul de rețea pentru calculul necesarului de putere reactivă în punctul de racordare, pentru îndeplinirea cerințelor art. 13 din NT 30 (0,90 inductiv ÷ 0,90 capacitiv) pe toată plaja de putere activă, cu asigurarea schimbului de reactiv nul cu sistemul în situația în care puterea activă produsă este nulă. Se va atașa diagrama P-Q a CEF în punctul de racordare;
7. studiul de regim dinamic al CEF și al zonei pentru determinarea posibilităților de funcționare insularizată a acesteia (conform cerinței de la art. 15 al NT 30);
8. datele tehnice necesare efectuării calculului de regimuri staționare și dinamice (conform anexei nr. 2.2);
9. datele tehnice ale echipamentelor primare: invertoare, trafo 110 kV/MT, trafo MT/JT, inclusiv parametrii electrici, și schemele de reglare și protecțiile corespunzătoare (conform anexei nr. 2.2);
10. pentru fiecare tip de inverter ce se va monta, copii ale documentelor și certificatelor de verificare (conform cerinței de la [art. 16](#) al NT 30) și ale înregistrărilor parametrilor măsurați la testare, realizate de firme internaționale specializate, recunoscute pe plan european, care să ateste:
 - verificarea curbei de capacitate P-Q;
 - trecerea peste defect;
 - funcționarea inverterului în plaja de frecvență (47,5 ÷ 52) Hz, la viteze de variație ale frecvenței de 1 Hz/sec., la variațiile de tensiune (0,9 ÷ 1,1) x Un;
 - perturbațiile introduse din punct de vedere al calității energiei electrice (armonice și flicker);

– modul de răspuns la variații ale consemnului P și Q.

Certificatele vor fi însoțite de înregistrările efectuate în cadrul acestor teste (pentru LVRT, precum și reglajul P și Q);

11. datele tehnice necesare calculului aferent reglajelor protecțiilor (conform anexei nr. 2.2 și anexei nr. 2.3);

12. proiectul de telecomunicații care menționează calea principală de comunicație și integrarea în DMS-SCADA al OR. Calea principală de comunicație utilizată la integrarea în DMS-SCADA este cea de transmitere a datelor de decontare extrase din grupul de decontare, respectiv contor de decontare. Proiectele de telecomunicații trebuie să fie avizate în CTES al OD. Pentru situația în care nu există legătură între centrul DMS-SCADA al OR și EMS-SCADA al OTS (pentru o perioadă intermediară până în 2016), datele P, Q, U și poziție întreruptor se transmit fie direct într-un punct de interfață cu sistemul de comunicație al OTS de la centrul de dispecer la care este arondat, fie într-un centru intermediar de colectare al datelor convenit cu OR;

13. asigurarea integrării CEFD în EMS-SCADA. Acordul pentru prima punere în funcțiune a CEFD este condiționat de documentul care atestă integrarea în DMS-SCADA sau EMS-SCADA a CEFD;

14. programul de punere în funcțiune a CEFD, etapizat, începând cu punerea în funcțiune a stației, a racordului, a invertoarelor;

15. caracteristicile tehnice ale analizorului de calitate a energiei electrice, care va fi montat în punctul de racordare, în situația în care CEF este racordată într-o stație care aparține OTS. Analizorul trebuie să fie de clasă A, certificat PSL și să fie capabil să transmită fișiere de tip „SQL”, „PQDIF”, „.txt” sau „.xls” în structura impusă de sistemul de monitorizare a calității energiei electrice al OTS. Acesta va fi integrat în sistemul de monitorizare a calității energiei electrice al OTS;

16. procedura furnizorului de echipamente pentru punerea în funcțiune a invertoarelor;

17. datele necesare emiterii ordinului de investiție, conform anexei nr. 3 la procedură.

Datele solicitate la pct. 4, 8, 9, 11 și 17 se transmit cu cel puțin 60 de zile calendaristice înainte de punerea în funcțiune.

Capitolul III

Date tehnice necesare a fi transmise pentru CEF nedispecerizabile cu puteri instalate mai mici de 5 MW

Solicitanții depun la OR la care se racordează, cu 3 luni înainte de punerea sub tensiune, următoarea documentație:

1. copia ATR și copia contractului de racordare;

2. proiectul tehnic al CEFND din care să rezulte: lungimile și caracteristicile tehnice ale cablurilor și ale racordului la stația/celula aparținând OD sau OTS, modul de conectare a invertoarelor și a instalațiilor auxiliare, precum și schema electrică a stației și a centralei (conform anexei nr. 2.1);

3. modelul matematic simplificat al invertoarelor, furnizat de producătorul acestora;

4. calculul necesarului de putere reactivă în punctul de racordare, pentru îndeplinirea cerințelor de la art. 13 din NT 30 (0,90 inductiv ÷ 0,90 capacitiv) pe toată plaja de putere activă, cu asigurarea schimbului de reactiv nul cu sistemul în situația în care puterea activă produsă este nulă, precum și diagrama P-Q a invertoarelor;

5. datele tehnice CEFND, necesare efectuării calculului de regimuri staționare și dinamice (conform anexei 2.1);

6. la cererea DEN (pentru cazuri specificate), datele tehnice ale echipamentelor primare ale CEFND: invertoare, trafo 110 kV/MT, trafo MT/JT, inclusiv parametrii electrici și schemele de reglare, precum și protecțiile corespunzătoare (conform anexelor nr. 2.2. și 2.3.);

7. pentru fiecare tip de inverter ce se va monta, copii ale documentelor și certificatelor de verificare (conform cerinței de la [art. 16](#) al NT 30) și ale înregistrărilor parametrilor mășurați la testare, realizate de firme internaționale specializate, recunoscute pe plan european, care să ateste:

– verificarea curbei de capacitate P-Q;

– trecerea peste defect;

– funcționarea inverterului în plaja de frecvență (47,5 ÷ 52) Hz, la viteze de variație ale frecvenței de 1 Hz/sec. la variațiile de tensiune (0,9 ÷ 1,1) x Un;

– perturbațiile introduse din punct de vedere al calității energiei electrice (armonice și flicker);

– modul de răspuns la variații ale consemnelor P și Q.

Certificatele vor fi însoțite de înregistrările efectuate în cadrul acestor teste (pentru LVRT, precum și reglajul P și Q).

OR transmite la DEN documentele precizate la pct. 1-7.

ANEXA Nr. 2.1

la anexa nr. 2 la procedură

Date necesare calculului regimurilor staționare, al curenților de scurtcircuit și date dinamice pentru CEF

Capitolul I

Date referitoare la CEFD, necesare la calculul regimurilor staționare și curenților de scurtcircuit

Datele aferente CEFD, necesare la calculul regimurilor staționare și curenților de scurtcircuit sunt următoarele:

- a)** schema electrică a întregii centrale electrice fotovoltaice și a stației de racord la sistem;
- b)** lungimea tuturor cablurilor din CEFD și lungimea LEA dintre CEFD și stația de racordare la sistem;
- c)** parametrii electrici specifici tuturor cablurilor și liniilor;

Parametrii liniilor și/sau cablurilor	
Tip (material)	
R_+ [Ω/km] la 20°C	
X_+ [Ω/km]	
C_+ [$\mu\text{Farad}/\text{km}$]	
R_0 [Ω/km]	
X_0 [Ω/km]	
S [mm^2]	
U_n [kV]	

d) date referitoare la invertoarele care alcătuiesc centrala electrică fotovoltaică: număr, puterea activă nominală, diagrama P-Q a fiecărui tip de inverter și viteza de variație a puterii active;

e) pentru unitățile de transformare MT/110 kV, MT/MT: puterea nominală a înfășurărilor, tensiunile nominale, pierderile în gol, pierderile în cupru, tensiunea de scurtcircuit, curentul de mers în gol, grupa de conexiuni, reglajul tensiunii (tipul de reglaj, domeniul de reglaj, inclusiv numărul plotului nominal, numărul maxim al ploturilor), tratarea neutrelui;

f) date privind sistemul de compensare a reactivului (de exemplu, dacă sunt instalate baterii de condensatoare: numărul de trepte, puterea instalată pe fiecare treaptă) și indicarea pe schema electrică solicitată a locului de instalare a sistemului de compensare.

Capitolul II

Date dinamice pentru CEFD și CEFND

Datele dinamice pentru CEFD și CEFND sunt următoarele:

- a)** tipul inverterului;
- b)** puterea nominală;
- c)** schema logică de funcționare a inverterului;
- d)** modelul matematic al inverterului și parametrii modelului;
- e)** sistemul de reglaj electric: scheme de reglaj și parametri (reglaj Q pentru CEFND; reglaj P, Q pentru CEFD cu puteri între 5 MW și 10 MW inclusiv și reglaj P, Q, U pentru CEFD cu puteri mai mari de 10 MW);
- f)** parametrii pentru modelarea inverterului; schema și parametrii pentru limitele de curent la convertor;
- g)** modelul matematic și sistemul de reglaj: scheme, parametri - pentru CEFD;
- h)** sistemele de reglaj pentru centrală: scheme de reglaj, parametri - pentru CEFD;
- i)** măsurile pentru trecerea peste defect: model dinamic, parametri - pentru CEFND;
- j)** protecții la variații de tensiune: „trecerea peste defect - tensiune scăzută sau zero” (LVRT, ZVRT) - pentru CEFD și CEFND;
- k)** alte funcții speciale: „logica de putere la tensiune scăzută” (LVPL), participare la reglajul de frecvență etc. - pentru CEFD și CEFND;
- l)** modelul inverterului și modelul sistemelor de reglaj la nivel de centrală (pentru CEFD) în formă de diagrame (incluzând funcțiile matematice) și setul de parametri corespunzător. Ca alternativă se poate specifica asimilarea cu un model generic din una dintre aplicațiile PSSE v32

(se vor furniza obligatoriu și fişierele tip dll.) sau Eurostag v4.5 pentru care se furnizează parametrii. În cazul în care modelul include funcții suplimentare de reglaj sau caracteristici specifice, acestea se vor menționa și se vor adăuga scheme grafice.

ANEXA Nr. 2.2

la anexa nr. 2 la procedură

Date necesare calculelor de protecții

1. Datele necesare efectuării calculelor de protecții se transmit la DEN cu cel puțin 30 de zile înainte de data la care se solicită punerea în funcțiune pentru perioada de probe.

2. Datele necesare calculelor de protecții sunt:

A. Pentru centrala electrică fotovoltaică - pentru CEFD cu puteri mai mari de 10 MW, CEFD cu puteri între 5 MW și 10 MW, respectiv CEFND racordate în 110 kV:

1. proiectul tehnic complet (circuite electrice primare și secundare) aferent centralei electrice fotovoltaice;

2. caracteristicile electrice ale invertoarelor instalate și ale transformatoarelor aferente, regimurile de funcționare, inclusiv valorile curenților de scurtcircuit trifazat la bornele ansamblului inverter + transformator (pe partea de MT);

3. protecțiile proprii ale invertoarelor pentru defecte interne și externe, reglajele și timpii de acționare;

4. contribuția la scurtcircuit pe bara de MT a stației de racord, a fiecărui grup de invertoare conectate prin același cablu;

5. caracteristicile electrice, protecțiile proprii cu reglajele aferente și automatizările de conectare/deconectare ale elementelor de compensare a puterii reactive.

B. Pentru stația racord la RED/RET - pentru CEFD cu puteri mai mari de 10 MW, CEFD cu puteri între 5 MW și 10 MW, respectiv CEFND racordate în 110 kV:

1. proiectul tehnic complet (circuite electrice primare și secundare) aferent stației electrice de racord a CEF la RED/RET;

2. caracteristicile electrice ale transformatoarelor de putere 110 kV/MT, documentația, softul și reglajele terminalelor de protecție ale acestora;

3. documentația completă și software-ul aferent terminalelor de protecție a liniei/liniilor de racord;

4. caracteristicile electrice și geometrice ale FO-OPGW pentru fiecare tronson de linie [rezistență electrică specifică la 20°C (Ω/km), secțiunea nominală (mmp), raza conductorului (cm)], dacă FO-OPGW a fost montată cu ocazia PIF a CEF.

C. Pentru stațiile adiacente stației de racord a CEF (dacă este cazul):

1. documentația completă a proiectului tehnic (partea electrică cu circuite primare și secundare, schema bloc a protecțiilor și matricea de declanșare), dacă în vederea PIF a CEF au fost necesare înlocuiri de echipamente primare și/sau completări în schema de protecție a liniilor respective;

2. documentația completă și software-ul aferent terminalelor de protecție ce urmează a se monta pe partea de 110 kV în stațiile adiacente stației de racord a CEFND.

ANEXA Nr. 2.3

la anexa nr. 2 la procedură

Datele echipamentelor CEF necesare calculelor de protecții

1. Model date panou fotovoltaic

Tip panou fotovoltaic: $P_{nom} = [\text{kW}]$

2. Model date inverter*

* Valoarea de scurtcircuit a curenților I_3 (curent de scurtcircuit trifazat), I_1 (curent de scurtcircuit monofazat), I_2 (curent de scurtcircuit bifazat), raportat la bornele inverterului.

Denumire inverter:							
Fabricație:							
Tip:							
S_{nom} :	[VA]	P_{nom} :	[W]	U_{nom} :	[V]	$I_{nom\ ac}$:	[A]
$\cos\phi_{nom}$:		P max:	[W]				
Intrare - Tensiune		(Vcc):	[V]				
Protecție la minimă și maximă tensiune: [X]/[-]							

3. Model date transformator cu 3 înfășurări

Denumire Trafo:						
Fabricație:	Tip:					

Cuvă:		Miez:	coloane	Nr. înf.:		Conex:	
-------	--	-------	---------	-----------	--	--------	--