

STUDIU DE SOLUȚIE PRIVIND RACORDAREA LA REȚEA ELECTRICA A CENTRALEI ELECTRICE FOTOVOLTAICE SIBIU, CU PUTEREA TOTALĂ APROBATĂ EVACUATĂ DE 4,831 MW ÎN JUDEȚUL SIBIU, LOCALITATEA SIBIU

Proiect nr. 25/10/2023

Faza de proiectare: STUDIU DE SOLUȚIE



Beneficiar: **PRIMARIA MUNICIPIULUI SIBIU.**

Prestator/Proiectant: **MBK POWER ENERGY S.R.L.**

Denumire operativă: **Parc Energie Fotovoltaică Sibiu.**

Precizări:

Acest document aparține S.C. MBK POWER ENERGY S.R.L. Reproducerea prin orice mijloace a prezentului document fără acceptul S.C. MBK POWER ENERGY S.R.L. este strict interzisă.

FOAIE DE SEMNĂTURI

Lucrarea MBK POWER ENERGY Nr.25/10/2023

STUDIU DE SOLUȚIE PRIVIND RACORDAREA LA REȚEA ELECTRICA A CENTRALEI ELECTRICE FOTOVOLTAICE SIBIU, CU PUTEREA TOTALĂ APROBATĂ EVACUATĂ DE 4,831 MW ÎN JUDEȚUL SIBIU, LOCALITATEA SIBIU

Faza de proiectare: STUDIU DE SOLUȚIE

Date generale ale proiectantului

Administrator:
Șef Proiect

ing. Mircea Bica
ing. Mircea Bica



Nr. Crt.	Persoana care a făcut modificarea		Data	Anexa la proiect
	Funcția	Numele și prenumele		
1.				
2.				
3.				
4.				
5.				

Cuprins

FOAIE DE SEMNĂTURI.....	2
A. PIESE SCRISE	5
1. DATE GENERALE.....	5
1.1. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	5
1.2. AMPLASAMENTUL	5
1.3. TITULARUL INVESTIȚIEI.....	5
1.4. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI	5
1.5. OPERATOR DE DISTRIBUȚIE ZONAL.....	5
1.6. ELABORATORUL STUDIULUI	5
2. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND PROIECTUL:	6
2.1. NECESITATEA ȘI OPORTUNITATEA INVESTIȚIEI	6
2.2. SITUAȚIA ACTUALĂ ȘI INFORMAȚII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA PROIECTULUI	6
2.3. SITUAȚIA PROIECTATĂ ÎN SCOPUL RACORDĂRII CENTRALEI ELECTRICE FOTOVOLTAICE.....	11
2.3.1. <i>Soluția I - Racordare în stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud la barele de 20 kV prin intermediul unei celule noi echipate în stație, cu racord LES 20 kV.</i>	11
2.3.2. <i>Soluția II - Racordare în LEA 20 kV PT 344 cu recloser telecomandat .</i>	15
2.4. ZONA ȘI AMPLASAMENTUL	18
2.5. CLIMA ȘI FENOMENELE NATURALE SPECIFICE ZONEI.....	18
2.6. RELIEFUL.....	18
MUNICIPIUL SIBIU ESTE SITUAT ÎN PARTEA DE SUD A TRANSILVANIEI, ÎN DEPRESIUNEA SIBIULUI, STRĂBĂTUTĂ DE RÂUL CIBIN. LOCALITATEA SE SITUEAZĂ LA 45°47' LATITUDINE NORDICĂ ȘI 24°05' LONGITUDINE ESTICĂ. ALTITUDINEA FAȚA DE NIVELUL MĂRII VARIAZĂ ÎNTRE 415 M ÎN ORAȘUL DE JOS ȘI 431 M ÎN ORAȘUL DE SUS. ORAȘUL SE AFLĂ ÎN ZONA TEMPERAT-CONTINENTALĂ, CU INFLUENȚE TERMICE DATORATE ZONEI DEPRESIONARE ȘI A MUNȚILOR CARE ÎL ÎNCONJOARĂ LA SUD ȘI SUD-VEST.	
2.7. TRASAREA LUCRĂRILOR	19
3. EVALUARE LUCRĂRI PENTRU RACORDAREA LA REȚEA A CENTRALEI ELECTRICE FOTOVOLTAICE CEF SIBIU- 4,831 MW.....	19
4 ANALIZA DE SISTEM	20
4.1 SITUAȚIA ENERGETICĂ DIN ZONĂ.....	20
5. DATE ENERGETICE DE PERSPECTIVA ÎN ZONA ANALIZATĂ	21
5.1 SURSE DE PUTERE.....	21
5.1.1 <i>Rețele electrice</i>	23
5.2 ETAPA 2031.....	26
5.2.1 <i>Rețele electrice</i>	26
6 .VARIANTE DE SOLUȚII DE CONECTARE LA REȚEAUA ELECTRICĂ. DELIMITAREA ECHIPAMENTELOR ÎN PUNCTUL DE DELIMITARE ȘI MĂSURAREA ENERGIEI	27
CALCULUL REGIMURILOR DE DIMENSIONARE.....	27
6.1 CONSIDERAȚII GENERALE PRIVIND ANALIZA CONDIȚIILOR DE EVACUARE A NOII CENTRALE ELECTRICE	27
6.1.1 IPOTEZE DE CALCUL.....	27
6.2. CALCULUL REGIMURILOR DE DIMENSIONARE - MT	29
6.2.1. SARCINĂ MAXIMĂ	29
6.2.1.1. SCHEMA NORMALA DE FUNCȚIONARE	29
6.2.1.2. N-1 - SARCINĂ MAXIMĂ – 1 TRAFU 25 MVA DIN STAȚIA SIBIU SUD DECONECTAT, CL 110 kV CONECTATĂ	30
6.2.2. SARCINĂ MINIMĂ	31
6.2.2.1. SCHEMA NORMALA DE FUNCȚIONARE	31
6.2.2.2. N-1 - SARCINĂ MINIMĂ – 1 TRAFU 25 MVA DIN STAȚIA SIBIU SUD DECONECTAT, CL 110 kV CONECTATĂ	32
7.CALCULUL PIERDERILOR DE PUTERE.....	34
9.SOLICITĂRI LA SCURT-CIRCUIT.....	36

10. ANALIZA CONDIȚIILOR DE STABILITATE STATICĂ A CEF SIBIU-4,831 MW.	37
10.1 CONDIȚIILE DE STABILITATE STATICĂ ALE EVACUĂRII PUTERII PRODUSE DE CEF SIBIU-4,831 MW PENTRU ETAPA VDI 2026.	38
11. CALITATEA ENERGIEI ELECTRICE.....	39
11.1. TENSIUNE.....	39
11.2. FLICKER.....	39
11.3. ARMONICI	39
12 .PARTICIPAREA LA REGLAJUL TENSIUNII ÎN ZONĂ	40
13 CERINȚE GENERALE PENTRU CENTRALELE FORMATE DIN MODULE GENERATOARE, DE CATEGORIE B (PREVĂZUTE ÎN ORDIN ANRE NR. 208/2018).....	41
14. PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AI INVESTITIEI	73
14.1 VALOARE Tr SI FB	73
14.2 DURATA DE REALIZARE A INVESTITIEI— 6 LUNI.....	73
14.3 DATA ESTIMATA DE PUNERE ÎN FUNCȚIUNE — DECEMBRIE - 2024.....	73
14.4 TARIFUL DE RACORDARE	73
A. <i>Calcularea componentei Ti</i>	74
B. <i>Calcularea componentei Tr</i>	74
C. <i>Calcularea componentei Tu</i>	75
D. <i>Rezultatele centralizate</i>	75
15. CONCLUZII	77
16. MASURI DE SANATATE SI SECURITATE ÎN MUNCA	79
17. MASURI P.S.I.....	80
18. IMPACTUL CU MEDIUL SI FACTORUL UMAN	81
19. LEGISLATIE/ NORME TEHNICE ÎN VIGOARE SI DOCUMENTE DE REFERINTA.....	83

MEMORIU TEHNIC

A. PIESE SCRISE

1. Date generale

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

“STUDIU DE SOLUȚIE PRIVIND RACORDAREA LA REȚEA ELECTRICA A CENTRALEI ELECTRICE FOTOVOLTAICE CEF SIBIU, CU PUTEREA TOTALĂ APROBATĂ EVACUATĂ DE 4,831 MW ÎN JUDEȚUL SIBIU, LOCALITATEA SIBIU.”

1.2. Amplasamentul

Municipiul SIBIU, județul SIBIU, România.

1.3. Titularul investiției

Primăria Municipiului Sibiu., str. Samuel Von Brukenthal, nr. 2, Sibiu.

1.4. Beneficiarul Investiției

Primăria Municipiului Sibiu., str. Samuel Von Brukenthal, nr. 2, Sibiu.

1.5. Operator de distribuție zonal

DEER S.A.

1.6. Elaboratorul studiului

MBK POWER ENERGY S.R.L. strada Costache Negri nr. 2-4, ap. 1, sc.3, municipiul Cluj-Napoca, județul Cluj.

2. Informații generale privind proiectul:

2.1. Necesitatea și oportunitatea investiției

Primăria Municipiului Sibiu, are un teren amplasat în localitatea Sibiu, județul Sibiu. Ca urmare a solicitării beneficiarului, pentru construirea unei centrale electrice fotovoltaice de 4,831 MW, datorită potențialului energetic solar a regiunii Sibiu, este necesară proiectarea și ulterior racordarea centralei electrice la rețeaua Operatorului de Distribuție (OD). Denumirea noului obiectiv este Parc Fotovoltaic Sibiu – CEF Sibiu-4,831 MW.

La întocmirea acestui studiu s-au avut în vedere:

- Solicitarea beneficiarului;
- Chestionar energetic producător și consumator/anexă;
- Comanda de proiectare;
- Date culese de proiectant din teren;
- Datele de exploatare;
- Date primite de la beneficiar cu privire la caracteristicile panourilor fotovoltaice propuse, puterea totală instalată și puterea maxima injectată în rețeaua O.D.

2.2 Situația actuală și informații despre entitatea responsabilă cu implementarea proiectului

Situația Actuală

În imediata vecinătate a zonei de construire a capacității de producție a energiei electrice se găsesc rețele electrice ce aparțin operatorului de distribuție după cum urmează:

LEA 20 kV Sibiu Sud-PT 344 alimentată din stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud-situată la cca. 0,8 km de amplasamentul viitoarei Centrale Electrice Fotovoltaice.

Stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud – situată la cca. 3,5 km de amplasamentul viitoarei Centrale Electrice Fotovoltaice. Stația 110/20 kV Sibiu -Sud este echipată cu două unități de transformare, fiecare de 25 MVA 110/22 kV, sistem de două bare medie tensiune 1A, respectiv 1B. Instalația de tratare a neutrilor pentru rețeaua de 20 kV din stația Sibiu Sud este compusă din următoarele echipamente:

- 2 transformatoare de servicii interne **TSI 21 / TSI 22**

Transformator trifazat de putere 20/0,4 kV, 3000/320 kVA, cu neutrul tratat prin bobină de stingere pe partea de Î.T. și direct la pământ pe partea de J.T., grupa de conexiuni ZN-yn5, imersat în ulei, având 5 ploturi cu reglaj pe partea de Î.T. fără sarcină și fără tensiune, circulație naturală a uleiului și răcire naturală, fabricat de Siemens în 2015, cu PIF în același an. Curent nominal 9.24-86.6 / 461,9 A, tensiunea de scurtcircuit 2.67%, echipate cu separator de nul pe partea de Î.T.

- 2 bare de nul, astfel: borna neutru Î.T. a TSI 21 este conectată la Bara nul 1, respectiv borna neutru Î.T. a TSI 22 este conectată la Bara nul 2.

Fiecare bară de nul este conectată la un descărcător cu rezistență variabilă cu oxizi de zinc, 24 kV.

- 4 bobine de stingere: BS1, BS2, BS3, BS4

BS1 și BS2, tip BSRC, fabricate de către Retrasib în anul 1981 au beneficiat în anul 2011 de o reabilitare. Putere nominală 1160 kVA, curent maxim 100A.

BS3 și BS4, tip END 20/100/1250, fabricate de către TRENCH Austria în anul 2015, an în care a avut loc și punerea în funcțiune. Putere nominală 1155 kVA, curent nominal 100 A. Toate cele 4 bobine de stingere sunt prevăzute cu câte două separatoare de bară, putând fi comutate de pe o bară de nul pe cealaltă.

În prezent, schema normală de funcționare a instalației este tratare neutru MT este următoarea:

- TSI 21 – Bara nul 1 – BS1 (slave) + BS3 (master) – reglaj automat

- TSI 22 – Bara nul 2 – BS2 (slave) + BS4 (master) – reglaj automat
- o instalație de reglare automată și detectare selectivă a punerilor la pământ
Compusă din:
 - Regulator pentru bobina de stingere marca A.Eberle, tip REG-DPA, fabricat în Germania, câte o bucată aferentă fiecărei bobine de stingere.
 - Echipament EOR-DM pentru detectarea punerilor la pământ, marca A.Eberle, tip EORSys, fabricat în Germania
 - Echipament de semnalizare locală a diferitelor funcționări anormale cu 12 puncte de semnalizare

În studiu s-a considerat funcționarea la schema normală a Operatorul de Transport în Stația 400/220/110/20kV Sibiu Sud, cu ambele transformatoare în funcțiune.

Spațiile disponibile pentru amplasarea unei celule noi de 20 kV la barele 20 kV ale stației Sibiu Sud, în prezent echipată cu celule tip NxAirM, fabricant Siemens, există spațiu de rezervă pentru 3 celule 20 kV, 1 pe semibara 1B și 2 pe semibara 1A.

Producția de energie electrică a noii centrale electrice fotovoltaice este evacuată la o putere de 4,831MW în punctul de racordare la rețea, la nivelul de 20 kV, aceasta însemnând un curent debitat maxim de 139,459 A la nivelul de 20 kV.

Având în vedere prevederile din Regulamentul (UE) 2016/ 631 al Comisei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare, ANRE a emis ordinul 79/2016 „Ordin pentru aprobarea clasificării unităților generatoare și a centralelor electrice”. Acest ordin prevede următoarea clasificare a unităților generatoare și a centralelor electrice.

Centrala CEF Sibiu-4,831 MW, proiectată, se încadrează conform ordinului ANRE nr. 79/2016, în categoriile B de centrale electrice, având în vedere tensiunea punctului de racordare și implicit a puterii instalate.

Având în vedere că în imediata vecinătate a zonei de construire a centralei sunt localizate stația electrică 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și LEA 20 KV PT 344, soluția viabilă pentru injecția puterii noii centrale este considerată racordarea la LEA 20 kV sau pe barele de 20 kV ale Stației 400/220/110/20 kV Sibiu Sud. Astfel centrala CEF Sibiu - 4,831 MW va fi încadrată în categoria B.

Tabel 2.1 Clasificarea unităților generatoare și a centralelor electrice

Categoria semnificativă	Tensiunea punctului de racordare (kV) și puterea instalată a unității generatoare/centralei electrice (MW)
Categoria A	$U < 110 \text{ kV}$ și $0,8 \text{ kW} \leq P < 1 \text{ MW}$
Categoria B	$U < 110 \text{ kV}$ și $1 \text{ MW} \leq P < 5 \text{ MW}$
Categoria C	$U < 110 \text{ kV}$ și $5 \text{ MW} \leq P < 20 \text{ MW}$
Categoria D	$U \geq 110 \text{ kV}$ și $P \geq 20 \text{ MW}$ sau $U \geq 110 \text{ kV}$ și $P < 20 \text{ MW}$ sau $U < 110 \text{ kV}$ și $P \geq 20 \text{ MW}$

Tabel 2.2 Date globale pentru modulele generatoare de tip fotovoltaic

Nr. crt.	Nr. panouri	Tip panou	Pi panou (c.c.) (kW)	Pi total panouri (c.c.) (kW)	Pmax debitat de panouri (c.c.) (kW)	Capacitate baterii de acumuloare* (Ah)	Pi total panouri pe un invertor (c.c.) (kW)
1	10736	450W	0,45	4.831,20	4.831,20	—	123,88
TOTAL				4.831,20	4.831,20		123,88

*Coloană completată numai dacă sistemul fotovoltaic are baterii de acumuloare.

NOTĂ: Panou = panou fotovoltaic c.c. = curent continuu
Pi = putere activă instalată Pmax = putere activă maximă

Tabel 2.3 Date globale pentru invertore

Nr. crt.	Nr. invertore	Tip invertore	Un invertor (c.a)	Pi invertor (c.a) (kW)	Capacitate de stocare* (Ah)	Pmax invertor (c.a) (kW)	Pmax centrala formata din module generatoare (kW)
1	39	125 KW	400	125	—	125	4.875,00
TOTAL				125		125	4.875,00

*Coloană completată numai dacă sistemul fotovoltaic are baterii de acumuloare/sisteme de stocare.

NOTĂ Un = tensiune nominală; Pi = putere activă instalată;
Pmax = putere activă maximă; c.a. = curent alternativ;

Tabel 2.4 Evoluția puterii ce poate fi evacuată în rețeaua electrică, la locul de consum si/sau producere

Nr. crt.	Date energetice ale utilizatorului	U.M.	Situația	Puterea cerută pe ani - dezvoltare în etape -					Etapă finală
1	Puterea totală instalată	kW	-	4.875,00	4.875,00	4.875,00	4.875,00	4.875,00	4.875,00
2	Puterea maximă simultan evacuată în rețeaua OD	kW	-	4.831,20	4.831,20	4.831,20	4.831,20	4.831,20	4.831,20
3	Wanuală	kWh	-						6.468.574

*La completarea datelor se vor avea în vedere prevederile Art. 10, alin. (12) Ord. ANRE 11/2014 - Metodologie de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, cu toate completările și modificările ulterioare.

Tabel 2.5 Evoluția puterii ce poate fi absorbită din rețeaua electrică, la locul de consum si/sau producere

Nr. crt.	Date energetice ale utilizatorului	U.M.	Situația existentă	Puterea cerută pe ani - dezvoltare în etape -					Etapă finală
1	Puterea totală instalată	kW	-	10	10	10	10	10	10
2	Puterea maximă simultan absorbită	kW	-	6	6	6	6	6	6

Din care **servicii interne** centrala electrică:

Puterea maxim instalată 10 kW

Puterea maxim absorbită 6 kW

CALCULUL PIERDERILOR

CEF Sibiu = 4,831 MW – varianta 1 de racordare

- Pierderi in LES 20 kV – 3,5 km

$$\Delta P_{LES,20} = 3 \cdot r_0 \cdot L \cdot \left(\frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \right)^2 = 3 \cdot 0,0778 \cdot 3,5 \cdot \left(\frac{4,831}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,9} \right)^2 = 110,565 \text{ kW}$$

Pierderi trafo 3,15 MVA – 2 buc

$$\Delta P_{T,3,15MVA} = n_T \cdot \Delta P_0 + \frac{\alpha^2}{n_T} \cdot \Delta P_{sc} = 2 \cdot 2,2 + \frac{\left(\frac{4,831}{3,150 \cdot 0,9} \right)^2}{2} \cdot 27,5 = 47,1515 \text{ kW}$$

CEF Sibiu= 4,831 MW – varianta 2 de racordare

- Pierderi in LES 20 kV – 0,8 km

$$\Delta P_{LES,20} = 3 \cdot r_0 \cdot L \cdot \left(\frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \right)^2 = 3 \cdot 0,0778 \cdot 0,8 \cdot \left(\frac{4,831}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,9} \right)^2 = 25,272 \text{ kW}$$

Pierderi trafo 3,15 MVA – 2 buc

$$\Delta P_{T,6,3MVA} = n_T \cdot \Delta P_0 + \frac{\alpha^2}{n_T} \cdot \Delta P_{sc} = 2 \cdot 2,2 + \frac{\left(\frac{4,831}{3,150 \cdot 0,9} \right)^2}{2} \cdot 27,5 = 47,1515 \text{ kW}$$

- **Servicii interne** – se consideră estimarea *Pinstalat servicii interne* = 10 kW și *Pmax absorbită* = 6 kW conform solicitare și s-a luat în calcul următoarea listă de utilizatori:
 - Iluminat perimetral + sistem antiefracție și supraveghere video;
 - Servicii interne pentru posturile de transformare aferente modulelor generatoare (iluminat posturi, rezistențe, anticondens, consum protecții stație și posturi).

BILANȚ PUTERI:

- **Pierderi de putere** de la generatoare până la punctele de delimitare (PD):
$$\Delta P_{gener-PD} = \Delta P_{LES,20} + \Delta P_{T6,3MVA} = 110,565 + 47,1515 = 157,7165 \text{ kW}$$
- **Puterea netă**, rezultă prin scăderea din puterea instalată a CEF SIBIU $P_{max} = 4,831 \text{ MW}$, a pierderilor de putere și a consumului serviciile interne:

$$P_{net\grave{a}} = P_i - \Delta P_{gener-PD} - P_{max\,servicii\,interne} = 4,831 - 0,157716 - 0,010 = 4,6633MW$$

- **Puterea aparentă**, pentru un factor de putere, $\cos\varphi=1$

$$S_{CEF} = \frac{P_{net\grave{a}}}{\cos\varphi} = \frac{4,6633}{0,9} = 5,18144MVA$$

Puterea aprobata a Centralei Electrice Fotovoltaice CEF Sibiu-4,831 MW – varianta 1 de racordare.

		Situatia existenta in momentul emiterii avizului *)	Evolutia puterii aprobate **)				
			Etapa I, valabilă de la data	Etapa a- II-a, valabilă de la data	Etapa a- III-a, valabilă de la data	Etapa a- IV-a, valabilă de la data	Etapa finală, valabilă de la data 2024
Puterea maximă simultană ce poate fi evacuate ***)	(kVA)	-	5.181,44	5.181,44	5.181,44	5.181,44	5.181,44
	(kW)	-	4.663,30	4.663,30	4.663,30	4.663,30	4.663,30
Puterea maximă simultană ce poate fi evacuată fara realizarea lucrărilor de întărire ****)	(kVA)	-	-				
	(kW)	-	-				
Puterea maximă simultană ce poate fi evacuată în situațiile de limitare operațională, prevăzute la pct. 4 alin. (5) lit. a)	(kVA)	-	-				
	(kW)	-	-				
	(kW)	-	-				
Puterea maximă simultană ce poate fi absorbită din rețea *****)	(kVA)	-	11,11	11,11	11,11	11,11	11,11
	(kW)	-	10	10	10	10	10

**) În situația unui loc de producere/loc de consum și de producere existent se completează puterea aprobată prin certificatul de racordare sau prin avizul tehnic de racordare, în situația în care locul de producere/locul de consum și de producere a fost pus sub tensiune înainte de intrarea în vigoare a Regulamentului și încă nu a fost emis certificat de racordare.*

***) Sunt cuprinse datele privind evoluția puterii aprobate de la punerea în funcțiune a obiectivului pentru un loc de producere/loc de consum și de producere nou, respectiv din momentul modificării puterii aprobate pentru un loc de producere/loc de consum și de producere existent. În situația unui loc de producere/loc de consum și de producere care se dezvoltă într-o singură etapă se completează numai coloana corespunzătoare etapei finale.*

****) Puterea maximă simultană ce poate fi evacuată se stabilește de operatorul de rețea cel mult la valoarea solicitată de utilizator prin cererea de racordare, valoare care ține seama de următoarele:*

(i) puterile instalate ale unităților generatoare;

(ii) simultaneitatea în funcționare avută în vedere de utilizator;

(iii) limitarea puterii evacuate la puterea solicitată de utilizator, prin sistemul automatizat de management al puterii evacuate;

(iv) puterea absorbită de receptoarele de la locul de consum și de producere și/sau de serviciile interne ale centralei;

(v) pierderile de putere calculate pentru elementele de rețea situate între generator și punctul de delimitare.

*****) Se completează numai în cazul în care soluția de racordare cuprinde lucrări de întărire.*

******) Pentru un loc de producere se completează numai în situația în care serviciile interne sunt alimentate prin aceeași instalație de racordare prin care se evacuează energia electrică produsă; pentru un loc de consum și de producere racordat prin aceeași instalație de racordare (prin care se evacuează și se absoarbe energie electrică) se completează puterea totală aprobată pentru consum (pentru alimentarea serviciilor interne ale centralei și a receptoarelor de la locul de consum).*

Cablurile folosite pentru racordurile dintre posturile de transformare aferente parcului și punctul de racord la rețea sunt în construcție standard, cu manta exterioară din PE și cu izolație din polietilena reticulată (XLPE), cu etanșare longitudinală împotriva pătrunderii apei (F), conform SR CEI 502 și respectând cerințele din „Specificație tehnică pentru cabluri de medie tensiune cu izolație din XLPE” – ST 065 RO.

Adâncimea de pozare a cablurilor va fi de 0,8 m adâncime, pe pat de nisip de 10 cm, în zona verde și trotuar și de 1,2 m într-un manșon de beton peste care se astupă cu balast, la subtraversări carosabile, respectând cerințele în vigoare din NTE 007/08/00.

Cablurile de medie tensiune monofazate se pozează utilizând sistemul de pozare în treflă. Mantaua cablurilor se va lega la pământ la ambele capete.

Pozarea cablurilor de MT și de j.t. se va realiza în pământ, pe domeniul public și pe domeniul producătorului de energie electrică.

2.3 Situația proiectată în scopul racordării centralei electrice fotovoltaice

Pentru racordarea la rețea a centralei electrice fotovoltaice CEF Sibiu– 4,831 MW s-au proiectat soluțiile, după cum urmează:

2.3.1. Soluția I - Racordare în stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud la barele de 20 kV prin intermediul unei celule noi echipate în stație, cu racord LES 20 kV.

Lucrări în regim tarif de racordare:

- Conectarea la SEN a CEF Sibiu-4,831 MW se va face la 20 kV printr-o celulă de linie nouă, LES 20 kV- CEF Sibiu, în stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud .

- Construcția celei de linie LES 20 kV CEF Sibiu-4,831 MW, va fi o celulă de interior identică cu restul celulelor de linie 20 kV existente în stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud . Astfel, celula de 24 kV, 1250 A, $I_{sc} = 25$ kA va fi de tip închis, având compartimente separate pentru circuitele primare, respectiv secundare, mediul de izolație în aer cu simplu sistem bare.
- Echiparea celei constă în:
 - o Întreruptor trifazat cu comutație în vid, debroșabil, 24 kV, 630 A, ales conform „Specificație tehnică pentru Întreruptor cu vid de medie tensiune” – ST 75. Anclanșarea și declanșarea acestuia vor fi posibile și din butoane montate pe ușa compartimentului de circuite secundare;
 - o Trei transformatoare monofazate de curent 150/5/5 A, clasa înfășurării de măsură 0,2s iar clasa infasurarilor de protecție 10P.
 - o Trei transformatoare monofazate de tensiune $20.000/\sqrt{3} // 100/\sqrt{3} // 100/\sqrt{3}$ V, clasa înfășurării de măsură 0,2 .
 - o Un transformator de curent homopolar 50/1 sau 100/1 A.
 - o Trei descărcătoare cu oxizi metalici 24 kV, 10 kA.
 - o Cuțit de legare la pământ (CLP);
 - o Divizor capacitiv de tensiune și releu pentru blocarea anclanșării la prezența tensiunii pe linie și semnalizarea lipsei tensiunii pe linie în releu;
 - o Grup măsură pe partea de MT, ce include circuite de măsurare și montare contor trifazat – 5A (cls. 0,2), cu curba de sarcină, dublu sens și compatibil cu sistem telecitire, pentru integrare în sistemul de telegestiune al OD/OTS.
 - o Se va monta analizor de calitate a energiei electrice și se va asigura integrarea acestuia în sistemul de monitorizare al OD/OTS.
 - o Echipamentul necesar pentru asigurarea transmiterii on-line a valorilor pentru P, Q, U, f va fi ales conform reglementarilor ANRE în vigoare;
 - o Terminal numeric de protecție, 220 Vcc. Funcțiile acestuia sunt:
 - Funcția de protecție: protecție maximală de curent rapidă – ANSI 50, protecție maximală de curent temporizată – ANSI 51, protecție maximală de curent direcționată – ANSI 67, discontinuitate fază – ANSI 46 PD, protecție homopolară de curent nedirecționată – ANSI 51N, protecție homopolară de curent sensibilă direcționată – ANSI 67N, protecție împotriva punerilor la pământ intermitente, protecție de minimă tensiune I și II- ANSI 27 – 1,2; protecție de maximă tensiune I și II- ANSI 59 – 1,2; protecție minimă și maximă frecvență – ANSI 81, reanclanșare automată rapidă, înregistrarea evenimentelor;
 - Funcții de comandă control;
 - Funcții de monitorizare pentru supravegherea circuitelor de declanșare, a circuitelor de curent și tensiune, a circuitelor de alimentare cu tensiune operativă, pentru testare externă și autosupraveghere;
 - Semnalizări optice locale și la distanță;
 - Echipamentul va asigura măsurarea I, U, P, Q la o valoare a curentului de 5mA în secundar aferent unui curent nominal de 5 A;
 - În terminal vor exista cel puțin patru grupe de reglaje independente;
 - Terminalul va fi prevăzut cu un display grafic și tastatură care să permită comanda echipamentelor primare, comandă butoane active setate pe display, vizualizarea stării echipamentelor primare sub forma schemei monofilare a celei;
 - Terminalul numeric de protecție va fi inclus în bucla de fibră optică a stației 400/220/110/20 kV Sibiu Sud . Pentru realizarea interfeței de comunicație, terminalul trebuie să conțină, pentru SCADA, două porturi de comunicație pe

fibră optică cu protocol IEC 61850, iar pentru sincronizarea timpului intern și realizarea interfeței cu calculator portabil este necesar protocolul RS232. Suplimentar sunt necesare patch cord-uri de fibră optică noi între switch-ul din dulapul SCADA și noua celulă LES 20 kV CEF Sibiu-4,831 MW și între noua celulă LES 20 kV CEF Sibiu-4,831 MW și celula 20 kV adiacentă.

- După montarea noii celulei vor fi realizate circuitele de includere a acestuia în buclele de c.a., c.c., semnalizări, blocaje, DRRI, DAS și celelalte bucle existente.
- Noua celulă va fi integrată în priza de pământ interioară a stației, cu platbanda OL-Zn 40x4mm, conform 1-E-IP-35/1-90, iar CLP-ul și mantaua cablului de MT vor fi legate la priza de pământ realizată pe peretele din spatele celulei.
- Celula de linie va fi prevăzută cu blocaje de siguranță care să împiedice atingerea părților sub tensiune de către personalul de exploatare – blocarea ușii dacă celula este sub tensiune, blocaje operaționale pentru evitarea manevrelor greșite la nivelul celulei de linie, blocajul închiderii CLP-ului dacă întreruptorul este broșat.
- Celula LES 20 kV CEF Sibiu-4,831 MW va fi integrată în DMS-SCADA aparținând OD/OTS. Pentru realizarea integrării sunt necesare următoarele lucrări:
 - o Montarea unui dulap SCADA echipat , necesar pentru realizarea schimbului de informații dintre CEF Sibiu-4,831 MW și operatorul de rețea de distribuție, care să includă server, switch, GPS, UPS, rack de comunicație;
 - o Instalarea în rack-ul de comunicație existent în stația Sibiu Sud a unui echipament pentru criptarea comunicațiilor, separarea și filtrarea traficului de informații dintre zone de securitate diferite, de tip CISCO ISA-3000-4C-X (cu 4 porturi Ethernet).
 - o Dacă este necesar se va extinde LAN-ul stației prin includerea unui switch nou în cazul în care nu mai sunt porturi de fibră optică disponibile pentru integrarea terminalului numeric de protecție din celula LES 20 kV CEF Sibiu-4,831 MW.
 - o Integrarea CEF Sibiu-4,831 MW în sistemul DMS-SCADA al OD/OTS. se realizează prin protocol IEC 104, configurat corespunzător atât la nivel de stație, cât și dispecer folosind calea de comunicație existentă în stație.
- **Tratarea neutrului în rețeaua de MT: Având în vedere că această variantă de racordare prevede racordarea directă în bara de 20 kV a Stației 400/220/110/20 kV Sibiu Sud, punerile la pământ sunt tratate prin intermediul grupului mixt de tratare a neutrului montat în stația Sibiu Sud, iar pentru dimensionarea acestuia este nevoie de curentul total de punere la pământ aferent rețelei de M.T. din Stația Sibiu Sud.**
- **In faza urmatoare de proiectare se va redimensiona corespunzator instalatia de tratare a neutrului in functie de curentul capacativ de punere la pamant total rezultat ca urmare a racordarii CEF Sibiu 4,831 MW. In calculele economice a fost prins pe tarif de racordare amplificarea grupului mixt de tratare a neutrului.**

Instalații de utilizare

- Se proiectează un sistem de MT, echipat cu 2 transformatoare de 3150 kVA, 0,4/20kV, transformatoare care se vor amplasa de așa natura încât să se reducă traseele de JT între invertoare și bara de JT a PTab-urilor.
- Se va realiza un racord electric subteran LES 20 kV, cu cabluri de tip 3xA2XS2Y 1x150/25 mm, între celulă de linie nouă, LES 20 kV- CEF Sibiu din stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și PTab 1 de pe terenul beneficiarului în lungime de 3,5 km, iar din PTab 1 în PTab 2 lungime traseu 20 kV -200 ml.
- Astfel se vor construi 2 posturi de transformare – PTab 1 și 2 CEF Sibiu 4,831 MW.
- PTab 1 și 2 CEF Sibiu 4,831 MW, în anvelope de beton, se vor amplasa pe teren

proprietatea Primăriei Municipiului Sibiu . Aceste posturi de transformare vor fi echipate după cum urmează:

- **PTab1** CEF Sibiu 4,831 MW va fi construcție de tip anvelopă de beton și se va amplasa pe teren proprietatea Primăriei Municipiului Sibiu. Acest post de transformare va fi echipat după cum urmează:
 - o Secție bară de MT;
 - o O celulă de linie (pentru LES de evacuare a energiei) echipată cu separator de sarcină SF 6,630 A/24 kV cu CLP și întrerupător 24 kV/630 A, mediu de stingere vid;
 - o 2 celule de transformator echipată cu separator SF6 cu CLP și întrerupător 24 kV/630A, mediu de stingere vid cu CLP spre transformator;
 - o Transformator 3150 kVA, 0,4/20 kV, Dyn5;
 - o Tablou electric de joasă tensiune, în care se racordează invertoarele din operarea utilizatorului și serviciile interne din operarea utilizatorului;
- **PTab2** va fi echipat după cum urmează:
 - o Secție bară de MT;
 - o Transformator 3150 kVA, 0,4/20 kV, Dyn5;
 - o Tablou electric de joasă tensiune, în care se racordează invertoarele din operarea utilizatorului.
- Toate instalațiile vor îndeplini cele prevăzute în norme, asupra condițiilor de legare la pământ a instalațiilor fotovoltaice.
- Masele instalației fotovoltaice vor fi conectate la o priză de pământ independentă de prizele rețelei electrice de distribuție publică.
- Se vor folosi împământările, la care se vor conecta direct structurile de suport al generatorului fotovoltaic, marcajele modulelor și terminalul de legare la pământ a invertorului. Marcajele modulelor și structurile mecanice de suport trebuie să fie legate la pământ, iar conexiunea în pământ se va realiza prin intermediul unui cablu de pământ izolat de 16 mm² de secțiune, care va fi unit la un țarș, acesta trecând până la un punct când va putea să se infiltreze în teren.
- **Se vor reface spațiile verzi, carosabil pietruit și alte elemente afectate de lucrări, care vor fi aduse la starea inițială.**

Se va corela selectivitatea protecțiilor din celulele PTab 1 CEF Sibiu proiectat, cu protecțiile maxime din celulele de linie din stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud .

Proiectarea rețelei interne a CEF Sibiu-4,831 MW, precum și conectarea în stația de medie tensiune se va face în cadrul unei documentații de proiectare a centralei electrice fotovoltaice. Aceasta va fi pusă la dispoziția OD/OTS, pentru a fi avizată înaintea momentului racordării CEF Sibiu-4,831 MW la SEN.

Posturile de transformare CEF Sibiu-4,831 MW se vor amplasa pe domeniul Primăriei Municipiului Sibiu, PTab 1 în vecinătatea limitei de proprietate – acces neîngrădit a echipamentelor de exploatare/mentenanță a OD și la grupul de măsură.

Delimitarea instalațiilor din punct de vedere al separării de gestiune se va realiza în celula de linie proiectată, la clemele capetelor terminale LES 20 kV CEF Sibiu-4,831 MW din Stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud .

Punctul de racordare a instalațiilor, cu precizarea tensiunii aferente – Stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud , pe sistemul de bare de 20 kV.

Măsurarea energiei se va realiza pe medie tensiune – cu ajutorul grupului de măsură pe MT, amplasat în celula nouă LES 20 kV CEF Sibiu-4,831 MW.

Din circuitele necesare pentru măsurarea energiei electrice fac parte transformatoare de

măsurare de curent 24 kV 150/5/5 A (raport de transformare 150/5A – cls. 0,2S), transformatoare de măsurare de tensiune $(20/\sqrt{3}) / (0,1/\sqrt{3}) / (0,1/\sqrt{3})$ kV (cls.0,2) și contor electronic trifazat – 5A (cls. 0,2), cu curba de sarcină, dublu sens și compatibil cu sistem telecitire și funcție de analizor de calitate a undei de tensiune.

Cerinte Tehnice:

Utilizatorul va lua masurile tehnice care se impun pentru evitarea debitarii in SEN la disparitia tensiunii pe barele 20 kV.

Injectia de putere in SEN se va face numai dupa autosincronizarea invertoarelor pornite ca urmare a aparitiei tensiunii din SEN.

Utilizatorul va respecta conditiile impuse producatorilor de Codul Tehnic al RED.

Cerinte Juridice:

Gestionarul instalatiei de racorare, OD/OTS, va intocmi conventia de Exploatare.

Daca la data incheierii Contractului de racordare, utilizatorul nu prezinta autorizatia de construire a instalatiei de racordare, data PIF a instalatiei de racordare se va prelungi cu durata necesara obtinerii de catre OD a autorizatiei de construire a instalatiei de racordare.

Utilizatorul va incheia un contract de suprafacie cu operatorul de distributie si-l va inscrie in cartea funciara, ca nu va emite pretentii financiare legate de instalatiile mai sus mentionate realizate pe terenul beneficiarului, dar care apartin operatorului de retea (Racord LEA 20 kV), ori pentru racordarea altor utilizatori din instalatiile in cauza si se obliga sa transmita aceste obligatii si succesorilor proprietari ai imobilului respectiv, conform HG90/2008, art 26, alin.4.

Utilizatorul va prezenta declaratia notariala privind accesul nemijlocit al presonalului OD/OTS, la grupul de masura, precum si transmiterea acestor drepturi si succesorilor proprietari ai imobilului respectiv.

2.3.2. Soluția II - Racordare in LEA 20 kV PT 344 cu recloser telecomandat .

Lucrări în regim tarif de racordare:

- Conectarea la SEN a CEF Sibiu 4,831 MW se va face la 20 kV, în zona existând LEA 20 kV PT 344.
- Racordare CEF Sibiu 4,831 MW se va realiza la Stalpul de tip SC 15014 existent al LEA 20 kV PT 344 prin conectarea prin derivație în "T" la LEA 20 kV PT 344. Stâlpul existent de tip SC15014 și va fi echipat după cum urmează:
 - o Consolă de sustinere (existenta);
 - o Legături simple de sustinere, cu izolatoare ceramice (existente);
 - o Consolă de derivație CDV 550 (proiectata);
 - o Legături duble de întindere, cu lanțuri de izolatoare compozit (proiectate);
 - o Priză de pământ cu $R_p < 10 \Omega$ (proiectata);
- La o distanță de 20 m față de stâlpul din alineament pe domeniul public se va planta un stâlp nou special tip SC 15014, nr 1, fiind echipat după cum urmează:
 - o Consolă de tip CIT 140;
 - o Legături duble de întindere (în ambele sensuri), cu lanțuri de izolatoare compozit;
 - o Separator tripolar de exterior, tip STE2Mpno 24 kV/400 A/50 A, cu CLP, montaj orizontal;
 - o Priza de pământ cu $R_p < 4 \Omega$ pentru stâlpul cu echipament.
- La o distanță de 10 m față de stâlpul echipat cu separatorul STE, pe domeniul public, se va planta un stâlp special de tip SC 15014,nr.2, echipat după cum urmează:
 - o Consolă de tip CIT 140

- Legături duble de întindere, cu lanțuri de izolatoare compozit;
 - Recloser telecomandat, 630 A/24 kV, complet echipat;
 - Cutii terminale 24 kV pentru cablu proiectat – spre CEF Sibiu 4,831 MW;
 - Set descărcatoare cu oxizi metalici, 24 kV, 10 kA;
 - Priza de pământ cu $R_p < 4 \Omega$
- **Tratarea neutrului în rețeaua de MT: Având în vedere că această variantă de racordare prevede racordarea directă în bara de 20 kV a Stației 400/220/110/20 kV Sibiu Sud, punerile la pământ sunt tratate prin intermediul grupului mixt de tratare a neutrului montat în stația Sibiu Sud, iar pentru dimensionarea acestuia este nevoie de curentul total de punere la pământ aferent rețelei de M.T. din Stația Sibiu Sud.**
 - **In faza urmatoare de proiectare se va redimensiona corespunzator instalatia de tratare a neutrului in functie de curentul capaciv de punere la pamant total rezultat ca urmare a racordarii CEF Sibiu 4,831 MW. In calculele economice a fost prins pe tarif de racordare amplificarea grupului mixt de tratare a neutrului.**

Instalații de utilizare:

- Se va realiza un racord electric subteran LES 20 kV între stâlpul cu separator proiectat și PTab1 CEF Sibiu 4,831 MW de pe terenul beneficiarului în lungime de 800 ml.
- Se montează două PTab-uri, PTab 1 și PTab 2, echipate cu câte un transformator de 3150 kVA, 0,4/20 kV, amplasate de așa natură încât să se reducă traseele de joasă tensiune dintre invertoare și bara de joasă tensiune a posturilor de transformare, PTab1 și PTab 2 a CEF Sibiu 4,831MW;
- **PTab1** CEF Sibiu 4,831MW va fi construcție de tip anvelopă de beton și se va amplasa pe teren proprietatea Primăriei Municipiului Sibiu. Acest post de transformare va fi echipat după cum urmează:
 - Secție bară de MT;
 - O celulă de linie (pentru LES de evacuare a energiei) echipată cu separator de sarcină SF 6,630 A/24 kV cu CLP;
 - O celulă de măsură a energiei electrice alcătuită din:
 - set 3xtransformatoare de măsurare de curent de exterior – 24 kV 150/5/5A (raport de transformare 150/5A – cls. 0,2S),
 - set 3xtransformatoare de măsurare de tensiune $20/(0,1/\sqrt{3})/(0,1/3)$ kV (cls.0,2) și contor electronic trifazat – 5A (cls. 0,2), cu curba de sarcină, dublu sens și compatibil cu sistem telecitire și funcție de analizor de calitate a undei de tensiune,
 - Grupul de masura din celula de masura a PTab 1 proiectat va intra in gestiunea Operatorului de Distribuție.
 - separator de bare combinat cu siguranțe fuzibile încorporate, rezistențe anti condens.
 - 2 celule de transformator echipată cu separator SF6 cu CLP și întrerupator 24 kV/630A, mediu de stingere vid, spre transformator;
 - Transformator 3150 kVA, 0,4/20 kV, Dyn5;

- Tablou electric de joasă tensiune, în care se racordează invertoarele din operarea utilizatorului și serviciile interne din operarea utilizatorului;
- **PTab2** va fi echipat după cum urmează:
 - Secție bară de MT;
 - Transformator 3150 kVA, 0,4/20 kV, Dyn5;
 - Tablou electric de joasă tensiune, în care se racordează invertoarele din operarea utilizatorului.
- **Centrala electrica fotovoltaică CEF Sibiu 4,831MW va realiza transmiterea online-în timp real al mărimilor din punctul de racordare (P, Q, U, f) și din punctul de delimitare (poziția echipamentelor, funcționarea protecțiilor, semnalizări, alarme), către sistemul DMS-SCADA al OD/OTS.**
- Toate instalațiile vor îndeplini cele prevăzute în norme, asupra condițiilor de legare la pământ a instalațiilor fotovoltaice.
- Partea metalică a instalației fotovoltaice va fi conectată la o priza de pământ independentă de prizele rețelei electrice de distribuție publică.
- Se vor folosi prizele de pământ, la care se vor conecta direct structurile de suport ale centralei electrice fotovoltaice, marcajele modulelor și terminalul de legare la pământ a inverterului.
- **Se vor reface spațiile verzi, carosabil pietruit și alte elemente afectate de lucrări, care vor fi aduse la starea inițială.**

Posturile de transformare – PTab 1 și 2 CEF Sibiu 4,831MW se va amplasa pe terenul producătorului.

Punctul de racordare, cu precizarea tensiunii aferente: LEA 20 kV PT 344/ 20 kV.

Punctul de delimitare a instalațiilor, cu precizarea tensiunii aferente: La papucii LES 20 kV plecare de pe stalpul nr.2 (SC15014), echipat cu recloser/20kV.

Măsurarea energiei electrice se face în PTab 1 CEF Sibiu 4,831MW proiectat, cu grup de măsură indirectă, prin reductori de curent de exterior – 24kV 150/5/5A (raport de transformare 150/5A – cls. 0,2S), reductori de tensiune 20/(0,1/√3)/(0,1/3) kV (cls.0,2) și contor electronic trifazat – 5A (cls. 0,2), cu curba de sarcină, dublu sens. Compatibil cu sistem telecitire și funcție de analizor de calitate a undei de tensiune.

Se va corela selectivitatea protecțiilor din celulele PTab 1 CEF Sibiu 4,831MW proiectat, cu protecțiile maxime din recloser și cu protecțiile maxime din celula de linie din stația 400/220110/20 kV Sibiu Sud.

Recloserul montat pe stalpul nr. 2 al racordului LEA 20 kV proiectat, va fi integrat în sistemul SCADA al OD/OTS pentru transmiterea on-line a informațiilor minime: P, Q, U, f și poziție întrerupător în sistemul DMS SCADA al OD/OTS.

Recloserul montat pe stalpul nr.2 al racordului LEA 20 kV proiectat, va avea activate următoarele funcții de protecție:

- Protecție maximală de curent;
- Protecție maximală de tensiune (1,1xUn);
- Protecție antiinsularizare;

Calea de comunicație între recloserul montat pe stalpul nr.2 și OPD, se va realiza prin semnal GPRS.

Cerințe Tehnice:

Utilizatorul va lua măsurile tehnice care se impun pentru evitarea debitării în SEN la dispariția tensiunii pe LEA 20 kV.

Injectia de putere in SEN se va face numai dupa autosincornizarea invertoarelor pornite ca urmare a aparitiei tensiunii din SEN.

Utilizatorul va respecta conditiile impuse producatorilor de Codul Tehnic al RED.

Cerinte Juridice:

Gestionarul instalatiei de racorare, OD/OTS, va intocmi conventia de Exploatare.

Daca la data incheierii Contractului de racordare, utilizatorul nu prezinta autorizatia de construire a instalatiei de racordare, data PIF a instalatiei de racordare se va prelungi cu durata necesara obtinerii de catre OD a autorizatiei de construire a instalatiei de racordare.

Utilizatorul va incheia un contract de suprafata cu operatorul de distributie si-l va inscrie in cartea funciara, ca nu va emite pretentii financiare legate de instalatiile mai sus mentionate realizate pe terenul beneficiarului, dar care apartin operatorului de retea (Racord LEA 20 kV), ori pentru racordarea altor utilizatori din instalatiile in cauza si se obliga sa transmita aceste obligatii si succesorilor proprietari ai imobilului respectiv, conform HG90/2008, art 26, alin.4.

Utilizatorul va prezenta declaratia notariala privind accesul nemijlocit al presonalului OD/OTS – Sucursala Sibiu, la grupul de masura, precum si transmiterea acestor drepturi si succesorilor proprietari ai imobilului respectiv.

2.4. Zona și amplasamentul

Topologia: :

Amplasamentul este situat în Romania, în județul Sibiu, extravilanul localității Sibiu, pe terenul: C.F. 131584.

Grad de Poluare: Zona nepoluată (conform NTE 001/03/00).

Căi de acces: drumul judetean DJ 106 și drumurile comunale/agricole ale localității Sibiu.

Din punct de vedere seismic, conform normativului P100 – 1/2006 valoarea de vârf a accelerației terenului pentru proiectare $a_g=0,15g$, pentru cutremure având intervalul mediu de recurență IMR=100 ani, iar valoarea perioadei de control $T_c=0,7$ secunde. Din punct de vedere al macrozonării seismice specificată în P100/2006, perimetrul se încadrează în zona „D”, careia îi corespunde intensitatea seismică I7.

Altitudine: Amplasamentul unde se va executa lucrarea are o altitudine < 1000 m.

2.5. Clima și fenomenele naturale specifice zonei

- Temperaturi ale mediului ambiant conform CEI 60068-2-1 și 60068-2-2:
 - o la exterior – max. + 40 °C, min. – 30 °C, max. a mediei în 24 h +35 °C
 - o la interior – max. + 40 °C, min. – 5 °C
- Umiditate relativă conform CEI 60068-2-3: max. 95 %
- Grosimea stratului de chiciură: 16 mm
- Viteza maxima a vântului:
 - o fără chiciură: 22 m/s
 - o cu chiciură: 14 m/s
- Numărul mediu de zile de furtună cu descărcări electrostatice (oraje): 33/an
- Durata medie anuală a orajelor: 68 ore/an
- Nivelul de poluare al zonei: II – mediu, lungimea liniei de fugă = 2,0 cm/kV
- Vibrații conform CEI 60255-21-1: clasa 1
- Șocuri conform CEI 60255-21-2: clasa 1
- Cutremure conform CEI 60255-21-3: clasa 1.

2.6. Relieful

Municipiul Sibiu este situat în partea de sud a Transilvaniei, în Depresiunea Sibiului, străbătută de Râul Cibin. Localitatea se situează la 45°47' latitudine nordică și 24°05' longitudine estică. Altitudinea față de nivelul mării variază între 415 m în Orașul de Jos și 431 m în Orașul de Sus. Orașul se află în zona temperat-continentală, cu influențe termice datorate zonei depresionare și a munților care îl înconjoară la sud și sud-vest.

2.7. Trasarea lucrărilor

Lucrările care urmează a se realiza se vor preda de către proiectantul lucrării la solicitarea beneficiarului, executantului lucrării, prin proces verbal de predare-preluare de lucrări spre execuție.

La predarea lucrărilor în scopul de execuție vor fi convocați de asemenea reprezentanții rețelelor utilitare existente în zonă.

Etape premergătoare racordării

La faza următoare de proiectare se vor stabili următoarele:

- Se va detalia modul de interfață între Centrala fotovoltaică și Operatorul de Distribuție (privind comanda operativă, exploatarea și accesul în instalații, măsurarea energiei electrice produse/consumate, etc.);
- Se va realiza calculul necesarului de putere reactivă care va fi compensată de către CEF pentru asigurarea cerințelor din Ord. ANRE 208/2019, inclusiv asigurarea schimbului de putere reactivă zero pentru putere produsă zero. Se va asigura implementarea protecției de deconectare în punctul de racordare la deconectarea CEF pentru evitarea aportului de reactiv dată de cablul de racord;
- Se va detalia modul de corelare a protecțiilor și automatizărilor Centralei fotovoltaice cu protecțiile și automatizările din rețeaua electrică de distribuție în care se face racordarea;
- Se va detalia modul de integrare din punct de vedere funcțional al Centralei fotovoltaice (monitorizare, reglaj și telecomunicații) cu sistemul de teleconducere DMS-SCADA al Operatorului de Distribuție;
- Se vor analiza aspectele privind măsurarea energiei electrice produse/consumate de centrala fotovoltaică în punctul de racordare/măsură, precum și modul de realizare al sistemului de teletransmisie al datelor și integrarea în sistemul de telegestiune al Operatorului de Distribuție.

3. Evaluare lucrări pentru racordarea la rețea a centralei electrice fotovoltaice CEF SIBIU- 4,831 MW

Valoare Deviz General faza curentă componenta Tr, *exclusiv TVA* :

Nr. Crt.	Scenarii	Valoare totală (lei)	Valoare totală (euro)	Din care, C+M (lei)	Din care, C+M(euro)
1.	Solutia 1 – Racordare în statia 400/220/110/20 kV Sibiu Sud la barele de 20 kV prin intermediul unei celule noi echipate în statie, cu racord LES 20 kV și integrare în SCADA.	1.168.987,05	236.159,00	144.040,05	29.099,00
2.	Solutia 2 Racordare în LEA 20 kV PT 344 cu recloser telecomandat și integrare în SCADA.	1.094.214,00	221.053,33	271.458,00	54.840,00

4 Analiza de sistem

4.1 Situația energetică din zonă

În ceea ce privește rețeaua de transport, conform hărții capacitaților de racordare disponibilă pe site-ul https://web.transelectrica.ro/harti_crd_tel/, noua **CEF Sibiu-4,831 MW** se afla în zona centrală a rețelei naționale, denumită **Secțiunea 2 – S2** sau **zona G**. Zona Centru (Secțiunea S5), este delimitată de următoarele elemente:

- LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV Brașov – Gutinaș;
- LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest;
- LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru;
- LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni
- CT 110 kV Liești.

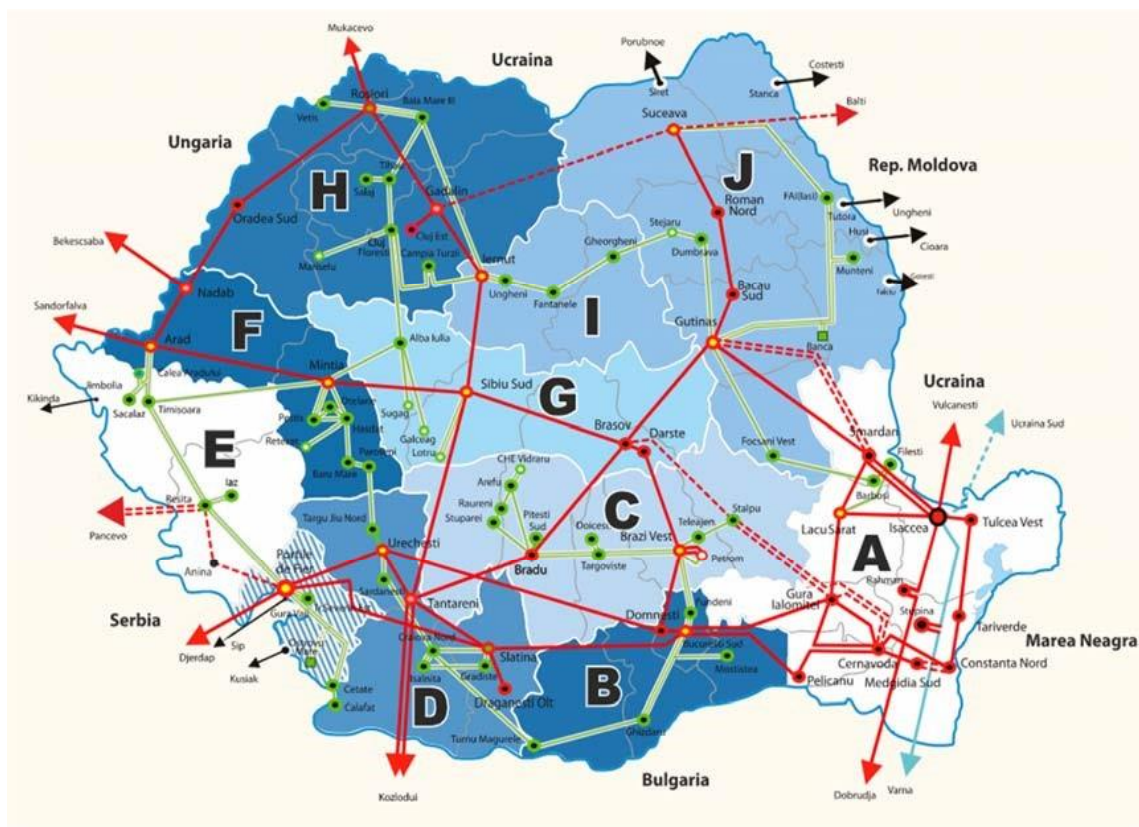


Figura 4.1 Harta capacitaților de racordare

5. DATE ENERGETICE DE PERSPECTIVA IN ZONA ANALIZATĂ

Zona în care va fi amplasată **CEF Sibiu-4,831 MW** face parte din zona **G** din SEN. În prezentul studiu se consideră ca zonă de analiză, **secțiunea S2**

Zona analizată în care este amplasat noul producător este zona 20 kV aferentă stației Sibiu Sud

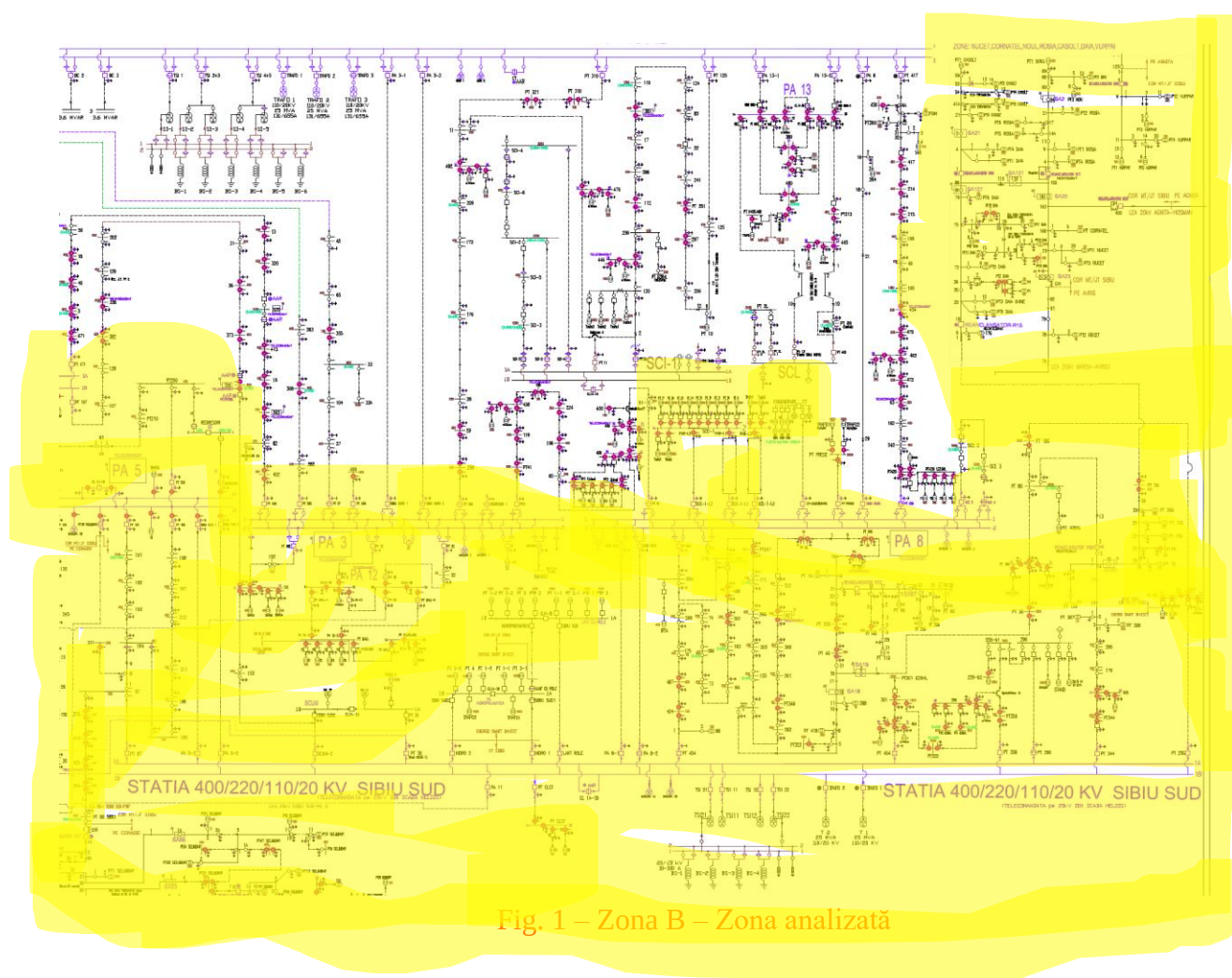


Fig. 1 – Zona B – Zona analizată

Fig. 2 - Secțiunea încărcată în regimurile de dimensionare

5.1 Surse de putere

Situația producătorilor din zona analizată considerați în analizele de regim este așa cum rezultă din listele CR+ATR ale DEER SA din **27.10.2023**, împreună cu lista de studii din data de **27.10.2023** primită de la DEER.

Anexat proiectului gasiti listele de producatori.

În zona de racordare a noului producător sunt în prezent în funcțiune următoarele centrale:

Nume scurt	Locatie	P [KW]	ATR	DATA ATR	Contract SS	DATA Contract SS	SOLUTIA racordare RED	Statie Trafo
SPEEH HIDROELECTRICA SA	Lotrioara				Contract SS nesemnlat			
CEF								
ORASUL CISNADIE	CISNADIE AERODROM	1000			Contract SS nesemnlat	10/18/2023		
BRANDL. R	SIBIU -VEST	627	ATR	9/22/2023				AEROPORT/SIBIU VEST
XPV SA	MIERCUREA SIBIULUI	16 (39 total)			Contract SS nesemnlat	10/2/2023		MIERCUREA
GEA PARTNERSHIP	CASOLT	990			Contract SS semnat	10/23/2023		SIBIU SUD
VOLT ENERGY SOLUTION S.R.L.	COVES	1100			Contract SS semnat	8/1/2023		SIBIU SUD
AJ RENEWABLES AGNITA ENERGIE S.R.L.	AGNITA	24600			Contract executie SS	7/27/2023		110kV
AJ RENEWABLES AGNITA SOLAR S.R.L.	AGNITA	5400			Contract executie SS	7/27/2023		110kV
AJ RENEWABLES AGNITA VERDE	AGNITA	33600			Contract executie SS	7/27/2023		110kV
AJ RENEWABLES PROD-LIGHT S.R.L.	AGNITA	8100			Contract executie SS	7/27/2023		110kV
AJ RENEWABLES AGNITA	AGNITA	9300			Contract executie SS	7/27/2023		110kV
SIMEA SIBIU SRL	SIBIU -VEST	660	ATR	10/6/2023	Contract executie SS	7/18/2023		AEROPORT/SIBIU VEST
PRIMARIA MUNICIPIULUI SIBIU	Dealul Daii	7300			Contract executie SS	9/22/2023		SIBIU SUD
INFINITY REAL ESTATE INVESTMENT SRL	AXENTE SEVER	3600	ATR	8/8/2023			Racordare din LEA 20 kV Copsa Mica - Blaj (stalp 2)	COPSA
SC DRAGOSEL LASLEA SRL	LASLEA	2500	ATR - 1900 kW	7/3/2023			Racordare din LEA 20 kV DUMBRAVENI-SIGHISOARA (stalp 2)	DUMBRAVENI
FOORI SRL	Sura Mica	700	ATR	9/28/2023	Contract executie SS	5/31/2023	Racordare din PA 1 Sura Mica -	ORLAT
TRANSAVIA S.A.	Miercurea Sibiului	3655	ATR	10/5/2023	Contract executie SS	3/14/2023	Racordare din LEA 20 kV Orlat - Miercurea	ORLAT
FRATILA ADRIAN LUCIAN	SEICA MARE	4950			Contract SS nesemnlat			COPSA
SOMETRA SOLAR SRL	COPSA MICA	9900			Contract executie SS	8/3/2023		COPSA
SIBIL CONINVEST SRL	TALMACIU	1336			Contract executie SS	10/12/2023		CISNADIE
REGENERIS ENVERD S.R.L. (preluat YELLOW)	COPSA MICA	2200	ATR	3/24/2023			Barele 20 kV (sistem bare B2) din Statia 110/20 kV Copsa	COPSA
CEF JAEGGI SRL	SIBIU -VEST	3000	ATR	5/8/2023			din PT 72 Turnisor,	AEROPORT/SIBIU VEST
JUDETUL SIBIU	ATEL	3500	ATR	7/4/2023			Racordare din LEA 20 kV Darlos derivatia PT1 Hodos (stalp 2) + PC	A.VLAICU /DUMBRAVENI
SEVEN CASTLE CAPITAL SRL	OCNA SB	900	ATR	4/11/2023			din PA2 Ocna Sibiului,	SIBIU NORD
FORUM DEVELOPMENT SRL (preluat YELLOW)	COPSA MICA	2100	ATR	10/17/2022	CONTRACT RACORDARE PIF august 2023		Barele 20 kV (sistem bare B1) din Statia 110/20 kV Copsa	COPSA
DISCOVERY SOLAR SRL	DOBARCA	6000			Contract executie SS	2/17/2023	Sol.1 - racordare in LEA 20kV Orlat - Miercurea Sol. 2 - Racordare in statia Miercurea	ORLAT/MIERCUREA
HELIONWATT NETWORK	ROSIA	4900			Contract executie SS	2/17/2023	Racordare in LEA 20kV Sibiu Sud - PT 344 - Hosman la stalp 147	SIBIU SUD
GAZ TECH SYSTEMS SRL	BRATEIU	900	ATR	4/5/2023			Racordare din LEA 20 kV Dumbraveni - Aurel Vlaicu (stalp 35) + PC	A.VLAICU
SC SIRIUS IMMOB2 SRL	IACOBENI	5000	ATR	5/15/2023			LES 20 kV intrare - iesire între LES 20 kV Mobile și PC 20 kV CEF Iacobeni	AGNITA
INFINITY RENEWABLES 1 SRL	GURA RAULUI	10850	ATR	6/22/2023			Extinderea barelor de 20 kV din Statia 110/20 kV Orlat	ORLAT
CIS GAZ PROPRIETATI SRL	COPSA MICA	18000	ATR	7/7/2023			Barele 20 kV (sistem bare B1) din Statia 110/20 kV Copsa	COPSA
ELECTRO RĂZPAM S.R.L.	MIERCUREA SB	3300			Contract executie SS	7/9/2022	racordare in LEA 20kV Orlat- Miercurea	ORLAT
KB ENERGIE VERDE SRL	BRUIU	1300	ATR	1/5/2023			LEA 20 kV distribuitor Bruiu (stalpi 360 -367)	AGNITA
IROS BRAVE 21 SRL	MARPOD	2500	ATR	1/16/2023	CONTRACT RACORDARE	3/7/2023	LEA 20 kV distribuitor Hosman (stalpi 307 -310)	AGNITA
YPERION SOARE SRL	ACILIU	30275	ATR	1/14/2023			STATIE NOUA 110/20kV - LEA 110kV Orlat - Miercurea st.59	110kV
CEF FARA INJECTIE IN RED								
POLISANO PHARMACEUTICALS SA	SIBIU, sos Alba Iulia	1900	ATR				PT 50 Turnisor	
SCANDIA FOOD SRL	Sibiu, Podului	700	ATR				PT 18 Gusterita	
TRANSAVIA S.A.	CRISTIAN	900	ATR				PT 8 Cristian	
DEKO RAME	MIERCUREA	998	ATR				PT 13 Miercurea	
`	SIBIU, str. Monaco	700	CR R				PT 100 Turnisor	
HARTING ROMANIA SCS	SIBIU, str. Europa Unita	1140	CR R				PT 40 Turnisor	
COMPA SA	SIBIU, str. H Coanda	990	CR R				PA 8	

5.2 Consumuri de putere

Sarcina pe TRAFO 1-110/20 kV - 25 MVA in intervalul orar 6-22 este:

zi caracteristica de vara este min 12 MW si maxim 16 MW

zi caracteristica de iarna este min. 12 MW si maxim 14 MW.

Sarcina pe TRAFO 2-110/20 kV - 25 MVA

zi caracteristica de vara este min 8 MW si maxim 14 MW

zi caracteristica de iarna este min. 7 MW si maxim 13 MW.

5.1.1 Rețele electrice

În Planul de Dezvoltare pe 10 ani al CNTEE Transelectrica SA sunt menționate o serie de întăriri de rețea care apar ca necesare datorită dezvoltării din ultimii ani a surselor de putere, în special regenerabile.

Pentru această etapă sunt prevăzute în SEN următoarele dezvoltări de rețea:

Capitol	Denumire proiect	Termen finalizare
C. SIGURANȚĂ ALIMENTĂRII CONSUMULUI	Montare trafo T3 - 250 MVA (400 / 110 kV) în stația 400/110 kV Sibiu Sud	2021
	AT2 Iernut - 400 MVA, 400/220 kV Montare AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al stației 400/220/110/6 kV Iernut	2021
	Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier	2021
	Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea stației 400 kV Arefu si montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV.	2024
	Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni	2026
	Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București racordați în stația 400/220/110/10 kV București Sud	2026
	Racordarea LEA 400 kV Stupina - Varna si LEA 400 kV Rahman - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud. Etapa I - Extinderea stației 400 kV Medgidia Sud	2022
	Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna si LEA 400 kV Rahman - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud. Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la stația Medgidia Sud	2022
	Mărirea capacității de transport tronson LEA 400 kV București Sud - Pelicanu (8 km)	2023
	Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni - Fântânele	2024
D. INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN SRE SI CENTRALE NOI - DOBROGEA SI MOLDOVA	Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, inclusiv: Achiziție AT 400 MVA, 400/220/20 kV și lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în stația 400/220/110 kV Brazi Vest - Extinderea stației Brazi Vest (inclusiv AT4)	2024

E. INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN CENTRALE - ALTE ZONE F. CREȘTEREA CAPACITĂȚII DE INTERCONEXIUNE	Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, inclusiv: Achiziție AT 400 MVA, 400/220/20 kV și lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în stația 400/220/110 kV Brazi Vest - LEA 400 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlp	2025
	Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, inclusiv: Achiziție AT 400 MVA, 400/220/20 kV și lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în stația 400/220/110 kV Brazi Vest - Stația 400 kV Teleajen si re tehnologizare stația 110 kV	2025
	LEA 400 kV d.c. (1c.e) Constanta Nord - Medgidia Sud	2026
	Stația Ostrovu Mare 220 kV (stație nouă)	2025
	LEA 220 kV Ostrovu Mare - RET (linie nouă)	2025
	Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 3 și LEA 400 kV Stâlp	2021
	LEA 400 kV s.c. Oradea Sud - Nădab - Bekescsaba, etapa finală: tronsonul dintre stâlpii 1-42 (48) ai LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab - finalizat	2021
	Extinderea stației 400 kV Cernavodă, et. II: racordare linii noi	2023
	LEA 400 kV d.c. Cernavoda - Stâlp si racord in stația Gura Ialomiței (linie nouă)	2023
	Stația 400 kV Stâlp (stație nouă)+ Modernizare celule 110 kV si medie tensiune	2023
	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa I: Extindere-stație 400 kV Porțile de Fier; LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița; stația 400 kV Reșița - LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița	2024
	LEA 400 kV d.c. (1c.e) Gutinaș - Smârdan	2024
	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa I: Extindere-stație 400 kV Porțile de Fier; LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița; stația 400 kV Reșița - Stația 400 kV Reșița	2025
	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa II : LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara - Săcălaz + stația 400 kV Timișoara + stația 110 kV Timișoara -	2025
	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara	

	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa II : LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara - Săcălaz + stația 400 kV Timișoara + stația 110 kV Timișoara - LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara - Săcălaz	2025
	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa III: LEA 400 kV d.c. Timișoara - Săcălaz - Arad + stația 400/110 kV Săcălaz + extindere stația 400 Arad - Stația 400 kV Săcălaz si retehnologizare stația 110 kV Săcălaz	2026
	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa III: LEA 400 kV d.c. Timișoara - Săcălaz - Arad + stația 400/110 kV Săcălaz + extindere stația 400 Arad - Extindere stație 400 kV Arad si retehnologizare stația de 110 kV Arad	2026

5.2 Etapa 2031

5.2.1 Rețele electrice

Pentru această etapă sunt prevăzute în SEN următoarele dezvoltări de rețea:

Capitol	Denumire proiect	Termen finalizare
C. SIGURANȚĂ ALIMENTĂRII CONSUMULUI	Realizare stație nouă 400/110kV Grozăvești si două bobine de compensare 100MVar +LEC 400 kV s.c. Domnești - Grozăvești +LEC 400 kV s.c. București Sud Grozăvești	2029
	Realizare stație nouă 400/220kV Fundeni si o bobina de compensare 100MVar intrare-ieșire în stația 400kV Fundeni + racordare LEA 400kV București Sud-Gura Ialomiței + LEA 400kV Fundeni-Brazi Vest	2031
D. INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN SRE SI CENTRALE NOI - DOBROGEA SI MOLDOVA	Mărirea capacității de transport LEA 400 kV Cernavoda - Pelicanu (53 km)	2027
	Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit	2029
	LEA 400 kV Stâlp - Brașov, inclusiv interconectarea la SEN (linie nouă)	2031
	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa III: LEA 400 kV d.c. Timișoara - Săcălaz - Arad + stația 400/110 kV Săcălaz + extindere stația 400 Arad - LEA 400 kV d.c. Timișoara - Arad	2027
F. CREȘTEREA CAPACITĂȚII DE INTERCONEXIUNE	Realizare LEA 400kV Nădab - Bekescsaba circ.2 și lucrări conexe în stația 400kV Nădab	2027
	LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă)	2028
	LEA 400kV Porțile de Fier - Djerdap circuitul 2	2029
	interconexiune RO-HU (LEA 400kV Oradea-Jozsa, AT nou Roșiori, AT nou Reșița, reconductorarea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni- Baru Mare-Hășdat) - LEA 400kV Oradea-Jozsa	2029
	interconexiune RO-HU (LEA 400kV Oradea-Jozsa, AT nou Roșiori, AT nou Reșița, reconductorarea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni- Baru Mare-Hășdat) - Montare AT nou 400/220 kV în stația Roșiori	2029
	interconexiune RO-HU (LEA 400kV Oradea-Jozsa, AT nou Roșiori, AT nou Reșița, reconductorarea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni- Baru Mare-Hășdat) - Reconductorarea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni- Baru Mare- Hășdat	2029
	LEA 400 kV s.c. Suceava - Bălți (LEA nouă - pentru porțiunea de pe teritoriul României)*)	2031

6 .VARIANTE DE SOLUȚII DE CONECTARE LA REȚEAUA ELECTRICĂ. DELIMITAREA ECHIPAMENTELOR ÎN PUNCTUL DE DELIMITARE ȘI MĂSURAREA ENERGIEI

Conform ordinului ANRE nr. 79/2016, centrala analizată se încadrează, în categoria **C** de centrale electrice. Datele tehnice ale noii CEF, în conformitate cu Anexa 7 la Ordinul ANRE nr. 208/2018 “Date tehnice ale centralelor formate din module generatoare, de categorie **B**” pentru variantele de racordare și sunt prezentate în **Anexele** din prezentul studiu

În cele ce urmează se prezintă varianta de racordare identificata:

Varianta I - Racordare în statia 400/220/110/20 kV Sibiu Sud la barele de 20 kV prin intermediul unei celule noi echipate în stație, cu racord LES 20 kV.

Varianta II - Racordare în LEA 20 kV PT 344 cu recloser telecomandat .

CALCULUL REGIMURILOR DE DIMENSIONARE

6.1 Considerații generale privind analiza condițiilor de evacuare a noii centrale electrice

6.1.1 Ipoteze de calcul

Calcululele de regimuri staționare s-au efectuat în scopul verificării condițiilor de evacuare a puterii produse de noua CEF.

În calculele efectuate s-a modelat integral rețeaua de 400kV, 220kV și 110kV a SEN, considerând debuclările rețelei de 110kV prevăzute în schema normală de funcționare. Analiza regimurilor staționare de funcționare s-a făcut luând ca bază datele de intrare, respectiv configurația de rețea și sursele transmise de CNTEE Transelectrica SA pentru palierele caracteristice VDI și VDV corespunzătoare etapelor 2026 și 2031.

La analiza condițiilor de evacuare a puterii noii centrale s-a urmărit încadrarea nivelurilor de tensiune și a fluxurilor de putere pe elementele de racord ale CEF și pe celelalte elemente ale rețelei din zonă în limitele admisibile pentru funcționarea de durată, în condițiile criteriilor deterministe de dimensionare a SEN.

Calcululele regimurilor permanente s-au efectuat conform regulilor Transelectrica utilizate în studiile de soluție pentru racordarea noilor centrale, prezentate în Anexa A.

Conform principiilor CNTEE Transelectrica SA de dimensionare în cazul racordării la RED/RET a unor noi producători, au fost considerate următoarele:

- Noua CEF a fost considerată (inclusă în model) cu 100% din puterea instalată în regimurile cu “N” și „N-1” elemente în funcțiune; centralele electrice care evacuează puterea în același element de rețea (stație, linie) cu noua CEF, se vor considera încărcate la puterea nominală;
- Producția CEE din zona analizată a fost crescută de la 30 % (nivelul standard în RMB) la 85% Pinstalat pentru CEE racordate în RED și 70% Pinstalat pentru CEE racordate în RET. Centralele eoliene din celelalte zone geografice au rămas neschimbate față de RMB;

- Producția CEF din zona analizată a fost crescută de la 15 % (nivelul standard în RMB) la 30% Pinstalat pentru CEF cu PIF, CR, ATR, studii avizate sau în curs de avizare, în regimurile cu "N" și "N-1" elemente în funcțiune pentru regimurile VDI. Centralele fotovoltaice din celelalte zone geografice au rămas neschimbate față de RMB;
- Producția CEF din zona analizată a fost crescută de la 65 % (nivelul standard în RMB) la 80% Pinstalat pentru CEF cu PIF, CR, ATR, studii avizate sau în curs de avizare, în regimurile cu "N" și "N-1" elemente în funcțiune pentru regimurile VDV. Centralele fotovoltaice din celelalte zone geografice au rămas neschimbate față de RMB;
- Restul centralelor rămân ca și în RMB.

În conformitate cu "Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport" elaborat de ANRE și cu PE – 026/92, la analiza condițiilor de alimentare a puterii evacuate de noul CEF s-a urmărit încadrarea nivelurilor de tensiune și a fluxurilor de putere pe elementele de racord ale acestui producător și pe celelalte elemente ale rețelei din zonă în limitele admisibile pentru funcționarea de durată, în condițiile criteriilor deterministe de dimensionare a SEN.

Capacitatea maximă a liniilor se consideră la 40°C conform regulilor Transelectrica. Limitele termice ale liniilor electrice, conform bazelor de date primite de la OTS sunt modelate conform tabelului de mai jos:

LINII 110/220/400kV	Valori referinta		Palier VSI		Palier VDV		Palier GNV	
	30°C		5°C		40°C		25°C	
sectiune	Imax	Smax	Imax	Smax	Imax	Smax	Imax	Smax
mm ²	A	MVA	A	MVA	A	MVA	A	MVA
150	437	83.16	551	105	376	71.5	463	88.2
185	498	94.77	627	119	428	81.5	528	100.5
240	581	110.56	732	139	500	95.1	616	117.2
300	665	126.55	838	159	572	108.8	705	134.1
400	805	306,75	1014	387	692	264	853	325
2x450	1700	1177,79	2192	1519	1500	1039	1844	1278
3x300	2000	1385,64	2513	1741	1720	1192	2114	1465
585 mm ²	988	188,1	1247	237,3	850	161,9	1048	199,6

Conform ultimelor reguli pentru studiile de soluție regimurile de dimensionare (RD) se construiesc pornind de la regimul mediu de bază (RMB), luând în considerare toate **contractele de racordare, ATR-urile valabile, studiile de soluție avizate comunicate de operatorul de rețea la începutul studiului de soluție** pentru locurile de consum și/sau de producere din zona analizată, indiferent de termenul preconizat de PIF a acestora.

6.2. Calculul regimurilor de dimensionare - MT

6.2.1.Sarcină maximă

6.2.1.1. Schema normala de funcționare

A. Încărcările echipamentelor din rețeaua de medie tensiune

	SN Smax	fara CEF			Cu CEF Varianta 1				Cu CEF Varianta 2			
Nr. Crt.	Element rețea	P [MW]	Q [MVar]	Încărcarea [%]	P [MW]	Q [MVar]	Încărcarea [%]	Variatia [%]	P [MW]	Q [MVar]	Încărcarea [%]	Variatia [%]
1	Trafo 1 - 25MVA Sibiu Sud	12.97	-0.04	51.88	8.14	-0.07	32.58	-19.31	12.97	-0.07	51.88	0.00
2	Trafo 2 - 25MVA Sibiu Sud	8.99	5.25	41.63	8.99	5.25	41.63	0.00	4.75	5.38	28.69	-12.94
3	L20 kV Sibiu Sud-PT344	5.06	-2.68	50.79	5.06	-2.68	50.79	0.00	9.29	-3.03	86.71	35.92
4	L20kV R15 - stp 32	-5.15	2.64	91.95	-5.15	2.64	91.96	0.01	-9.57	2.89	156.84	64.90
5	LES 20 kV CEF-Sibiu Sud	0.00	0.00	0.00	-4.80	-0.07	41.85	41.85	0.00	0.00	0.00	0.00
6	LES 20 kV racord CEF-LEA Vestem	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.83	0.00	39.94	39.94

B. Tensiunile în noduri

	SN Smax	Fara CEF	Cu CEF V1		Cu CEF V2	
Nr. Crt.	Nume	Tensiunea [kV]	Tensiunea [kV]	Variatia [%]	Tensiunea [kV]	Variatia [%]
1	Sibiu Sud - Bara 1A - 110 kV	114.30	114.28	-0.01%	114.28	-0.02%
2	Sibiu Sud - Bara 1B - 110 kV	114.28	114.27	-0.01%	114.27	-0.02%
3	Sibiu Sud - Bara 1A - 20 kV	20.77	20.78	0.02%	20.77	0.00%
4	Sibiu Sud - Bara 1B - 20 kV	20.33	20.33	-0.01%	20.32	-0.02%
5	CEF	0.00	20.90	100.00%	21.89	100.00%
6	Stalp racord varianta 2	21.05	21.05	-0.01%	21.89	3.83%

C. Pierderile de putere

Smax	Pierderi de putere ΔP fără CEF [kW]	Pierderi de putere ΔP cu CEF V1 [kW]	Diferenț a V1 [kW]	Diferenț a V1 [%]	Pierderi de putere ΔP cu CEF V2 [kW]	Diferența V2 [kW]	Diferența V2 [%]
Pierderi RED 20 kV (inclusiv Trafo)	637.2	613.8	-23.37	-3.67%	1228.5	591.32	48.13%

6.2.1.2. N-1 - Sarcină maximă – 1 Trafo 25 MVA din stația Sibiu Sud deconectat, CL 110 kV conectată

A. Încărcările echipamentelor din rețeaua de medie tensiune

	(n-1) Smax	fara CEF			Cu CEF Varianta 1			
Nr. Crt.	Element rețea	P [MW]	Q [MVar]	Încărcarea [%]	P [MW]	Q [MVar]	Încărcarea [%]	Variatia [%]
1	Trafo 1 - 25MVA Sibiu Sud	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	Trafo 2 - 25MVA Sibiu Sud	21.99	0.92	88.06	17.14	0.72	68.64	-19.42
3	L20 kV Sibiu Sud-PT344	5.08	-2.67	49.92	5.08	-2.67	49.90	-0.02
4	LES 20 kV CEF-Sibiu Sud	0.00	0.00	0.00	-4.80	-0.07	41.95	41.95
5	LES 20 kV racord CEF-LEA Vestem	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

B. Tensiunile în noduri

	(n-1) Smax	Fara CEF	Cu CEF V1	
Nr. Crt.	Nume	Tensiunea [kV]	Tensiunea [kV]	Variatia [%]
1	Sibiu Sud - Bara 1A - 110 kV	114.39	114.40	0.00%
2	Sibiu Sud - Bara 1B - 110 kV	114.38	114.39	0.00%

3	Sibiu Sud - Bara 1A - 20 kV	20.72	20.73	0.03%
4	Sibiu Sud - Bara 1B - 20 kV	20.72	20.73	0.03%
5	CEF	0.00	20.85	100.00%
6	Stalp racord varianta 2	21.43	21.44	0.03%

C. Pierderile de putere

Smax	Pierderi de putere ΔP fără CEF [kW]	Pierderi de putere ΔP cu CEF V1 [kW]	Diferenț a V1 [kW]	Diferenț a V1 [%]
Pierderi RED 20 kV (inclusiv Trafo)	674.5	627.4	-47.17	-6.99%

6.2.2. Sarcină minimă

6.2.2.1. Schema normala de funcționare

A. Încărcările echipamentelor din rețeaua de medie tensiune

	SN Smin	fara CEF			Cu CEF Varianta 1				Cu CEF Varianta 2			
Nr. Crt.	Element rețea	P [MW]	Q [MVar]	Încărcarea [%]	P [MW]	Q [MVar]	Încărcarea [%]	Variatia [%]	P [MW]	Q [MVar]	Încărcarea [%]	Variatia [%]
1	Trafo 1 - 25MVA Sibiu Sud	10.96	0.00	43.83	6.14	0.01	24.54	-19.29	10.96	-0.06	43.83	0.00
2	Trafo 2 - 25MVA Sibiu Sud	1.95	0.83	8.46	1.95	0.83	8.46	0.00	-2.30	1.18	10.34	1.88
3	L20 kV Sibiu Sud-PT344	5.08	-2.67	49.89	5.08	-2.67	49.89	0.01	9.33	-3.01	85.30	35.41
4	L20kV R15 - stp 32	-5.17	2.63	90.32	-5.17	2.63	90.33	0.01	-9.59	2.87	154.29	63.97
5	LES 20 kV CEF-Sibiu Sud	0.00	0.00	0.00	-4.80	-0.07	41.82	41.82	0.00	0.00	0.00	0.00
6	LES 20 kV racord CEF-LEA Vestem	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.83	0.00	39.28	39.28

B. Tensiunile în noduri

	SN Smin	Fara CEF	Cu CEF V1		Cu CEF V2	
Nr. Crt.	Nume	Tensiunea [kV]	Tensiunea [kV]	Variatia [%]	Tensiunea [kV]	Variatia [%]
1	Sibiu Sud - Bara 1A - 110 kV	114.38	114.37	-0.01%	114.35	-0.03%
2	Sibiu Sud - Bara 1B - 110 kV	114.37	114.36	-0.01%	114.34	-0.03%
3	Sibiu Sud - Bara 1A - 20 kV	20.78	20.79	0.02%	20.78	0.00%
4	Sibiu Sud - Bara 1B - 20 kV	20.73	20.73	-0.01%	20.72	-0.08%
5	CEF	0.00	20.91	100.00%	22.26	100.00%
6	Stalp racord varianta 2	21.45	21.44	-0.01%	22.26	3.66%

C. Pierderile de putere

SN Smin	Pierderi de putere ΔP fără CEF [kW]	Pierderi de putere ΔP cu CEF V1 [kW]	Diferenț a V1 [kW]	Diferenț a V1 [%]	Pierderi de putere ΔP cu CEF V2 [kW]	Diferența V2 [kW]	Diferența V2 [%]
Pierderi RED 20 kV (inclusiv Trafo)	583.1	564.7	-18.36	-3.15%	1169.3	586.23	50.13%

6.2.2.2. N-1 - Sarcină minimă – 1 Trafo 25 MVA din stația Sibiu Sud deconectat, CL 110 kV conectată

A. Încărcările echipamentelor din rețeaua de medie tensiune

(n-1) Smin	fara CEF	Cu CEF Varianta 1
------------	----------	-------------------

Nr. Crt.	Element rețea	P [MW]	Q [MVar]	Încărcarea [%]	P [MW]	Q [MVar]	Încărcarea [%]	Variația [%]
1	Trafo 1 - 25MVA Sibiu Sud	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	Trafo 2 - 25MVA Sibiu Sud	12.89	0.11	51.57	8.07	0.09	32.26	-19.30
3	L20 kV Sibiu Sud-PT344	5.08	-2.67	49.79	5.08	-2.67	49.78	-0.01
4	LES 20 kV CEF-Sibiu Sud	0.00	0.00	0.00	-4.80	-0.07	41.83	41.83
5	LES 20 kV racord CEF-LEA Vestem	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

B. Tensiunile în noduri

	(n-1) Smax	Fara CEF	Cu CEF V1	
Nr. Crt.	Nume	Tensiunea [kV]	Tensiunea [kV]	Variația [%]
1	Sibiu Sud - Bara 1A - 110 kV	114.42	114.41	-0.01%
2	Sibiu Sud - Bara 1B - 110 kV	114.41	114.40	-0.01%
3	Sibiu Sud - Bara 1A - 20 kV	20.78	20.78	0.02%
4	Sibiu Sud - Bara 1B - 20 kV	20.78	20.78	0.02%
5	CEF	0.00	20.91	100.00%
6	Stalp racord varianta 2	21.49	21.50	0.02%

C. Pierderile de putere

(N-1) Smin	Pierderi de putere ΔP fără CEF [kW]	Pierderi de putere ΔP cu CEF V1 [kW]	Diferenț a V1 [kW]	Diferenț a V1 [%]
Pierderi RED 20 kV (inclusiv Trafo)	571.8	548.7	-23.16	-4.05%

7. Calculul pierderilor de putere

	Fără CEF Sibiu 4,831 MW	Cu CEF Sibiu 4,831 MW
	ΔP Zonă, [MW]	ΔP Zonă, [MW]
S_{max}	0.637	0.614
S_{min}	0.583	0.565

	Fără CEF Sibiu 4,831 MW			Cu CEF Sibiu 4,831 MW			Diferența	
	ΔP 20kV	τ	Pierderi energie/an	ΔP 20kV	τ	Pierderi energie/an		
	kW	h/an	MWh	kW	h/an	MWh	kW	MWh
S _{max}	637.16	459.18	292.57	613.79	459.18	281.84	23.37	10.73
S _{min}	583.10	459.18	267.75	564.74	459.18	259.32	18.36	8.43

8. Variații rapide de tensiune

→ La bara 1A 20 kV a stației Sibiu Sud variațiile rapide :

Ipoteza de calcul aplicată	Mărime	Valoare în kV	Valoare în u.r.
Consum maxim – producție maximă	tensiunea la bara de 20 kV	20.771	1.039
Consum maxim – producție maximă cu deconectarea producătorului care face obiectul studiului	tensiunea la bara de 20 kV	20.776	1.039

În urma calculelor realizate, a rezultat următoarea valoare pentru variațiile rapide de tensiune la bara de 20 kV a stației Sibiu Sud: 0,02% < 4% (conform standardului de performanță Ord ANRE 46/2021).

→ La bara 1A 20 kV a stației Sibiu Sud variațiile rapide :

Ipoteza de calcul aplicată	Mărime	Valoare în kV	Valoare în u.r.
Consum minim – producție maximă	tensiunea la bara de 20 kV	20.785	1.039
Consum minim – producție maximă cu deconectarea producătorului care face obiectul studiului	tensiunea la bara de 20 kV	20.789	1.039

În urma calculelor realizate, a rezultat următoarea valoare pentru variațiile rapide de tensiune la bara de 20 kV a stației Sibiu Sud: 0,02% < 4% (conform standardului de performanță Ord ANRE 46/2021).

9.SOLICITĂRI LA SCURTCIRCUIT

Determinarea solicitărilor la scurtcircuit s-a efectuat pentru un scurtcircuit trifazat net pe bara de 20kV a stației de racordare a CEF la sistem și pe barele 20kV a stațiilor vecine, pentru determinarea aportului maxim din sistem (necesar pentru dimensionarea instalațiilor), precum și pentru determinarea solicitării minime la scurtcircuit (necesar pentru verificarea respectării condițiilor de calitate a energiei electrice).

Calcululele au fost efectuate în conformitate cu normativul PE 134 “Metodologia de calcul a curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1kV” care respectă prevederile normei CEI 60909-0/2001. Calcululele de dimensionare a echipamentelor și aparaturii din instalațiile electrice, a prizelor de pamant și a protecției liniilor de telecomunicație sunt efectuate pentru regimul maxim de funcționare.

Ipotezele de calcul, ce stau la baza calculului curenților de scurtcircuit maximi, conform PE 134/1995 revizuit și recomandărilor ENTSO-E sunt:

- toate liniile și cuplele de bare 400 kV, 220 kV și 110 kV din SEN sunt conectate;
- toate liniile de interconexiune 400 kV dintre SEN și sistemele energetice vecine sunt conectate;
- toate transformatoarele, autotransformatoarele cu tensiune superioară 400 kV, 220 kV, 110 kV sunt în funcțiune pe plot median și au neutrul legat rigid la pamant;
- toate grupurile se află în funcțiune;
- toate bobinele de compensare și compensatoarele sincrone sunt în funcțiune;
- nu sunt luate în considerare regimurile permanente anterioare;
- nu sunt luate în considerare sarcinile consumatorilor la nici un nivel de tensiune;
- în regimul inițial sistemul este perfect echilibrat;
- se neglijează fenomenele tranzitorii.

Rezultatele solicitărilor maxime sunt prezentate în tabel:

Stația	Tensiunea	fără CEF Sibiu- 4,831 MW	cu CEF Sibiu- 4,831 MW
	[kV]	I''k3 [kA]	I''k3 [kA]
Sibiu Sud 110 kV – Bara 1A	110	16,2545	16,2644
Sibiu Sud 110 kV – Bara 1B	110	16,2702	16,2799
Sibiu Sud 20 kV – Bara 1A	20	7,065	7,124
Sibiu Sud 20 kV – Bara 1B	20	6,941	6,942
CEF Sibiu – 4,831 MW - Primaria Sibiu	20	5,7969	5,854

Din analiza datelor rezultă că nu se depășesc valorile plafon de scurtcircuit din stațiile aparținând DEER SA.

10. ANALIZA CONDIȚIILOR DE STABILITATE STATICĂ A CEF SIBIU-4,831 MW.

Conform Codului Tehnic al Rețelelor de Transport și PE 026/92, rețeaua electrică de transport trebuie să asigure o rezervă de stabilitate statică de minimum 20% în configurația cu N elemente în funcțiune și de minimum 8% în configurația cu N-1 elemente în funcțiune.

Pentru determinarea regimului critic și a regimului cu rezervă normată de stabilitate statică pentru o anumită secțiune, regimul staționar inițial se înrăutățește în pași succesivi prin creșterea puterii generate în secțiunea respectivă.

Calculul se oprește la apariția primului regim instabil și se consideră regim critic, ultimul regim stabil. În raport cu regimul critic, în configurația N și N-1 elemente în funcțiune, se determină regimul cu rezervă normată de 20% în configurația N elemente și 8% în configurația N-1 elemente.

Dacă în regimurile cu rezervă normată nivelul tensiunilor nu se încadrează în limitele admisibile, sau încărcarea pe elementele rețelei depășește încărcarea maximă (curentul limită termic pe linii, puterea nominală a unităților de transformare), puterea tranzitată prin secțiune se reduce până la obținerea unui regim de funcționare în care toate aceste mărimi se încadrează în limite admisibile. Această putere reprezintă puterea maximă admisibilă, sau capacitatea maximă de transport din condiții de stabilitate statică. În conformitate cu PE 026/92 analiza stabilității statice se efectuează pentru schema cu N și N-1 elemente în funcțiune. În aceste scheme nu se utilizează reglajul de ploturi la AT sau transformatoare, sau posibilitatea de funcționare a grupurilor în absorbție de putere reactivă.

Drept criteriu de înrăutățire a regimului inițial, pentru atingerea regimului critic (limită) s-a utilizat creșterea puterii evacuate secțiunea S5. În acest sens s-a procedat la:

- creșterea producției de putere în toate centralele din secțiune, peste puterea nominală a grupurilor respective, în vederea atingerii unei limite teoretice;
- echilibrarea balanței de putere în cadrul analizei s-a făcut prin oprirea unor surse de putere în zonele deficitare.

Pentru calculul stabilității de tensiune, s-au considerat soluțiile de încadrare în SEN propuse și avizate pentru centralele cu surse regenerabile.

Calculul puterii maxime admisibile prin secțiunea 5 s-a efectuat, conform PE 026/92, cu ajutorul relației:

$$P_{\max.adm.} = \frac{P_{critic} - \Delta P_t}{1 + \frac{k_{rez}}{100}}$$

unde:

P_{critic} - puterea prin secțiune în regimul critic

P_t - puterea fluctuantă care se determină cu relația: $\Delta P_t = 1,4\sqrt{P_c}$, unde P_c este puterea consumată în zona cu consumul cel mai mic de o parte și de alta a secțiunii analizate. Coeficientul 1,4 a rezultat din probele efectuate în sistem.

k_{rez} - coeficientul normat de rezervă de stabilitate statică, având valorile: 20% în regimul cu N elemente în funcțiune și 8% în regimurile cu N-1 elemente în funcțiune.

10.1 Condițiile de stabilitate statică ale evacuării puterii produse de CEF Sibiu-4,831 MW pentru etapa VDI 2026

S-au analizat condițiile de stabilitate statică ale evacuării puterii produse de **CEF Sibiu-4,831 MW**. Calculul a fost făcut considerând regimul mediu de bază și încărcând la putere disponibilă centralele din zona analizată.

Din calculele efectuate a rezultat că pentru configurația cu N elemente în funcțiune, puterea evacuată prin secțiune în regimul critic este de cca 2350 MW pentru etapa 2026. Puterea consumată în zona de rețea delimitată reprezintă cca 884,2 MW.

Rezultă că evacuarea puterii produse în configurația cu N și N-1 elemente în funcțiune se realizează cu o rezervă de stabilitate mai mare de 20%, respectiv 8%.

11.CALITATEA ENERGIEI ELECTRICE

Funcționarea CEF poate să ridice probleme referitoare la:

- încadrarea în banda admisibilă a tensiunii în punctul comun de cuplare (PCC), $U_{nom} \pm 10\%$;
- încadrarea în limita de emisie de flicker $P_{st} < 0,35$, $Plt < 0,25$ (conform CEI 61000-3-7);
- încadrarea în limitele admisibile pentru emisia de curenți armonici și ai factorului de distorsiune (conform CEI 61000-3-6).

11.1. Tensiune

Verificarea încadrării în banda admisibilă de tensiune în PCC s-a efectuat prin analiza regimurilor staționare.

11.2 Flicker

La punerea în funcțiune a CEF, se vor verifica performanțele enunțate de fabricant. În conformitate cu normativele în vigoare din punct de vedere al calității energiei electrice noul utilizator va trebui să îndeplinească în PCC următoarele condiții:

- $P_{st} < 0.35$;
- $Plt < 0.25$;

11.3 Armonici

Distorsiunea armonică trebuie limitată la valorile indicate în CEI 61000-3-6 ca valori individuale (% din curentul nominal) și factor de distorsiune (THD).

La punerea în funcțiune a CEF, prin măsurători pe perioade determinate, se vor verifica performanțele enunțate de fabricant.

Indiferent de instalațiile auxiliare aflate în funcțiune și oricare ar fi puterea produsă, centralei **CEF Sibiu-4,831 MW** trebuie să asigure, în punctul de racordare/delimitare, după caz, în conformitate cu standardele aflate în vigoare (standarde europene și Ordinul ANRE nr. 11/2016 “Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice”), calitatea energiei electrice, prin încadrarea indicatorilor de calitate ai energiei electrice în limitele impuse prin aceste standarde. În cazul în care, după punerea în funcțiune, prin funcționarea centralei **CEF Sibiu-4,831 MW** se depășesc limitele impuse prin standardul de performanță atât în punctul de racordare/delimitare, după caz, gestionarul centralei este obligat să ia măsuri de reducere a acestor perturbații.

12 .PARTICIPAREA LA REGLAJUL TENSIUNII ÎN ZONĂ

Analiza s-a efectuat pentru variantele de racordare analizate, considerând plaja de variație a puterii reactive aferentă puterii active produse, în concordanță cu condițiile pe care trebuie să le îndeplinească centralele fotovoltaice conform ordinului ANRE nr. 51/2019.

În conformitate cu “Normativul pentru proiectarea SEN” (PE 026/92) analiza reglajului de tensiune se efectuează fără a se apela la reglajul de ploturi, acesta reprezentând o rezervă pentru exploatare. S-au calculat două regimuri permanente (staționare) corespunzătoare următoarelor situații:

- tensiuni minime în punctele analizate;
- tensiuni maxime în punctele analizate.

Variația puterii reactive produse în CEF conduce la variații ale tensiunii în PCC, astfel:

Stația	Valoare tensiune înainte de apariția CEF Sibiu-4,831 MW [kV]	Valoare tensiune după apariția CEF Sibiu-4,831 MW [kV]
Sibiu Sud - Bara 1A - 110 kV	114,38	114,37
Sibiu Sud - Bara 1B - 110 kV	114,37	114,36
Sibiu Sud - Bara 1A - 20 kV	20,78	20,79
Sibiu Sud - Bara 1B - 20 kV	20,73	20,73
CEF	0,00	20,91

Este necesară, după cunoașterea caracteristicilor tehnice ale tuturor instalațiilor de racordare la sistem a CEF, o analiză a condițiilor de respectare a cerinței de realizare în PCC a unui factor de putere în banda de 0,9 capacitiv și 0,9 inductiv.

Caracteristicile tehnice ale instalației de reglare – compensare și amplasarea acesteia se vor putea determina după elaborarea SF pentru rețeaua internă a CEF și analiza regimurilor pentru o putere produsă între zero și puterea nominală. Soluția va fi stabilită de comun acord cu OTS.

Necesitatea instalării unor echipamente/mijloace suplimentare privind compensarea puterii reactive în punctul de delimitare/racordare va rezulta din concluziile studiului de compensare a puterii reactive în punctul de racordare/delimitare, studiu care va fi întocmit după obținerea ATR și va ține cont de cerințele stipulate în Norma Tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018, precum și cele din Ordinul ANRE nr. 51/2019, pentru centralele formate din module generatoare de categorie **B**.

Apariția **CEF Sibiu-4,831 MW**, duce la o modificare foarte ușoară a tensiunii în zonă. Se constată că centrala electrică fotovoltaică are un efect local minim pentru reglajul tensiunii.

13 CERINȚE GENERALE PENTRU CENTRALELE FORMATE DIN MODULE GENERATOARE, DE CATEGORIE B (prevăzute în ordin ANRE nr. 208/2018)

Beneficiarul trebuie să își însușească și să aplice prevederile **Ordin 208/14.12.2018** pentru aprobarea Normei tehnice 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), Secțiunea a 3-a. Cerințe generale pentru centralele formate din module generatoare, de categorie C, art. 99 - 122:

Mai jos sunt câteva extrase din **Ordin 208/14.12.2018** pentru aprobarea Normei tehnice 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):

CERINȚE GENERALE PENTRU CENTRALELE FORMATE DIN MODULE GENERATOARE, DE CATEGORIE B.

Art. 99. Centralele formate din modulele generatoare de categorie C trebuie să îndeplinească următoarele cerințe în ceea ce privește stabilitatea de frecvență:

- (a) centrala formată din module generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să funcționeze în domeniile de frecvență și perioadele de timp prevăzute în tabelul 1C.
- (b) i. centrala formată din module generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să funcționeze la viteze de variație a frecvenței de 2 Hz/sec pentru un interval de timp de 500 ms, de 1,5 Hz/s pentru un interval de timp de 1000 ms și de 1,25 Hz/s pentru un interval de timp de 2000 ms, în funcție de tipul de tehnologie și de puterea de scurtcircuit a sistemului în punctul de racordare/delimitare, după caz (valoare precizată de ORR prin ATR) și de inerția disponibilă la nivelul zonei sincrone.
- ii. valorile de la pct. i) se comunică gestionarului centralei formate din module generatoare.
- iii. reglajele protecțiilor din punctul de racordare/delimitare, după caz, coordonate de ORR trebuie să permită funcționarea centralei formate din module generatoare pentru aceste profile de variație a frecvenței.

Tabelul 1C. Durata minimă în care o centrală formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea și să funcționeze la frecvențe care se abat de la valoarea nominală

Domeniul de frecvențe	Durata de funcționare
47,5 Hz – 48,5 Hz	Minimum 30 de minute
48,5 Hz – 49 Hz	Minimum 30 de minute
49 Hz – 51 Hz	Nelimitat
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 de minute

Art.100. Centralele formate din module generatoare, de categorie C trebuie să aibă capabilitatea de a asigura un răspuns limitat în punctul de racordare la abaterile de frecvență, respectiv la creșterile de frecvență peste valoarea nominală de 50 Hz (RFA-CR) astfel:

(a) la creșterile de frecvență, centrala formată din module generatoare trebuie să scadă puterea activă produsă, corespunzător variației de frecvență, în conformitate cu figura 1C și cu următorii parametri:

- i. pragul de frecvență de la care centrala formată din module generatoare asigură răspunsul la creșterea de frecvență este 50,2 Hz;
- ii. valoarea statismului setat se situează între 2% și 12%, este stabilită la punerea în funcțiune a centralei formate din module generatoare și poate fi modificată de ORR prin dispoziții de dispecer, la punerea în funcțiune a centralei formate din module generatoare. De regulă, valoarea statismului este de 5%.
- iii. centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să scadă puterea activă corespunzătoare variației de frecvență cu o întârziere inițială mai mică de 500 ms (notată $t(1)$ în figura 5C). În cazul în care această întârziere este mai mare de 500 ms, gestionarul centralei formate din module generatoare justifică această întârziere, furnizând dovezi tehnice către OTS. Timpul de răspuns pentru scăderea de putere în cazul creșterii de frecvență trebuie să fie mai mic sau egal cu 2 secunde pentru o variație de putere de 50% din puterea activă maximă.

(b) la atingerea puterii corespunzătoare nivelului minim de reglaj, centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă:

- i. să stabilizeze puterea activată, într-un timp de maximum 20 secunde și să funcționeze în continuare la acest nivel (în limitele puterii admisibile date de sursa primară); sau
- ii. să reducă în continuare puterea activă produsă, conform dispoziției de dispecer și în conformitate cu caracteristicile funcționale ale modulelor generatoare de același tip care intră în componența centralei;
- iii. să mențină nivelul de putere atins cu o abatere permisă de $\pm 5\%$ $P(\max)$, cât timp abaterea de frecvență se menține.

(c) centrala formată din module generatoare trebuie să rămână în funcționare stabilă pe durata funcționării în modul RFA-CR, la creșteri ale frecvenței peste 50,2 Hz. Când RFACR este activ, consemnul RFA-CR prevalează asupra oricărei referințe a puterii active.

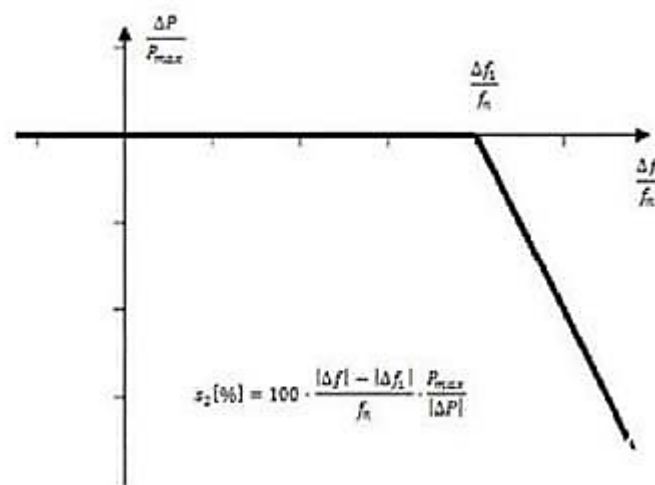


Fig. 1C. Capabilitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență pentru centrale formate din modulele generatoare, de categorie C în modul RFA-CR unde: ΔP este variația

puterii active produsă de o centrală formată din module generatoare;

$P(\max)$ este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă a centralei formate din module generatoare;

Δf este abaterea frecvenței în rețea; $f(n)$ este frecvența nominală (50 Hz) în rețea. În cazul creșterilor de frecvență, unde Δf este mai mare ca +200 mHz față de valoarea nominală (50 Hz), centrala formată din module generatoare trebuie să scadă puterea activă în conformitate cu statismul s(2).

Art.101 Centrala formată module generatoare, de categorie C trebuie să poată menține constantă valoarea puterii active mobilizate indiferent de variațiile de frecvență, în limita puterii oferite de sursa primară, cu excepția cazului în care centrala formată din module generatoare răspunde la creșterile de frecvență în conformitate cu prevederile Art. 100 sau are reduceri de putere activă la scăderea frecvenței, acceptate de ORR, în conformitate cu prevederile Art. 102 și Art. 103.

Art. 102 OTS stabilește reducerea de putere activă produsă de centrala formată din module generatoare, de categorie C față de puterea activă maximă produsă (puterea admisibilă, dată de sursa primară), ca urmare a scăderii frecvenței, în limitele admisibile prezentate în figura 2C, astfel:

- (a) la scăderea frecvenței sub 49 Hz se admite reducerea puterii active maxime produse în procent egal cu 2% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime produse în funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei punctate;
- (b) se admite o reducere maximă a puterii active produse la scăderea frecvenței sub 49,5 Hz, cu un procent egal cu 10% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz dacă frecvența este mai mică decât 49,5 Hz pentru o durată mai mare de 30 s. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime în funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei continue.

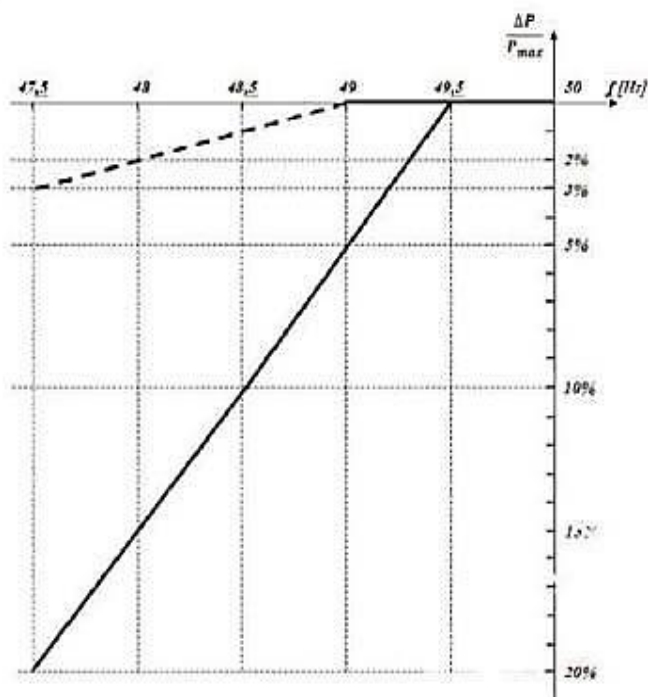


Fig. 2C. Limitele admisibile ale reducerii de putere stabilite de OTS în cazul scăderii frecvenței

Art.103. (1) Reducerea admisibilă de putere activă față de puterea activă maximă produsă (puterea admisibilă, dată de sursa primară), în cazul unor abateri de frecvență sub valoarea de

49,5 Hz, se stabilește:

- (a) în condiții de mediu standard corespunzătoare temperaturii de 20 grade Celsius După caz, gestionarul transmite ORR și OTS, diagrama de dependență a puterii active de temperatură pentru cel puțin un set de temperaturi: -10°C, 0°C, 15°C, 25°C, 30°C, 40°C;
 - (b) în funcție de capabilitatea tehnică a modulelor generatoare care intră în componența centralei.
- (2) Gestionarul centralei formate din module generatoare transmite ORR și OTS diagrama de dependență a puterii active de factorii de mediu (temperatură, presiune, iradianță solară, respectiv viteza vântului, după caz) și datele tehnice referitoare la capabilitatea tehnică a modulelor generatoare care intră în componența centralei, prevăzute în Anexa nr. 3;
- (3) Datele prevăzute la alin. (2) se transmit în etapa de studiu de soluție aferentă procesului de racordare.

Art. 104 (1) Sistemul de reglaj al puterii active al centralei formate din module generatoare, de categorie C trebuie să permită modificarea referinței de putere activă în conformitate cu dispozițiile date gestionarului centralei formate din module generatoare de către ORR sau OTS. (2) Timpul de atingere a referinței de putere activă sau viteza de variație a puterii active la modificarea referinței se încadrează în domeniul $(10 \div 30)\%$ P(max)/min în funcție de tehnologie, timpul mort este de 1 secundă și toleranța de realizare a referinței este de 5% P(max).

Art.105 În cazul în care echipamentele automate de reglaj la distanță sunt indisponibile, se permite reglajul local.

Art. 106 (1) ORR stabilește condițiile în care o centrală formată din module generatoare, de categorie C se conectează automat la rețea, după ce acestea au fost agreate cu OTS.(2) Cerințele prevăzute la alin. (1) includ:

- (a) domeniile de frecvență în care este admisă conectarea automată (în intervalul (47,5÷51) Hz), domeniul de tensiune ((0,9-1,1) Un), timpul de observare/validare (inclusiv timpul de sincronizare) și menținere a parametrilor mășurați în domeniul precizat de maximum 300 secunde;
- (b) rampa admisă pentru creșterea puterii active după conectare ($\leq 20\%$ P(max)/min), de regulă 10% P(max)/min (valoarea setată se alege în intervalul indicat de producătorul modulelor generatoare din centrală).

Art. 107 Centralele formate din module generatoare, de categorie C trebuie să asigure răspunsul limitat la abaterile de frecvență în cazul scăderii frecvenței (RFA-SC) astfel:

- (a) trebuie să poată mobiliza puterea activă ca răspuns la scăderea frecvenței sub un prag de 49,8 Hz și cu un statism stabilit de OTS pentru fiecare modul generator care intră în componența centralei, la PIF sau prin dispoziții de dispecer, în limitele $(2 \div 12)\%$, de regulă la valoarea de 5%, ceea ce corespunde unei mobilizări de putere activă de 8% P(max), în conformitate cu figura 3C;
- (b) furnizarea puterii active ca răspuns la scăderea frecvenței (în modul RFA-SC), trebuie să țină seama, după caz, de:
 - i. diagrama dependenței puterii active produse de condițiile de mediu (date de sursa primară);

- ii. cerințele de funcționare a centralei formate din module generatoare, în special limitările privind funcționarea în apropierea puterii active maxime în cazul unei frecvențe scăzute și impactul condițiilor externe de funcționare, în conformitate cu Art. 102 și Art. 103;
- (c) activarea răspunsului în putere activă la abaterile de frecvență nu trebuie întârziată în mod nejustificat. În cazul în care întârzierea, denumită timp mort și notată cu $t(1)$ în figura 5C, este mai mare de 500 ms, gestionarul centralei formate din module generatoare trebuie să justifice această întârziere la OTS;
- (d) la funcționarea în modul RFA-SC, centrala formată din module generatoare trebuie să asigure o creștere de putere până la puterea maximă/admisibilă în funcție de sursa primară de energie. Timpul de răspuns la creșterea de putere pentru modulele generatoare, cu excepția turbinelor eoliene, trebuie să fie mai mic sau egal cu 10 secunde la o variație de putere de maximum 50% din puterea maximă. Pentru turbinele eoliene timpul de răspuns trebuie să fie mai mic sau egal cu 5 secunde pentru o variație de putere de 20% din puterea maximă, dacă punctul de funcționare de plecare este mai mare de 50% din puterea maximă. Se acceptă timpi de creștere a puterii active mai mari, dacă punctul de funcționare de plecare este mai mic de 50% din puterea maximă. Atingerea valorii de referință se realizează într-un timp de maximum 30 secunde și cu o toleranță de maximum $\pm 5\%$ din $P(\max)$;
- (e) centrala formată din module generatoare trebuie să funcționeze stabil în timpul modului RFA-SC pe durata unor frecvențe mai mici de 49,8 Hz.

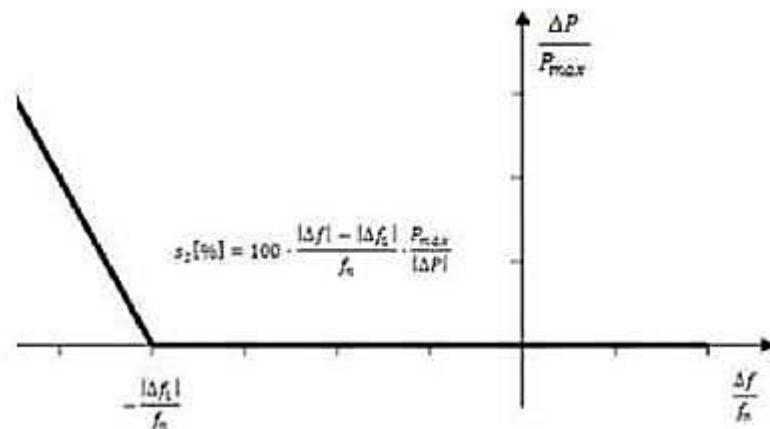


Fig. 3C. Capabilitatea de răspuns la scăderea frecvenței a centralelor formate din module generatoare, de categorie C (RFA-SC)

unde:

$P(\max)$ este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă (nominală) a centralei formate din module generatoare;

ΔP este variația puterii active produsă de centrala formată din module generatoare;

$f(n)$ este frecvența nominală (50 Hz) în rețea și Δf este abaterea frecvenței în rețea. În cazul scăderilor de frecvență sub 49,8 Hz, unde Δf este mai mic ca -200 mHz, centrala formată din module generatoare trebuie să crească puterea activă în conformitate cu statistica $s(2)$.

Art. 108 În cazul în care modul RFA este activ, în condițiile oferite de sursa primară, centrala formată din module generatoare, de categorie C, trebuie să îndeplinească în mod cumulativ, suplimentar cerințelor prevăzute la Art. 107, conform figurii nr. 4C, următoarele cerințe:

- (a) să furnizeze RFA, în conformitate cu parametrii stabiliți de OTS în domeniile de valori prevăzute în tabelul 2C, astfel:

- i. în cazul creșterii frecvenței față de valoarea de 50 Hz, răspunsul în putere activă la abaterea de frecvență este limitat la nivelul minim de reglare a puterii active;
 - ii. în cazul scăderii frecvenței față de valoarea de 50 Hz, răspunsul în putere activă la abaterea de frecvență este limitat la puterea activă maximă disponibilă dată de sursa primară.
 - iii. furnizarea efectivă a răspunsului în putere activă la abaterea de frecvență depinde de condițiile externe și de funcționare ale centralei formate din module generatoare în momentul mobilizării puterii active, în particular de limitările date de funcționarea centralei formate din module generatoare în condițiile sursei primare, în cazul scăderii frecvenței.
- (b)** să poată modifica banda moartă de frecvență și statismul, la dispoziția OTS. De regulă, valoarea statismului s_1 este de 5%, ceea ce corespunde unei mobilizări de putere activă de 8% $P(\max)$;
- (c)** în cazul variației treaptă a frecvenței, să fie capabilă să activeze integral puterea activă necesară ca răspuns la abaterea de frecvență, la sau peste linia din figura 5C, în conformitate cu parametrii prevăzuți în tabelul 3C, în absența limitărilor de ordin tehnologic, și anume pentru modulele generatoare din centrală cu inerție cu o întârziere $[t(1)]$ de două secunde și un timp de activare de maximum 30 secunde $[t(2)]$, în limita puterii date de sursa primară;
- (d)** pentru modulele generatoare din centrală fără inerție, activarea inițială a puterii active nu trebuie să fie întârziată în mod nejustificat. În cazul în care întârzierea la activarea inițială a puterii active este mai mare de 500 ms pentru modulele fără inerție și două secunde pentru modulele cu inerție, gestionarul centralei formate din module generatoare trebuie să furnizeze dovezi tehnice care să demonstreze motivele pentru care este necesară o perioadă mai lungă de timp;
- (e)** trebuie să aibă capacitatea de a furniza puterea activă corespunzător abaterii de frecvență pe o durată de maximum 15-30 de minute specificată de OTS, în limita puterii oferite de sursa primară;
- (f)** reglajul puterii active nu trebuie să aibă niciun impact negativ asupra răspunsului la abaterile de frecvență;
- (g)** în cazul participării la procesul de restabilire a frecvenței la valoarea de referință sau/și a puterilor de schimb la valorile programate, centrala formată din module generatoare trebuie să asigure funcții specifice pentru realizarea acestor servicii, stabilite prin proceduri elaborate de OTS;
- (h)** în ceea ce privește deconectarea pe criteriul de frecvență minimă, centralele formate din module generatoare capabile să acționeze ca un consumator, trebuie să își poată deconecta consumul la scăderea frecvenței. Cerința menționată la prezentul punct nu se extinde la alimentarea serviciilor proprii.

Tabelul 2C. Parametrii de răspuns în putere activă la abaterea de frecvență (a se vedea figura 5C)

Parametri		Intervale
Variația puterii activă raportată la puterea maximă $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$		(1,5÷10)%
Zona de insensibilitate pentru răspunsul la abaterea de frecvență	$ \Delta i $	10 mHz
	$\frac{ \Delta P }{f_n}$	(0,02 - 0,06)%
Bandă moartă pentru răspunsul la abaterea de frecvență* După calificarea grupurilor pentru furnizarea rezervei de stabilizarea frecvenței (RSF) această valoare se setează la 0 mHz pentru grupurile furnizoare de RSF, iar la celelalte grupuri OTS va decide valoarea diferit de 0 mHz astfel încât impactul asupra reglajului de frecvență să fie minim		0 mHz
Statism s(1)		(2÷12)%

Tabelul 3C. Parametrii pentru activarea integrală a puterii active ca răspuns la abaterea treaptă de frecvență (explicație pentru figura 5C)*

*Parametrii sunt respectați în măsura în care nu apar limitări de ordin tehnologic

Parametri	Intervale sau valori
Variația de putere activă mobilizată raportată la puterea maximă (domeniul răspuns la variația de frecvență) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$	(1,5÷10)%
Pentru centralele formate din module generatoare cu inerție, întârzierea inițială maximă admisibilă t(1), cu excepția cazului în care sunt admise de către OTS perioade mai lungi de activare, în bazadovezilor tehnice furnizate de gestionarul centralei formate din module generatoare	2 secunde
Pentru centralele formate din module generatoare fără inerție, întârzierea inițială maximă admisibilă t(1), cu excepția cazului în care sunt admise de către OTS perioade mai lungi de activare, în bazadovezilor tehnice furnizate de gestionarul centralei formate din module generatoare	500 ms
Valoarea maximă admisibilă a timpului de activare integrală t(2), cu excepția cazului în care sunt admise de către OTS perioade mai lungi de activare din motive de stabilitate a sistemului	10 secunde

*Parametrii sunt respectați în măsura în care nu apar limitări de ordin tehnologic

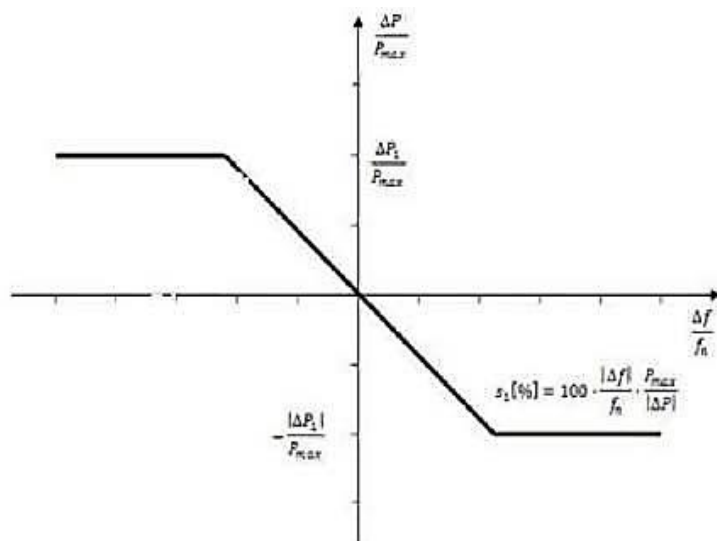


Fig. 4C. Capabilitatea de răspuns la abaterile de frecvență a centralelor formate din module generatoare, de categorie C în regim RFA în cazul în care zona de insensibilitate și bandă moartă sunt zero.

unde:

ΔP este variația puterii active produse de centrala formată din module generatoare;
 $P(\max)$ este referința de putere activă față de care se determină variația de putere activă ΔP și anume puterea maximă (nominală) a centralei formate din module generatoare; Δf este abaterea frecvenței în rețea; $f(n)$ este frecvența nominală (50 Hz) în rețea.

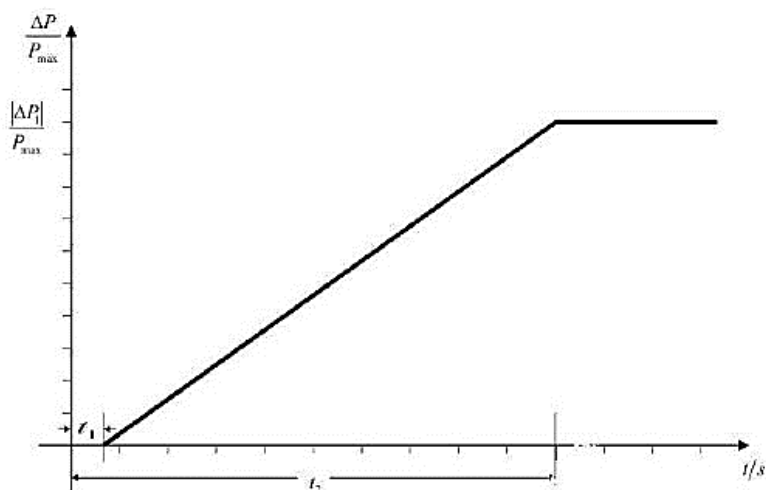


Fig. 5C. Capabilitatea de răspuns la abaterile de frecvență

în care:

$P(\max)$ este puterea maximă față de care se stabilește variația de putere activă mobilizată ΔP ;

ΔP este variația de putere activă a centralei formate din module generatoare. Centrala formată din module generatoare trebuie să activeze o putere activă ΔP până la punctul $\Delta (1)$ în conformitate cu timpii $t(1)$ și $t(2)$, valorile $\Delta P(1)$, $t(1)$ și $t(2)$ fiind specificate de OTS în conformitate cu tabelul 3C; $t(1)$ este întârzierea inițială (timpul mort); $t(2)$ este durata până la activarea completă.

Art. 109 (1) Monitorizarea în timp real a răspunsului automat al centralei formate din module generatoare, de categorie C la abaterile de frecvență trebuie să fie asigurată prin transmiterea în timp real și în mod securizat de la o interfață a centralei formate din module generatoare la centrul de dispecer al ORR, la cererea acestuia, cel puțin a următoarelor semnale:

- i. semnalul de stare de funcționare cu/fără răspuns automat la abaterile de frecvență; ii. puterea activă de referință (programată); iii. valoarea reală a puterii active; iv. banda moartă în răspunsul de putere - frecvență;
- v. setările parametrilor aferenți modului reglaj de frecvență activ (nu se transmit în timp real, doar sunt monitorizați și de la centrul de dispecer al ORR)

(2)

- i. ORR stabilește semnalele suplimentare care urmează să fie furnizate de către centrala formată din module generatoare prin intermediul dispozitivelor de monitorizare și înregistrare pentru verificarea performanței furnizării răspunsului în putere activă la abaterile de frecvență;
- ii. Semnalele suplimentare sunt: frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz, semnale de stare și comenzile poziției întreruptorului și poziției separatoarelor;
- iii. Gestionarul centralei formate din module generatoare asigură transmiterea, la nivelul centralei, a semnalelor prin una/două căi de comunicație independente așa cum este prevăzut în ATR.

(3) Setările parametrilor aferenți modului reglaj de frecvență activă și statismul se stabilesc prin dispoziții de dispecer.

Art. 110 OTS are dreptul de a solicita ca centrala formată din module generatoare să furnizeze inerție artificială în timpul abaterilor foarte rapide de frecvență. Se recomandă ca centrala formată din module generatoare să asigure o contribuție minimă cu o constantă de inerție de 3 s ($H = 3s$).

Art. 111 Principiul de funcționare a sistemelor de reglaj instalate este analizat de OTS pentru a se verifica posibilitatea furnizării inerției artificiale. Parametrii de performanță aferenți sunt stabiliți de OTS și sunt solicitați prin ATR.

Art. 112 Centralele formate din module generatoare, de categorie C îndeplinesc următoarele cerințe de stabilitate în funcționare, referitoare la:

(a) capacitatea de trecere peste defect, în cazul defectelor simetrice:

- i. centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea, continuând să funcționeze în mod stabil după un defect în rețea eliminat corect, în conformitate cu dependența tensiune-timp descrisă în figura 6C raportată la punctul de racordare/delimitare, după caz, și descrisă de parametrii din tabelul 4C;
- ii. diagrama de evoluție a tensiunii în timp reprezintă limita inferioară permisă a evoluției tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, la apariția unui defect simetric, ca funcție de timp înainte de defect, în timpul defectului și după defect;
- iii. OTS stabilește și face publice condițiile înainte și după defect pentru capacitatea de trecere peste defect, în ceea ce privește:– calculul puterii minime de scurtcircuit înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz;– punctul de funcționare al centralei formate din module generatoare ca putere activă și reactivă înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz și tensiunea în punctul de racordare/delimitare,

după caz; și– calculul puterii minime de scurtcircuit după defect în punctul de racordare/delimitare, după caz.

- iv. la solicitarea unui gestionar de centrală formată din module generatoare, ORR furnizează condițiile înainte și după defect (ca valori relevante rezultate din cazuri tipice) care se iau în considerare pentru capacitatea de trecere peste defect ca rezultat al calculelor din punctul de racordare/delimitare, după caz, așa cum se prevede la pct. iii), privind:– puterea minimă de scurtcircuit înainte de defect în fiecare punct de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA;– punctul de funcționare al centralei formate din module generatoare înainte de defect, exprimat prin putere activă, putere reactivă și tensiune în punctul de racordare/delimitare, după caz; și– puterea minimă de scurtcircuit după defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA.
 - v. centrala formată din module generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să continue să funcționeze stabil în cazul în care variația reală a tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata unui defect simetric, este mai mare decât limita inferioară de evoluție a tensiunii descrisă în diagrama de trecere peste defect prevăzută la lit. (a), punctul. ii), cu excepția declanșărilor prin protecțiile împotriva defectelor electrice interne. Schemele și setările sistemelor de protecție împotriva defectelor electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța capacității de trecere peste defect;
 - vi. cu luarea în considerare a cerințelor prevăzute la punctul v), gestionarul centralei formate din module generatoare stabilește protecția la tensiune minimă (fie capacitatea de trecere peste defect, fie tensiunea minimă definită la punctul de racordare/delimitare, după caz) în conformitate cu domeniul maxim de tensiune aferent centralei formate din module generatoare, cu excepția cazului în care ORR solicită un domeniu de tensiune mai restrâns. Setările sunt justificate de gestionarul centralei formate din module generatoare în conformitate cu acest principiu;
- (b) capacitatea de trecere peste defect în cazul defectelor asimetrice trebuie să respecte prevederile lit. (a), pct. i, pentru defecte simetrice.
- (c) revenirea puterii active după eliminarea defectului la valoarea dinainte de defect, în funcție de sursa primară;
- (d) menținerea funcționării stabile în orice punct al diagramei de capacitate P-Q în cazul oscilațiilor de putere între centrală și punctul de racordare/delimitare, după caz;
- (e) centralele formate din module generatoare trebuie să rămână conectate la rețea fără a reduce puterea (în limitele date de sursa primară), atâta timp cât frecvența și tensiunea se încadrează în limitele prevăzute în tabelul 1C, respectiv $\pm 10\%$ $U(n)$ a rețelei la care este racordată centrala;
- (f) centralele formate din module generatoare trebuie să rămână conectate la rețea în cazul acțiunii RAR monofazat sau trifazat pe liniile din rețeaua buclată la care sunt racordate. Detaliile tehnice specifice fac obiectul coordonării și dispozițiilor privind sistemele de protecție și setările convenite cu ORR.



Fig. 6C. Diagrama de capabilitate privind trecerea peste defect a unei centrale formate din module generatoare, de categorie C

Notă: Diagrama din fig. 6C. reprezintă limita inferioară a graficului de evoluție a tensiunii în timp în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată ca raport între valoarea curentă și valoarea de referință exprimată în unități relative, înainte, în timpul și după eliminarea unui defect. Tensiunea U_{ret} este tensiunea reziduală la punctul de racordare/delimitare, după caz, în timpul unui defect, t_{clear} este momentul în care defectul a fost eliminat. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} și t_{rec3} specifică anumite puncte ale limitelor inferioare ale tensiunii reziduale după eliminarea defectului.

Tabelul 4C. Parametrii referitori la capabilitatea de trecere peste defect la centralele formate din module generatoare

Parametrii tensiunii[u.r.]		Parametrii de timp [secunde]	
$U_{(ret)}$:	0,15	$t_{(clear)}$:	0,25
$U_{(clear)}$:	0,15	$t_{(rec1)}$:	0,25
$U_{(rec1)}$:	0,15	$t_{(rec2)}$:	0,25
$U_{(rec2)}$:	0,85	$t_{(rec3)}$:	3,0

(g) OTS stabilește nivelul de restabilire a puterii active după defect dacă sursa primară și-a menținut capabilitatea din momentul producerii defectului, pe care centrala formată din module generatoare, de categorie B este capabilă să-l asigure și precizează:

- momentul începerii restabilirii puterii active după defect, imediat ce tensiunea este mai mare sau egală cu 85% $U_{(ret)}$;
- perioada maximă permisă pentru restabilirea puterii active după momentul apariției defectului este de maximum 50 ms, iar după eliminarea defectului și revenirea tensiunii la o valoare mai mare de 0,85 $U_{(ret)}$, puterea activă va fi restaurată, în funcție de

tehnologie și de disponibilitatea sursei primare, într-un timp de $(1 \div 10)$ secunde la o valoare de $(80 \div 90)\%$ din valoarea puterii înainte de defect;

- iii. amplitudinea și precizia (toleranța) restabilirii puterii active funcție de tehnologia utilizată de modulele generatoare din centrală și de disponibilitatea sursei primare este de $(80 \div 90)\%$ din valoarea puterii active dinainte de defect și cu o precizie de 10% din valoarea puterii active dinainte de defect;

(h) ORR specifică, după caz, la ATR sau la punerea în funcțiune:

- i. interdependența între cerințele pentru componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect în conformitate cu prevederile art. 115, alin. (1), lit. b) și c) și restabilirea puterii active;
- ii. dependența între timpul de restabilire a puterii active și durata variațiilor de tensiune. ORR specifică, la punerea în funcțiune, timpul maxim de restabilire a puterii active pentru durata maximă a defectului, de regulă de $(1 \div 10)$ s pentru defecte eliminate într-un timp mai mare de 140 ms;
- iii. limita perioadei maxime permise pentru restabilirea puterii active, de regulă mai mică de 10 secunde. O valoare mai mică se solicită în situația în care studiile de soluție reflectă acest lucru;
- iv. gradul de proporționalitate între nivelul de restabilire a tensiunii și valoarea minimă a puterii active restabilite. De regulă, la o valoare de restabilire a tensiunii mai mare de 85% U_{ref} , valoarea minimă a puterii active restabilite după defect trebuie să atingă cel puțin 85% din valoarea dinainte de defect în timp de maximum 1 secundă, în concordanță cu disponibilitatea sursei primare;
- v. cerințe privind amortizarea oscilațiilor de putere activă între centrală și punctul de racordare/delimitare, după caz, (cazul centralelor cu LEA/LES de lungime mare) dacă studiile dinamice relevă ca fiind necesară instalarea de echipamente pentru amortizarea acestor oscilații de putere activă.

Art. 113 (1) Centralele formate din module generatoare, de categorie C trebuie să îndeplinească următoarele cerințe referitoare la contribuția la restaurarea sistemului:

- (a)** trebuie să fie capabile să se reconecteze la rețea după o deconectare accidentală cauzată de un eveniment în rețea, în condițiile definite de OTS. De regulă, timpul de reconectare la rețea după o deconectare accidentală este de maximum 10 minute;
- (b)** instalarea sistemelor de reconectare automată trebuie să fie supusă unei avizări prealabile atât la ORR, cât și la OTS, în vederea specificării condițiilor de reconectare automată. Aceste cerințe se definesc în ATR și se detaliază în proiectul tehnic. (2) Cerințele și condițiile pentru reconectarea automată prevăzute la alin. (1), lit. (a) și (b) sunt aduse la cunoștința gestionarului centralei formate din module generatoare la emiterea ATR. (3) În ceea ce privește capacitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem sau de participare la procesul de pornire fără sursă de tensiune:
 - i) capacitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem sau de participare la procesul de pornire fără sursă de tensiune, nu este obligatorie, dar poate fi solicitată de către OTS în etapa de racordare la rețea, în scopul asigurării siguranței în funcționare a sistemului;

- ii) gestionarii centralelor formate din module generatoare trebuie să răspundă la cererea OTS cu o ofertă pentru furnizarea de capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem. OTS poate solicita furnizarea de capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem în cazul în care consideră că siguranța în funcționare a sistemului este în pericol din cauza lipsei de capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem în zona de reglaj în care se află centrala;
 - iii) o centrală formată din module generatoare cu capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem trebuie să fie capabilă să pornească sau să participe la procesul de pornire, în totalitate sau prin unele echipamente componente, din starea oprit, fără a utiliza nicio sursă de alimentare cu energie electrică externă, într-un interval de timp stabilit de către OTS, de regulă 15÷30 minute de la momentul primirii dispoziției;
 - iv) o centrală formată din module generatoare cu capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem trebuie să se poată reconecta în domeniul de frecvență (47,5÷50) Hz și în domeniul de tensiune specificat de ORR de (0,9÷1,1) U_n , într-un timp de maximum 300 s;
 - v) o centrală formată din module generatoare cu capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem sau care participă la procesul de restaurare, trebuie să poată regla automat tensiunea, inclusiv variațiile de tensiune care pot apărea în procesul de restaurare;
 - vi) o centrală formată din module generatoare cu capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem sau care participă la procesul de restaurare, trebuie:
 1. să fie capabilă să regleze puterea activă produsă în cazul conectărilor unor consumatori, în punctul de racordare/delimitare, după caz;
 2. să fie capabilă să participe la variațiile de frecvență, atât la creșterea peste 50,2 Hz (în modul RFA-CR), cât și la scăderea acesteia sub 49,8 Hz (în modul RFASC);
 3. să participe la stabilizarea frecvenței în cazul creșterii sau scăderii frecvenței în întreg domeniul de putere activă livrată, între puterea activă minimă și puterea activă maximă, precum și în funcționarea pe servicii proprii;
 4. să poată funcționa în paralel cu alte centrale cu module generatoare ce debitează în insulă;
 5. să regleze automat tensiunea în timpul restaurării sistemului în domeniul $\pm 10\% U_n$.(4) În ceea ce privește capacitatea de a funcționa în regim de funcționare insularizată:
- i) centralele formate din module generatoare, care contribuie la restaurarea sistemului, trebuie să fie capabile să funcționeze în regim de funcționare insularizată sau să participe la operarea insulei dacă acest lucru este solicitat de ORR în coordonare cu OTS**
1. domeniul de frecvență în regim de funcționare insularizată este de 47,5÷51,5 Hz;
 2. domeniul de tensiune în regim de funcționare insularizată este $U_n \pm 4\%$ pentru JT și $U_n \pm 5\%$ pentru JT, pentru tensiuni < 110 kV.
- ii) centralele formate din module generatoare trebuie să fie capabile să funcționeze cu reglaj de frecvență activ în timpul funcționării în regim de funcționare insularizată. În cazul unui excedent de putere, centralele formate din module generatoare trebuie să fie capabile să reducă puterea activă livrată din punctul de funcționare anterior, în orice nou

punct de funcționare al diagramei de capacitate P-Q, în funcție de disponibilitatea sursei primare;

- iii) metoda de detectare a trecerii de la funcționarea în sistem interconectat la funcționarea insularizată se stabilește de comun acord între gestionarul centralei formate din module generatoare și ORR, în coordonare cu OTS. Metoda de detectare convenită nu trebuie să se bazeze exclusiv pe semnalele de poziție ale aparaturii de comutație al OTS;
- iv) centralele formate din module generatoare trebuie să poată funcționa în RFA-CR și RFA-SC pe timpul funcționării în insulă, așa cum e stabilit de comun acord cu OTS.(5) În ceea ce privește capacitatea de resincronizare rapidă în cazul deconectării de la rețea, centrala formată din module generatoare trebuie să se poată resincroniza rapid, de regulă în 15 minute, în conformitate cu planul de protecții convenit cu ORR, în limita posibilităților tehnice ale modulelor generatoare.

Art. 114 Centralele formate din module generatoare, de categorie C trebuie să îndeplinească următoarele cerințe de operare referitoare la:

(a) schemele de control și automatizare cu setările aferente:

- i. schemele de control și automatizare precum și setările acestora, inclusiv parametrii de reglaj, necesare calculului de stabilitate a rețelei și analizei măsurilor de urgență, trebuie să fie transmise de către gestionarul centralei formate din module generatoare la ORR, respectiv la OTS cu cel puțin 3 luni înainte de punerea sub tensiune pentru începerea perioadei de probe pentru a fi coordonate și convenite între OTS, ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare;
- ii. orice modificări ale schemelor de reglaj și automatizare și ale setărilor aferente, menționate la punctul (i), ale diverselor dispozitive de control sau reglaj ale centralei formate din module generatoare trebuie să fie coordonate și convenite între OTS, ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare, în special în cazul în care acestea se aplică în situațiile prevăzute la punctul (i).

(b) schemele de protecție electrică și setările aferente:

- i. sistemele de protecție necesare pentru centrala formată din module generatoare și pentru rețeaua electrică, precum și setările relevante pentru centrala formată din module generatoare trebuie să fie coordonate și agree de către ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare, în procesul de racordare. OTS colaborează cu OD și gestionarul centralei formate din module generatoare pentru coordonarea protecțiilor ținând cont de valoarea de variație a frecvenței rezultată din studiile periodice privind inerția sistemului sincron Europa Continentală din care face parte SEN. Sistemele de protecție și setările acestora pentru defectele electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța centralei formate din module generatoare. Sistemele de protecție și automatizare respectă cel puțin următoarele cerințe:
 - 1. trebuie să asigure protecția împotriva defectelor interne ale modulelor generatoare care intră în componența centralei și să asigure protecție de rezervă împotriva defectelor și regimurilor anormale de funcționare din rețeaua electrică unde acestea sunt racordate;

2. trebuie să fie performante, de fiabilitate ridicată și organizate în grupe cu funcționalitate redundantă; protecțiile trebuie să fie selective, sensibile, capabile să detecteze defecte interne și externe, să fie separate fizic și galvanic de la sursele de alimentare cu tensiune operativă, de la transformatoarele de măsură de tensiune și curent și până la dispozitivele de execuție a comenzilor. Sistemul de protecții electrice trebuie să fie prevăzut cu funcții extinse de autotestare și auto-diagnoză și cu funcții de înregistrare a evenimentelor și de oscilografare. Sistemul de protecții electrice trebuie prevăzut cu interfețe standard de comunicație pentru integrarea la un sistem local de achiziție date, supraveghere și control;
 3. sistemul de protecții electrice împotriva defectelor interne trebuie să fie capabil să sesizeze, cel puțin curenții de scurtcircuit, asimetria de curenți, tensiunea maximă/minimă, frecvența maximă/minimă la bornele modulelor generatoare care intră în componența centralei;
 4. sistemul de protecții electrice împotriva defectelor externe, ca protecții de rezervă, trebuie să fie capabil să sesizeze cel puțin scurtcircuitele simetrice și asimetrice din rețeaua electrică unde este racordat modulul generator care intră în componența centralei, oscilațiile de putere, asimetria de curenți, suprasarcinile electrice de curent și de tensiune.
- ii. protecția electrică a centralei formate din module generatoare are întâietate față de dispozițiile de dispecer, ținând seama de siguranța în funcționare a sistemului, de sănătatea și securitatea personalului și a publicului, precum și de atenuarea oricărei avarii survenite la modulul generator care intră în componența centralei.
 - iii. ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare se coordonează și convin ca sistemele de protecție să asigure, cel puțin, protecția la următoarele defecte, astfel:
- A.** protecțiile modulelor generatoare care intră în componența centralei, ale transformatorului ridicător de tensiune și ale transformatorului de servicii proprii sau auxiliare, asigurate de către gestionarul centralei formate din module generatoare, pentru:
1. defecte interne ale modulelor generatoare care intră în componența centralei, ale transformatorului ridicător de tensiune și eventual ale transformatorului de servicii proprii (scurtcircuite și puneri la pământ);
 2. defecte interne ale transformatorului ridicător de tensiune al modulului generator care intră în componența centralei;
 3. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia electrică de evacuare în rețeaua electrică a puterii produse;
 4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețeaua electrică, ca protecție de rezervă;
 5. tensiune maximă și minimă la bornele modulului generator care intră în componența centralei.
- B.** protecții asigurate de gestionarul centralei formate din module generatoare și/sau de ORR, după caz:
1. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia electrică de evacuare în rețeaua electrică a puterii produse;
 2. tensiunea maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
 3. frecvența maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;

4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețea, ca protecție de rezervă.
 - iv. modificările schemelor de protecție necesare pentru centrala formată din module generatoare și pentru rețeaua electrică și ale setărilor relevante pentru elementele de generare se convin în prealabil între ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare;
- (c) organizarea de către gestionarul centralei formate din module generatoare a dispozitivelor de protecție și control, în conformitate cu următoarea ierarhie a priorităților:
 - i. protecția rețelei electrice și centralei formate din module generatoare;
 - ii. inerția artificială, dacă este cazul;
 - iii. reglajul de frecvență (în cadrul reglajului puterii active);
 - iv. restricții de putere
 - v. limitarea rampelor de variație a puterii.
- (d) ORR poate solicita, în avizul tehnic de racordare, instalarea suplimentară în centrala formată din module a unor sisteme de automatizare destinate reducerii rapide a puterii, respectiv până la oprirea acesteia, în cazuri justificate, pentru protecția instalațiilor persoanelor și a mediului.
- (e) schimbul de informații:
 - i. sistemele de protecție/control și de automatizare ale centralei formate din module generatoare trebuie să fie capabile să schimbe informații în timp real sau periodic cu ORR, cu marcarea timpului. În cazul agregărilor, respectând funcțiile convenite a fi agregate, informațiile schimbate se aduc la cunoștința ORR și OTS;
 - ii. ORR, în coordonare cu OTS, stabilește conținutul schimburilor de informații, furnizate de gestionarul centralei formate din module generatoare, care cuprinde cel puțin următoarele date transmise în timp real: puterea activă, puterea activă programată, după caz, puterea reactivă, tensiunea și frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz, semnale de stare și comenzi privind poziția întreruptorului, poziția separatoarelor și semnalul de stare de funcționare cu/fără răspuns automat la abaterile de frecvență. Gestionarul centralei formate din module generatoare asigură transmiterea semnalelor prin una/două căi de comunicație independente (stabilite prin ATR); de regulă, calea principală este asigurată prin suport de fibră optică.
- (f) Centralele formate din module generatoare trebuie să aibă posibilitatea de a se deconecta de la rețea în mod automat la pierderea stabilității în funcționare. Criteriile de deconectare, de tipul protecția împotriva asimetriei de curent, a întreruperii unei faze și timpul critic de deconectare, se convin între gestionarul centralei formate din module generatoare, ORR și OTS.
- (g) dispozitivele de măsură și control:
 - i. centralele formate din module generatoare trebuie să fie dotate cu dispozitive care să asigure înregistrarea defectelor și monitorizarea comportamentului dinamic în sistem, acestea fiind de regulă osciloperturbografe sau echipamente care pot înlocui funcțiile asigurate de osciloperturbografe. Aceste dispozitive trebuie să asigure înregistrarea următorilor parametri:
 1. tensiunile pe toate cele trei faze;

2. curentul pe fiecare fază;
3. puterea activă pe toate cele trei faze;
4. puterea reactivă pe toate cele trei faze;
5. frecvența.

ORR are dreptul să stabilească performanțele parametrilor puși la dispoziție prin intermediul dispozitivelor menționate anterior, cu condiția convenirii prealabile a acestora cu gestionarul centralei formate din module generatoare.

- ii. setările echipamentului de înregistrare a defectelor, inclusiv criteriile de pornire a înregistrării și ratele de eșantionare se stabilesc de comun acord între gestionarul centralei formate din module generatoare și ORR la momentul PIF și se consemnează prin dispoziții scrise. Acestea cuprind și un criteriu de pornire de detectare a oscilațiilor între centrală și punctul de racordare/delimitare, după caz, stabilit de OTS;
- iii. ORR, OTS și gestionarul centralei formate din module generatoare stabilesc de comun acord necesitatea includerii unui criteriu de detectare a oscilațiilor între centrală și punctul de racordare/delimitare, după caz, pentru monitorizarea comportamentului dinamic al sistemului, stabilit de OTS cu scopul de a detecta oscilațiile cu amortizare insuficientă (neamortizate);
- iv. sistemul de monitorizare a comportamentului dinamic al sistemului trebuie să permită accesul la informații al gestionarului centralei formate din module generatoare și al ORR. Protocoalele de comunicare pentru datele înregistrate sunt stabilite de comun acord între gestionarul centralei formate din module generatoare, ORR și OTS înainte de alegerea echipamentelor pentru monitorizare.

(h) modelele de simulare a funcționării centralei formate din module generatoare:

- i. la solicitarea ORR sau a OTS, gestionarul centralei formate din module generatoare trebuie să furnizeze modele de simulare a funcționării centralei formate din module generatoare, care să reflecte comportamentul centralei atât în regim staționar, cât și dinamic (inclusiv pentru fenomene electromagnetice tranzitorii, dacă este solicitat). Modelele furnizate trebuie să fie validate de rezultatele testelor de verificare a conformității cu cerințele tehnice de racordare. Gestionarul centralei formate din module generatoare transmite ORR sau OTS rezultatele testelor de tip pentru modulele generatoare care intră în componența centralei sau pentru motoarele termice ce antrenează modulele generatoare care intră în componența centralei, dovedite prin certificate de verificare recunoscute pe plan european, realizate de un organism de certificare autorizat;
- ii. modelele furnizate de gestionarul centralei formate din module generatoare trebuie să conțină următoarele sub-modele, în funcție de componentele individuale:
 1. modelul panoului fotovoltaic, turbinei eoliene etc. și al convertoarelor care intră în componența centralei;
 2. reglajul frecvenței și al puterii active;
 3. reglajul tensiunii;
 4. modelele protecțiilor centralelor formate din module generatoare, așa cum au fost convenite între ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare;
 5. modelul invertoarelor, a grupurilor generatoare eoliene, după caz.

iii. la solicitarea ORR, prevăzută la punctul i), OTS specifică:

1. formatul în care urmează să fie furnizate modelele de simulare, inclusiv programul de calcul utilizat;
2. documentația privind structura modelului matematic și schema electrică;
3. estimarea puterii minime și maxime de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA, ca echivalent de rețea.

iv. gestionarul centralei formate din module generatoare furnizează ORR, la cerere, înregistrări ale performanțelor centralei formate din module generatoare. ORR sau OTS poate face o astfel de solicitare, în vederea comparării răspunsului modelelor și simulărilor pe model realizate cu înregistrările reale de funcționare.

- (i) montarea de dispozitive pentru operarea sistemului și a dispozitivelor pentru siguranța în funcționare a sistemului, în cazul în care ORR sau OTS consideră că la o centrală formată din module generatoare este necesar să instaleze dispozitive suplimentare pentru a menține sau restabili funcționarea acestora sau siguranța în funcționare a sistemului. ORR, gestionarul centralei formate din module generatoare și OTS analizează și convin asupra soluției adecvate;
- (j) limitele minime și maxime pentru viteza de variație a puterii active (limitele rampelor) în ambele direcții, la creștere și la scădere, sunt stabilite pentru centrala formată din module generatoare de către ORR, în coordonare cu OTS, luând în considerare caracteristicile sursei primare. De regulă, viteza de variație este în gama $(10 \div 30)\% P(\text{max})/\text{minut}$, egală în ambele direcții (la creștere respectiv la scădere);
- (k) legarea la pământ a punctului neutru pe partea spre rețea a transformatoarelor ridicătoare de tensiune trebuie să respecte specificațiile

Art. 115 (1) Centralele formate din module generatoare, de categorie C îndeplinesc următoarele cerințe în ceea ce privește stabilitatea de tensiune:

- (a) trebuie să fie capabile să se deconecteze automat atunci când tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz, depășește nivelurile specificate de ORR. Condițiile și setările pentru deconectarea automată a centralelor formate din module generatoare se stabilesc de către ORR în coordonare cu OTS.
- (b) trebuie să fie capabile să furnizeze componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, în cazul defectelor simetrice (trifazate), în următoarele condiții:
 - i. centrala formată din module generatoare, de categorie C trebuie să poată activa furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect prin:
 1. asigurarea furnizării componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, corespunzătoare variației de tensiune cu un factor de proporționalitate (k) de 2 până la 10 conform formulei $\Delta I = k * \Delta U$
 2. măsurarea variațiilor de tensiune în punctul de racordare/delimitare de categorie D și furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect la bornele acestora (componenta de curent reactiv);
 - ii. ORR, în colaborare cu OTS, prevede:

3. modul și momentul în care se determină o abatere de tensiune, precum și durata abaterii. Abaterea de tensiune se determină când tensiunea măsurată fie în punctul de racordare/delimitare, după caz, fie la bornele modului generator este mai mică de $0,85 U(\text{ref})$. Durata abaterii se consideră până în momentul în care tensiunea revine la o valoare mai mare de $0,85 U(\text{ref})$;
 4. 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. (b), pct. i) 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;
 5. 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, modulul generator trebuie să injecteze imediat după defect (la sesizarea scăderii tensiunii, conform punctului anterior), de regulă în 50 ms, un curent reactiv dependent de amplitudinea golului de tensiune (a tensiunii remanente) 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 conform figurii 6C și să se anuleze imediat după eliminarea defectului (conform IGD Fault current contribution from PPMS HVDC).
- (c) în ceea ce privește furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în cazul defectelor asimetrice monofazate sau bifazate, ORR, în colaborare cu OTS, are dreptul de a stabili cerințe pentru componenta asimetrică a curentului de defect. De regulă, cerințele privind componenta asimetrică a curentului de defect sunt similare cerințelor privind componenta simetrică a curentului de defect prevăzută la lit. b). Aceste cerințe se aduc la cunoștința gestionarului.
- (d) trebuie să fie capabile să furnizeze putere reactivă suplimentară, stabilită de ORR, care trebuie furnizată în punctul de racordare/delimitare, după caz, al centralei formate din module generatoare, dacă acesta nu se află la bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune. Puterea reactivă suplimentară trebuie să compenseze puterea reactivă a liniei sau cablului de înaltă tensiune între bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune al centralei formate din module generatoare și punctul de racordare. Puterea reactivă suplimentară trebuie să fie asigurată printr-un echipament dedicat, pus la dispoziție de către gestionarul centralei formate din module generatoare. Această putere reactivă suplimentară este stabilită printr-un studiu de compensare a puterii reactive în punctul de racordare/delimitare, după caz, și trebuie să asigure în punctul de racordare/delimitare, după caz, schimb de putere reactivă nulă la puterea activă zero, cu o toleranță: de maxim 0,5 MVar dacă tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz, este ≥ 110 kV sau dacă punctul de racordare/delimitare, după caz, este situat la barele stațiilor electrice, respectiv maximum 0,1 MVar pentru centralele formate din module generatoare racordate în linii sau la capătul unei linii lungi de MT.
- (e) să fie capabile să producă putere reactivă în punctul de racordare/delimitare, după caz, la capacitate maximă, cu respectarea următoarelor cerințe:

- i. gestionarul centralei formate din module generatoare trebuie să prezinte un contur al diagramei U - $Q/P(\max)$, care poate lua orice formă în limitele căreia centrala formată din module generatoare să fie capabilă să furnizeze/absoarbă putere reactivă la variații de tensiune și la funcționare la capacitate maximă; conturul trebuie analizat și aprobat de OTS în consultare cu ORR;
- ii. diagrama U - $Q/P(\max)$ este stabilită de ORR în colaborare cu OTS, în conformitate cu următoarele principii:
 1. conturul U - $Q/P(\max)$ nu depășește conturul diagramei U - $Q/P(\max)$, reprezentat de conturul interior din figura 7C;
 2. dimensiunile conturului diagramei U - $Q/P(\max)$ (intervalul $Q/P(\max)$ și domeniul de tensiune) se încadrează în valorile maxime stabilite în tabelul 5C;
 3. poziționarea diagramei U - $Q/P(\max)$ se încadrează în conturul exterior fix din figura 7C;
 4. diagrama U - $Q/P(\max)$ stabilită pentru centralele formate din module generatoare poate avea orice formă, luând în considerare posibilele costuri de realizare a capacității de furnizare a puterii reactive la creșteri de tensiune și consumul de putere reactivă la scăderi de tensiune;
- iii. cerința privind capabilitatea de furnizare a puterii reactive se aplică în punctul de racordare/delimitare, după caz. Pentru alte forme ale conturului decât cele dreptunghiulare, domeniul de tensiune reprezintă valorile limită cele mai mari și cele mai mici. Prin urmare, nu se preconizează ca întregul interval de putere reactivă să fie disponibil în domeniul de tensiuni în regim permanent.

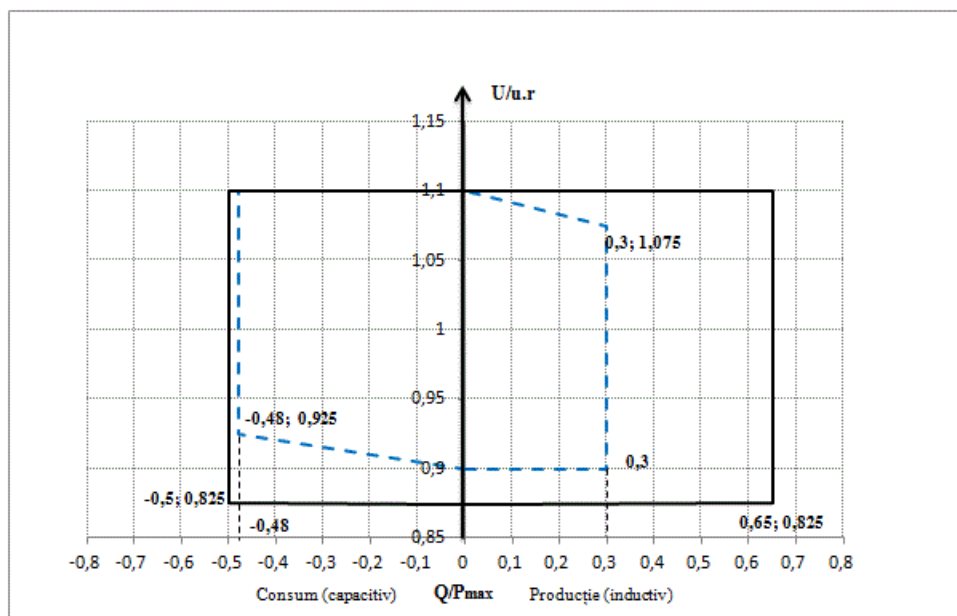


Fig. 7C. Diagrama U - $Q/P(\max)$ a unei centrale formate din module generatoare

Figura 7C reprezintă limitele tipice ale diagramei U - $Q/P(\max)$ ca dependență între tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată ca raportul dintre valoarea reală și valoarea de referință în unități relative și raportul dintre puterea reactivă (Q) și capacitatea maximă ($P(\max)$). Poziția, dimensiunea și forma înfășurătoare sunt orientative, OTS putând solicita, în funcție de condițiile de sistem din punctul de racordare/delimitare, după caz,

și alte forme ale diagramei U-Q/P(max) în intervalul maxim de Q/P(max) de 0,75.

Tabelul 5C: Parametrii pentru înfășurătoarea interioară din figura 7C

Intervalul maxim de Q/P(max)	Domeniul maxim al nivelului de tensiune în regim permanent, exprimat în unități relative
0,75	0,200

(f) în ceea ce privește capacitatea de producere de putere reactivă sub puterea maximă [sub P(max)]:

- i. ORR, în colaborare cu OTS, stabilește cerințele privind capacitatea de furnizare a puterii reactive, precum și un contur P-Q/P(max) de orice formă în limitele căruia centrala formată din module generatoare furnizează puterea reactivă sub puterea sa maximă dată de diagrama P-Q;
- ii. limitele diagramei de capacitate P-Q/P(max) sunt stabilite de ORR în colaborare cu OTS, în conformitate cu următoarele principii:
 1. conturul P-Q/P(max) nu trebuie să depășească conturul diagramei P-Q/P(max), reprezentat de conturul interior din figura 8C;
 2. domeniul Q/P(max) de pe conturul diagramei P-Q/P(max) este stabilit în tabelul 5;
 3. domeniul de putere activă de pe conturul diagramei P-Q/P(max) la putere reactivă zero este de 1 u.r. P(max);
 4. conturul diagramei P-Q/P(max) poate avea orice formă și include condiții pentru capacitatea de producere de putere reactivă la putere activă zero; și
 5. poziția conturului diagramei P-Q/P(max) trebuie să se încadreze în conturul exterior fix din figura 8C; iii. atunci când funcționează la o putere activă sub puterea maximă [$P < P(\max)$], centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să furnizeze putere reactivă pentru orice punct de funcționare din interiorul diagramei sale P-Q/P(max), dacă toate unitățile respectivei centrale cu module generatoare care produc energie sunt disponibile din punct de vedere tehnic, și nu sunt retrase din funcționare pentru mentenanță sau din cauza unei avarii, deoarece, în caz contrar, este posibilă diminuarea capacității de producere de putere reactivă, în funcție de disponibilitățile tehnice.
- iv. centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să-și modifice punctul de funcționare în orice punct al diagramei sale P-Q/P(max) în timpul necesar atingerii valorii de referință solicitate de ORR.

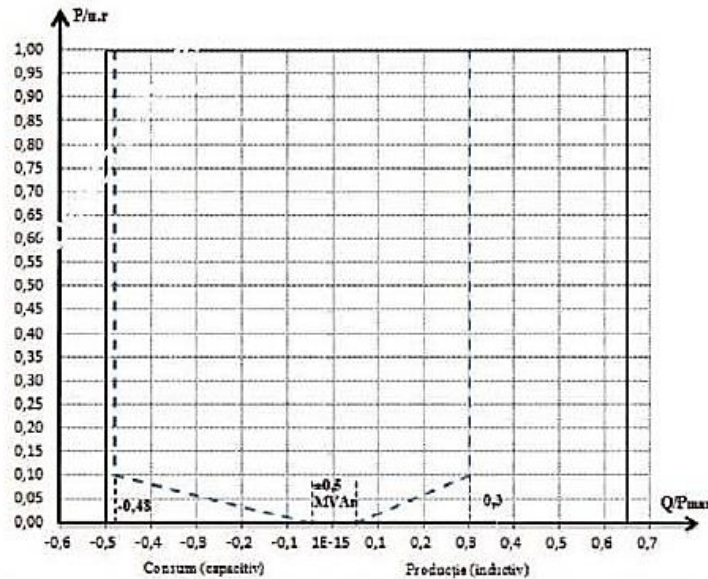


Fig. 8C. Diagrama P-Q/P(max) a unei centrale cu module generatoare

Figura 8C reprezintă limitele tipice ale diagramei P-Q/P(max) ca dependență între puterea activă în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată prin raportul dintre valoarea reală și capacitatea maximă în unități relative, și raportul dintre puterea reactivă (Q) și capacitatea maximă [P(max)]. Poziția, dimensiunea și forma înfășurătoarei interne sunt orientative, OTS putând solicita, în funcție de condițiile de sistem din punctul de racordare/delimitare, după caz, și alte forme ale diagramei UQ/P(max) în intervalul maxim de Q/P(max) de 0,75.

(g) în ceea ce privește modurile de comandă a puterii reactive:

- i. centrala formată din module generatoare trebuie să aibă capacitatea de a furniza automat putere reactivă în modul de reglaj al tensiunii, în modul de reglaj al puterii reactive sau în modul de reglaj al factorului de putere;
- ii. în ceea ce privește modul de reglaj de tensiune, centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să contribuie la reglajul tensiunii în punctul de racordare/delimitare, după caz, prin asigurarea schimbului necesar de putere reactivă cu rețeaua electrică, la o valoare de referință a tensiunii situată cel puțin în domeniul $(0,95 \div 1,05)$ u.r. cu o referință prescrisă în pași care nu depășesc 0,01 u.r., cu o rampă minimă de $(2 \div 7)\%$ în pași de maximum 0,5%. Banda moartă în reglaj de tensiune este dată în tabelul 8C1.

Tab. 5C1 Parametrii modului de reglaj al tensiunii

Domeniul de variație a tensiunii	$(90 \div 110)\%$, pentru $U(n)=110$ kV respectiv $U(n) = 220$ kV $(95 \div 105)\%$, pentru $U(n) = 400$ kV
Trepte de variație a tensiunii	$\leq 1\%U(n)$, respectiv $\leq 0,01$ u.r.
Rampa maximă	$\leq 2\%U(n)/\text{min}$
Treapta maximă de modificare a tensiunii	$\leq 1\%U(n)$, respectiv $\leq 0,01$ u.r.

Timp de creștere la 90% t(1)	1- 5 s
Timp de stabilizare - t2	60 s
Banda moartă de reglaj a tensiunii - z	$\pm 0,5\%$ - pentru 110 kV reprezintă $\pm 0,55$ kV $\pm 0,25\%$ - pentru 220 kV reprezintă $\pm 0,55$ kV $\pm 0,15\%$ - pentru 400 kV reprezintă $\pm 0,6$ kV
Stabilitate în regim staționar	= 5% din puterea reactivă maximă dar nu mai mult de 5 MVar

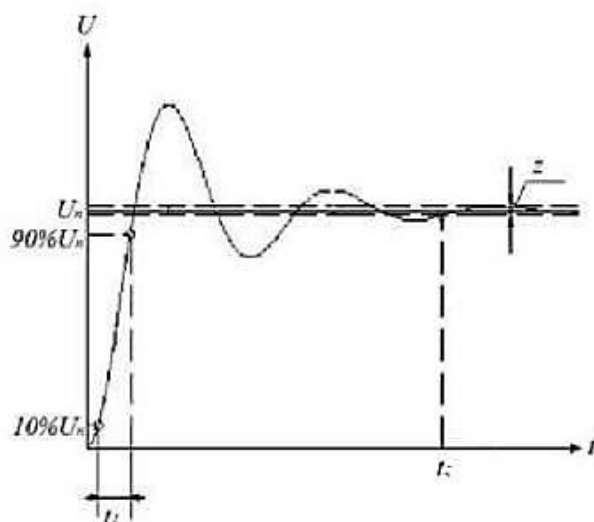


Fig. 8C1 Parametrii modului de reglaj al tensiunii

- iii. referința poate fi realizată cu sau fără o bandă moartă selectabilă într-un domeniu de la 0 la $\pm 5\%$ $U(\text{ref})$, unde $U(\text{ref}) = U(n)$, în pași de cel mult $0,5\%$ $U(\text{ref})$;
- iv. după o modificare de tip treaptă a tensiunii, o centrală formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să atingă 90% din valoarea treptei în momentul $t(1)$, stabilit de ORR, de maxim 30 secunde, și trebuie să se stabilizeze la valoarea solicitată într-un timp $t(2)$, stabilit de ORR de regula 60 secunde;
- v. în ceea ce privește modul de reglaj al puterii reactive, centrala formată din module generatoare trebuie să permită stabilirea valorii de referință a puterii reactive oriunde în domeniul de putere reactivă, prevăzut la lit. (d) și (e), cu pași de reglaj de 5% din puterea reactivă totală dar nu mai mari de 5 MW, reglând puterea reactivă în punctul de racordare/delimitare, după caz, cu o precizie de plus sau minus 1 MVar sau, dacă această valoare este mai mică, de plus sau minus 1% din puterea reactivă totală;
- vi. în ceea ce privește modul de reglaj al factorului de putere, centrala formată din module generatoare trebuie să permită reglajul factorului de putere în punctul de racordare/delimitare, după caz, în domeniul/conturul diagramei P-Q/P(max) prevăzut pentru putere reactivă, stabilit de ORR în conformitate cu lit. (d) și (e), cu un factor de putere setat în pași care nu depășesc 0,01. ORR stabilește valoarea factorului de putere solicitat, toleranța și durata de realizare a factorului de putere solicitat în urma unei schimbări bruște a puterii active. Toleranța factorului de putere solicitat se exprimă prin toleranța puterii reactive corespunzătoare, dar nu va depăși 1% din valoarea puterii maxime reactive a modulelor generatoare care intră în componența centralei;

- vii. ORR în cooperare cu OTS și cu gestionarul centralei formate din module generatoare, precizează care dintre cele trei opțiuni privind modul de reglaj al puterii reactive (reglaj de tensiune, de putere reactivă sau de factor de putere) cu valorile de referință asociate trebuie aplicate, și ce alte echipamente sunt necesare pentru ca reglajul valorii de referință să poată fi realizat de la distanță;
- (h) în ceea ce privește ierarhizarea contribuției puterii active sau reactive, OTS precizează care dintre acestea are prioritate în timpul defectelor pentru care se solicită capacitatea de trecere peste defect. Dacă se acordă prioritate contribuției puterii active, furnizarea acesteia se stabilește cel târziu la 150 ms de la începerea defectului;
- (i) în ceea ce privește amortizarea oscilațiilor de putere, dacă acest lucru este specificat de către ORR la emiterea ATR-ului, centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să contribuie la amortizarea oscilațiilor de putere între centrala formată din module generatoare și punctul de racordare/delimitare, după caz. Caracteristicile sistemelor de reglaj al tensiunii și puterii reactive ale centralelor formate din module generatoare nu trebuie să afecteze în mod negativ atenuarea oscilațiilor de putere.

Art. 117 Gestionarul centralei formate din module generatoare, de categorie C are obligația de a asigura compatibilitatea echipamentelor de schimb de date la nivelul interfeței cu sistemul SCADA al ORR, la caracteristicile solicitate de acesta.

Art. 118 În situația racordării mai multor centrale formate din module generatoare în același nod electric (bară colectoare), acestea trebuie să asigure, în comun, reglajul tensiunii în punctul de racordare/delimitare, după caz.

Art. 119 În regim normal de funcționare al rețelei, centrala formată din module generatoare nu trebuie să producă în punctul de racordare/delimitare, după caz, variații rapide de tensiune mai mari de $\pm 5\%$ din tensiunea nominală a rețelei la care este racordată.

Art. 120 Indiferent de instalațiile auxiliare aflate în funcțiune și oricare ar fi puterea produsă, centrala formată din module generatoare trebuie să asigure în punctul de racordare/punctul de delimitare, după caz 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).

Art. 121 Centrala formată din module generatoare de categorie C este monitorizată din punct de vedere al calității energiei electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata testelor de verificare a conformității cu cerințele tehnice de racordare. ORR poate solicita, după caz, monitorizarea permanentă a calității energiei electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz și integrarea echipamentului de monitorizare permanentă în sistemul propriu de monitorizare a calității energiei electrice.

Art. 122 Soluția de racordare a centralei formate din module generatoare, de categorie C nu trebuie să permită funcționarea acesteia în regim insularizat și trebuie să prevadă dotarea cu protecții care să declanșeze centrala formată din module generatoare la apariția unui asemenea regim.

CERINȚE GENERALE PENTRU CENTRALELE FORMATE DIN MODULE GENERATOARE, DE CATEGORIE B.

Art. 123. Centralele formate din module generatoare, de categorie D îndeplinesc următoarele cerințe referitoare la stabilitatea de frecvență:

- (a) centrala formată din module generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să funcționeze în **domeniile de frecvență** și perioadele de timp prevăzute în tabelul 1D;
- (b) i. centrala formată din module generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să

funcționeze la viteze de variație a frecvenței de 2 Hz/sec pentru un interval de timp de 500 ms, de 1,5 Hz/s pentru un interval de timp de 1000 ms și de 1,25 Hz/s pentru un interval de timp de 2000 ms, în funcție de tipul de tehnologie și de puterea de scurtcircuit a sistemului în punctul de racordare/delimitare, după caz (valoare precizată de ORR prin ATR) și de inerția disponibilă la nivelul zonei sincrone.

ii. valorile prevăzute la pct. i) se comunică gestionarului centralei formate din module generatoare.

iii. reglajele protecțiilor din punctul de racordare/delimitare, după caz, coordonate de ORR trebuie să permită funcționarea centralei formate din module generatoare pentru aceste profile de variație a frecvenței.

Tabelul 1D. *Durata minimă în care o centrală formată din module generatoare, de categorie D trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea și să funcționeze la frecvențe care se abat de la valoarea nominală*

Domeniul de frecvențe	Perioada de funcționare
47,5 Hz – 48,5 Hz	Minimum 30 de minute
48,5 Hz – 49 Hz	Minimum 30 de minute
49,0 Hz – 51,0 Hz	Nelimitată
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 de minute

Art. 124. Centralele formate din module generatoare, de categorie D 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**) astfel:

(a) la creșterile de frecvență, centrala formată din module generatoare trebuie să scadă puterea activă produsă, corespunzător variației de frecvență, în conformitate cu figura 1D și cu următorii parametri:

- pragul de frecvență de la care centrala formată din module generatoare asigură răspunsul la creșterea de frecvență este 50,2 Hz;
- valoarea statismului setat se situează între 2% și 12% și este dispusă de ORR prin dispoziții de dispecer, la punerea în funcțiune a centralei formate din module generatoare. De regulă, valoarea statismului este de 5%;
- centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să scadă puterea activă corespunzătoare variației de frecvență cu o întârziere inițială mai mică de 500 ms (notată t_1 în figura 5D). În cazul în care această întârziere este mai mare de 500 ms, gestionarul centralei formate din module generatoare justifică această întârziere, furnizând dovezi tehnice către OTS. Timpul de răspuns pentru scăderea de putere în cazul creșterii de frecvență trebuie să fie mai mic sau egal cu 2 secunde pentru o variație de putere de 50% din puterea activă maximă.

(b) la atingerea puterii corespunzătoare nivelului minim de reglaj, centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă:

- să stabilizeze puterea activată, într-un timp de maximum 20 secunde și să funcționeze în continuare la acest nivel (în limitele puterii admisibile date de sursa primară) sau
- să reducă în continuare puterea activă produsă, conform dispoziției de dispecer și în conformitate cu caracteristicile funcționale ale modulelor generatoare de același tip care intră în alcătuirea centralei;
- să mențină nivelul de putere atins, cu o abaterea permisă de $\pm 5\%$ P_{max} , cât timp abaterea de frecvență se menține.

(c) centrala formată din module generatoare trebuie să rămână în funcționare stabilă pe durata funcționării în modul RFA-CR, la creșteri ale frecvenței peste 50,2 Hz. Când RFA-CR este activ, consemnul RFA-CR prevalează asupra oricărei referințe a puterii active.

Art. 128. (1). Sistemul de reglaj al puterii active al centralei formate din module generatoare, de categorie D trebuie să permită modificarea referinței de putere activă în conformitate cu dispozițiile date gestionarului centralei formate din module generatoare de către ORR sau OTS.

(2). Timpul de atingere a referinței de putere activă sau viteza de variație a puterii active la modificarea referinței se încadrează în domeniul $(10 \div 30)\%$ $P_{\max}/\min$ în funcție de tehnologie, timpul mort este de 1 secundă și toleranța de realizare a referinței de 1% $P_{\max}$

Art. 136. Centralele formate din module generatoare de categorie D trebuie să îndeplinească următoarele cerințe de stabilitate în funcționare, referitoare la:

(a) capabilitatea de trecere peste defect în cazul defectelor simetrice:

i. centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea, continuând să funcționeze în mod stabil după un defect în rețea eliminat corect, în conformitate cu dependenta tensiune-timp descrisă în figura 6D raportată la punctul de racordare/delimitare, după caz, și descrisă de parametrii din tabelul 4D;

ii. diagrama de evoluție a tensiunii în timp reprezintă limita inferioară permisă a evoluției tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, la apariția unui defect simetric, ca funcție de timp înainte de defect, în timpul defectului și după defect;

Limita inferioară este stabilită de OTS, utilizând parametrii definiți în figura 6D și în limitele specificate în tabelul 4D pentru centralele formate din modulele generatoare racordate la o tensiune egală sau mai mare de 110 kV; De asemenea, limita inferioară este stabilită de către OR relevant, utilizând parametrii definiți în figura 6D și în limitele specificate în tabelul 4D;

iii. OTS stabilește și face publice condițiile înainte și după defect pentru capabilitatea de trecere peste defect, în ceea ce privește:

- calculul puterii minime de scurtcircuit înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz;

punctul de funcționare al centralei formate din module generatoare ca putere activă și reactivă înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, și tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz; și

-calculul puterii minime de scurtcircuit după defect în punctul de racordare/delimitare, după caz.

iv. la solicitarea unui gestionar de centrală formată din module generatoare, ORR furnizează condițiile înainte și după defect (ca valori relevante rezultate din cazuri tipice) care se iau în considerare pentru capabilitatea de trecere peste defect, ca rezultat al calculului din punctul de racordare/delimitare, după caz, conform dispozițiilor lit. (a) pct. iii), privind:

- puterea minimă de scurtcircuit înainte de defect în fiecare punct de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA;

- punctul de funcționare al centralei formate din module generatoare înainte de defect, exprimat prin puterea activă, puterea reactivă și tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz; și

- puterea minimă de scurtcircuit după defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA.

Art. 137. (1). Centralele formate din module generatoare de categorie D trebuie să îndeplinească următoarele cerințe în ceea ce privește **restaurarea sistemului**:

(a) trebuie să fie capabile să se reconecteze la rețea după o deconectare accidentală cauzată de un eveniment în rețea, în condițiile definite de OTS; De regulă, timpul de reconectare la rețea după o deconectare accidentală este de maximum 10 minute;

(b) instalarea sistemelor de reconectare automată trebuie să fie supusă unei avizări prealabile atât la ORR, cât și la OTS, în vederea specificării cerințelor de reconectare automată. Aceste cerințe se definesc în ATR și se detaliază în proiectul tehnic.

(2). Cerințele pentru reconectarea automată prevăzute la alin. (1) lit. (a) și (b) sunt aduse la cunoștința gestionarului centralei formate din module generatoare la emiterea ATR.

Art. 140. Centralele formate din module generatoare, de categorie D trebuie să îndeplinească următoarele cerințe referitoare la **stabilitatea de tensiune**:

(a) să fie capabile să furnizeze componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, în cazul defectelor simetrice (trifazate), în următoarele condiții:

i. centrala formată din module generatoare trebuie să poată activa furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect prin:

1. asigurarea furnizării componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, corespunzătoare variației de tensiune cu un factor de proporționalitate (k) de 2 până la 10 conform formulei $\Delta I = k \cdot \Delta U$; sau

2. măsurarea variațiilor de tensiune la bornele modulelor generatoare care intră în componența centralei și furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect la bornele acestora (componenta de curent reactiv);

ii. ORR, în colaborare cu OTS, prevede:

1. modul și momentul în care se determină o abatere de tensiune, precum și durata abaterii. Abaterea de tensiune se determină când tensiunea măsurată fie în punctul de racordare/delimitare, după caz, fie la bornele modulului generator este mai mică de $0,85 U(\text{ref})$. Durata abaterii se consideră până în momentul în care tensiunea revine la o valoare mai mare de $0,85 U(\text{ref})$;

2. 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 alin. (a), pct. i) 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;

3. 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, modulul generator trebuie să injecteze imediat după defect (la sesizarea scăderii tensiunii, conform punctului anterior) de regulă 50 ms, un curent reactiv dependent de amplitudinea golului de tensiune (a tensiunii remanente) 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 6D și să se anuleze imediat după eliminarea defectului (conform IGD Fault current contribution from PPMS HVDC).

(b) în ceea ce privește furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în cazul defectelor asimetrice monofazate sau bifazate, ORR, în colaborare cu OTS, are dreptul de a stabili cerințe pentru componenta asimetrică a curentului de defect. De regulă, cerințele privind componenta asimetrică a curentului de defect sunt similare cerințelor privind componenta simetrică a curentului de defect prevăzută la lit. a). Aceste cerințe se aduc la cunoștința gestionarului.

(c) să fie capabile să furnizeze putere reactivă suplimentară, stabilită de ORR, care trebuie furnizată în punctul de racordare/delimitare, după caz, al centralei formate din module generatoare dacă acesta nu se află la bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune. Puterea reactivă suplimentară trebuie să compenseze puterea reactivă a liniei sau cablului de înaltă tensiune între bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune al centralei formate din module generatoare și punctul de racordare/delimitare, după caz. Puterea reactivă suplimentară trebuie să fie asigurată printr-un echipament dedicat pus la dispoziție de către gestionarul centralei formate din module generatoare. Această putere reactivă suplimentară este stabilită printr-un studiu de compensare a puterii reactive în punctul de racordare/delimitare, după caz, schimb de putere reactivă nulă la puterea activă zero, cu o

toleranță: de maxim 0,5 MVar dacă tensiunea în punct de racordare/delimitare, după caz, este ≥ 110 kV sau dacă punctul de racordare/delimitare, după caz, este situat la barele stațiilor electrice, respectiv maximum 0,1 MVar pentru centralele formate din module generatoare racordate în linii sau la capătul unei linii lungi de MT;

(d) să fie capabile să producă putere reactivă la capacitate maximă, cu respectarea următoarelor cerințe:

i. gestionarul centralei formate din module generatoare trebuie să prezinte un contur al diagramei U-Q/P(max), care poate lua orice formă în limitele căruia centrala formată din module generatoare este capabilă să furnizeze/absoarbă putere reactivă la variații de tensiune și la funcționare la capacitate maximă; conturul trebuie analizat și aprobat de OTS în consultare cu ORR;

ii. diagrama U-Q/P(max) este stabilită de ORR în colaborare cu OTS, în conformitate cu următoarele principii:

1. conturul U-Q/P(max) nu depășește conturul diagramei U-Q/P(max), reprezentat de conturul interior din figura 7D;

2. dimensiunile conturului diagramei U-Q/P(max)(intervalul Q/P(max) și domeniul de tensiune) se încadrează în valorile maxime stabilite în tabelul 5D;

3. poziționarea diagramei U-Q/P(max) se încadrează în conturul exterior fix din figura 7D; și

4. diagrama U-Q/P(max) stabilită pentru centralele formate din module generatoare poate avea orice formă, luând în considerare posibilele costuri de realizare a capacității de furnizare a puterii reactive la creșteri de tensiune și consumul de putere reactivă la scăderi de tensiune.

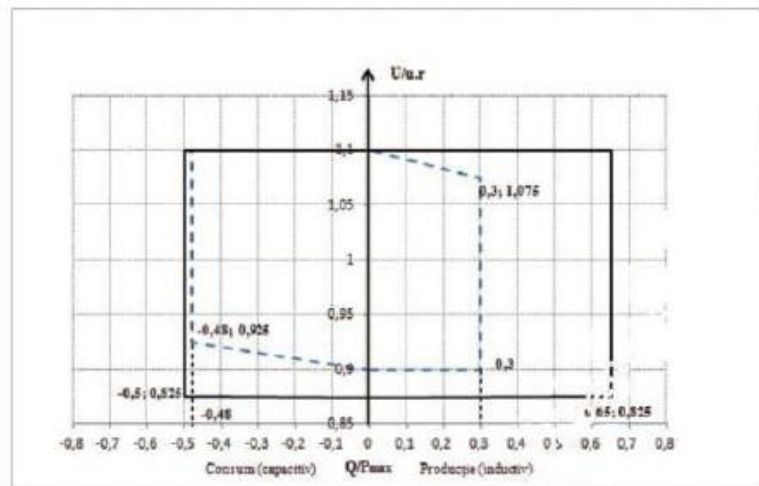


Fig. 7D. Diagrama U-Q/P(max) a unei centrale cu module generatoare. Figura 7D reprezintă limitele tipice ale diagramei U-Q/P(max) ca dependență între tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată ca raportul dintre valoarea reală și valoarea de referință în unități relative, și raportul dintre puterea reactivă (Q) și capacitatea maximă (P(max)). Poziția, dimensiunea și forma înfășurătoare sunt orientative, OTS putând solicita, în funcție de condițiile de sistem din punctul de racordare/delimitare, după caz, și alte forme ale diagramei U-Q/P(max) în intervalul maxim de Q/P(max) de 0,75.

Tabelul 5D. Parametrii pentru înfășurătoarea interioară din figura 7D

Intervalul maxim de Q/P(max)	Domeniul maxim al nivelului de tensiune în regim permanent, exprimat în unități relative u.r.
0,75	0,200

iii. cerința privind capabilitatea de furnizare a puterii reactive se aplică referitor la punctul de racordare, delimitare, după caz. Pentru alte forme ale conturului decât cele dreptunghiulare, domeniul de tensiune reprezintă valorile limită cele mai mari și cele mai mici. Prin urmare, nu

se preconizează ca întregul interval de putere reactivă să fie disponibil în domeniul de tensiuni în regim permanent.

(e) în ceea ce privește capacitatea de producere de putere reactivă sub puterea maximă [sub $P(\max)$]:

i. ORR în colaborare cu OTS stabilește cerințele privind capacitatea de furnizare a puterii reactive, precum și un contur $P-Q/P(\max)$ de orice formă în limitele căruia centrala formată din module generatoare furnizează puterea reactivă sub puterea sa maximă dată de diagrama $P-Q$;

ii. limitele diagramei de capacitate $P-Q/P(\max)$ sunt stabilite de ORR în colaborare cu OTS, în conformitate cu următoarele principii:

1. conturul $P-Q/P(\max)$ nu trebuie să depășească conturul diagramei $P-Q/P(\max)$, reprezentat de conturul interior din figura 8D;

2. domeniul $Q/P(\max)$ de pe conturul diagramei $P-Q/P(\max)$ este stabilit în tabelul 5D;

3. domeniul de putere activă de pe conturul diagramei $P-Q/P(\max)$ la putere reactivă zero este de 1 u.r. $P(\max)$;

4. conturul diagramei $P-Q/P(\max)$ poate avea orice formă și include condiții pentru capacitatea de producere de putere reactivă la putere activă zero; și

5. poziția conturului diagramei $P-Q/P(\max)$ trebuie să se încadreze în conturul exterior fix din figura 8D;

iii. atunci când funcționează la o putere activă sub puterea maximă [$P < P(\max)$], centrala formată din module generatoare trebuie să aibă capacitatea de a furniza putere reactivă pentru orice punct de funcționare din interiorul diagramei sale $P-Q/P(\max)$, dacă toate unitățile respectivei centrale cu module generatoare care produc energie sunt disponibile din punct de vedere tehnic, și nu sunt retrase din funcționare pentru mentenanță sau din cauza unei avarii, deoarece, în caz contrar, este posibilă diminuarea capacității de producere de putere reactivă, în funcție de disponibilitățile tehnice.

- centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să-și modifice punctul de funcționare în orice punct al diagramei sale $P-Q/P(\max)$ în timpul necesar atingerii valorii de referință solicitate de ORR.

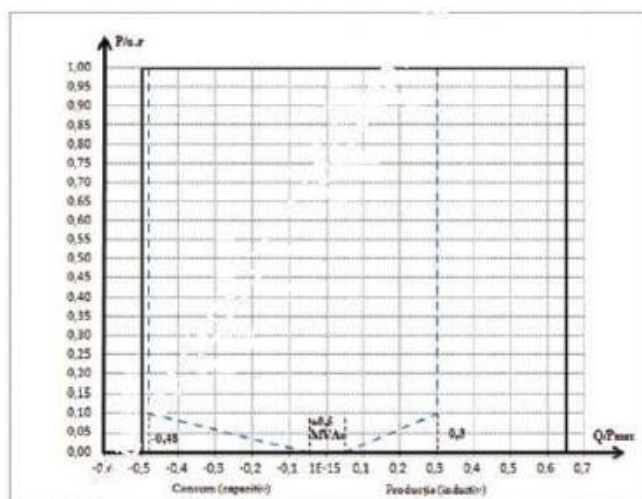


Fig. 8D. Diagrama $P-Q/P(\max)$ a unei centrale formate din module generatoare

Figura 8D reprezintă limitele tipice ale diagramei $P-Q/P(\max)$ ca dependență între puterea activă în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată prin raportul dintre valoarea reală și puterea activă maximă considerată în unități relative, și raportul dintre puterea reactivă (Q) și puterea maximă [$P(\max)$]. Poziția, dimensiunea și forma înfășurătoarei interne sunt orientative, OTS putând solicita, în funcție de condițiile de sistem din punctul de racordare/delimitare, după caz, și alte forme ale diagramei $U-Q/P(\max)$ în intervalul maxim de $Q/P(\max)$ de 0,75.

(f) în ceea ce privește modurile de comandă a puterii reactive:

i. centrala formată din module generatoare trebuie să aibă capacitatea de a furniza automat putere reactivă în modul de reglaj al tensiunii, în modul de reglaj al puterii reactive sau în modul de reglaj al factorului de putere;

ii. în ceea ce privește modul de reglaj de tensiune, centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să contribuie la reglajul tensiunii în punctul de racordare/delimitare, după caz, prin asigurarea schimbului necesar de putere reactivă cu rețeaua electrică, la o valoare de referință a tensiunii situată cel puțin în domeniul $(0,95 \div 1,05)$ u.r. cu o referință prescrisă în pași care nu depășesc 0,01 u.r., cu o rampă minimă de $(2 \div 7)\%$ în pași de maximum 0,5%. Puterea reactivă produsă este zero atunci când valoarea tensiunii de rețea în punctul de racordare/delimitare, după caz, este egală cu valoarea de referință a tensiunii.

iii. referința poate fi realizată cu sau fără o bandă moartă selectabilă într-un domeniu de la 0 la $\pm 5\%$ $U(\text{ref})$, unde $U(\text{ref}) = U(n)$, în pași de cel mult 0,5% $U(\text{ref})$;

iv. după o modificare de tip treaptă a tensiunii, o centrală formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să atingă 90% din valoarea treptei în momentul $t(1)$, stabilit de ORR în intervalul $(1 \div 5)$ secunde, de regulă 1 secundă și trebuie să se stabilească la valoarea solicitată într-un timp $t(2)$, stabilit de ORR în intervalul $(5 \div 60)$ secunde, de regulă 10 secunde. Modificarea tensiunii realizată de către centrala formată din module generatoare va urma o pantă de variație dată de timpii $t(1)$ și $t(2)$, iar valoarea solicitată va fi realizată cu o toleranță a puterii reactive în regim permanent de cel mult 5% din valoarea maximă a puterii reactive. ORR stabilește specificațiile pentru intervalele de timp $t(1)$ și $t(2)$;

v. în ceea ce privește modul de reglaj al puterii reactive, centrala formată din module generatoare trebuie să permită stabilirea valorii de referință a puterii reactive oriunde în domeniul de putere reactivă, prevăzut la lit. (c) și (d), cu pași de reglaj de cel mult 5 MVar sau, dacă această valoare este mai mică, de 5% din puterea reactivă totală, reglând puterea reactivă în punctul de racordare/delimitare, după caz, cu o precizie de plus sau minus 5 MVar sau, dacă această valoare este mai mică, de plus sau minus 5% din puterea reactivă totală;

vi. în ceea ce privește modul de reglaj al factorului de putere, centrala formată din module generatoare trebuie să permită reglajul factorului de putere în punctul de racordare/delimitare, după caz, în domeniul/conturul diagramei P-Q/P(max) prevăzut pentru putere reactivă, stabilit de ORR în conformitate cu prevederile de la lit. (c) și (d), cu un factor de putere setat în pași care nu depășesc 0,01. ORR stabilește valoarea factorului de putere solicitat, toleranța și durata de realizare a factorului de putere solicitat în urma unei schimbări bruște a puterii active. Toleranța factorului de putere solicitat se exprimă prin toleranța puterii reactive corespunzătoare, dar care nu va depăși 1% din valoarea puterii maxime reactive a modulelor generatoare care intră în componența centralei;

vii. ORR în cooperare cu OTS și cu gestionarul centralei formate din module generatoare, precizează care dintre cele trei opțiuni privind modul de reglaj al puterii reactive (reglaj de tensiune, de putere reactivă sau de factor de putere) cu valorile de referință asociate trebuie aplicate, și ce alte echipamente sunt necesare pentru ca reglajul valorii de referință să poată fi realizat de la distanță;

(g) în ceea ce privește ierarhizarea contribuției puterii active sau reactive, OTS precizează care dintre acestea are prioritate în timpul defectelor pentru care se solicită capacitatea de trecere peste defect. Dacă se acordă prioritate contribuției puterii active, furnizarea acesteia se stabilește cel târziu la 150 ms de la începerea defectului;

(h) în ceea ce privește amortizarea oscilațiilor de putere, dacă acest lucru este specificat de către OTS la emiterea ATR-ului, centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să contribuie la amortizarea oscilațiilor de putere între centrala formată din module generatoare și punctul de racordare/delimitare, după caz. Caracteristicile sistemelor de reglaj al tensiunii și al puterii reactive ale centralelor formate din module generatoare nu trebuie să afecteze în mod negativ atenuarea oscilațiilor de putere.

(i) în ceea ce privește domeniile de tensiune:

i. fără a aduce atingere dispozițiilor prevăzute la art. 136, lit. (a) referitoare la capacitatea de trecere peste defect, o centrală formată din module generatoare trebuie să poată rămâne conectată la rețea și să funcționeze în domeniul de tensiune al rețelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, față de tensiunea de referință de 1 u.r. și pe duratele indicate în tabelele 6D și 7D;

ii. OTS poate stabili perioade mai scurte de timp în care centralele formate din module generatoare trebuie să fie capabile să rămână conectate la rețea în cazul prezenței simultane a unei tensiuni maxime cu o frecvență scăzută sau a unei tensiuni minime cu o frecvență de valoare mare;

iv. pentru nivelul de tensiune de rețea de 400 kV (denumit și nivelul de 380 kV), valoarea de referință 1 u.r. este de 400 kV, iar pentru alte niveluri de tensiune de rețea, referința 1 u.r. este convenită cu OTS.

Tabelul 6D. Durata minimă de funcționare a unei centrale formate din module generatoare racordate la tensiunea de 110 kV, respectiv 220 kV

<i>Domeniu de tensiune</i>	<i>Perioadă de funcționare</i>
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 6D prezintă duratele minime de timp în care o centrală formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să funcționeze fără a se deconecta la tensiuni de rețea care se abat de la valoarea nominală, exprimată în unități relative, în punctul de racordare/delimitare, după caz, în cazul în care tensiunea considerată pentru valoarea de referință este 110 kV și 220 kV. 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 durate mai mari de funcționare de 20 minute la valori ale tensiunii în intervalul 1,118 u.r. - 1,15 u.r., durata maximă nu poate depăși 60 minute. Valorile se stabilesc în baza unor convenții de exploatare încheiate între utilizatori și ORR.

Tabelul 7D. Durata minimă de funcționare a unei centrale formate din module generatoare racordate la tensiunea de 400 kV

<i>Domeniu de tensiune</i>	<i>Perioadă de funcționare</i>
0,85 u.r. - 0,90 u.r.	60 de minute
0,90 u.r. - 1,05 u.r.	Nelimitată
1,05 u.r. - 1,10 u.r.	20 de minute

* Tabelul 7D prezintă duratele minime de timp în care o centrală formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să funcționeze fără a se deconecta la tensiuni de rețea care se abat de la valoarea nominală, exprimată în unități relative, în punctul de racordare/delimitare, după caz, în cazul în care tensiunea considerată pentru valoarea de referință este 400 kV. Pentru zone de rețea în care se convin durate mai mari de funcționare de 20 minute la valori ale tensiunii în intervalul 1,05 u.r. - 1,1 u.r., durata maximă nu poate depăși 60 minute. Valorile vor fi convenite în baza convențiilor de exploatare încheiate între utilizatori și ORR.

(j) ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare, în coordonare cu OTS, pot conveni domenii de tensiune mai extinse sau durate minime de funcționare mai mari. Dacă domeniile de tensiune extinse sau duratele minime de funcționare mai mari sunt fezabile din punct de vedere economic și tehnic, gestionarul centralei formate din module generatoare nu poate refuza nejustificat acordul pentru aceste propuneri.

(k) fără a aduce atingere prevederilor lit. (i), ORR, în coordonare cu OTS, are dreptul de a preciza valorile tensiunii din punctul de racordare/delimitare, după caz, la care o centrală

formată din module generatoare este capabilă de deconectare automată. Cerințele și parametrii pentru deconectarea automată se convin între ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare.

(l) OTS prevede în ATR necesitatea implementării funcției de stabilizare a puterii cu rol de atenuare a oscilațiilor de putere activă, stabilită în funcție de condițiile de sistem, de puterea instalată a centralei formate din module generatoare și de poziția acesteia în rețeaua electrică. Setările sistemelor de stabilizare a puterii se stabilesc de către OTS și se implementează conform dispoziției OTS.

Art. 153. (1). Integrarea în sistemele EMS-SCADA/ DMS-SCADA, după caz, și în sistemul de monitorizare a energiei electrice se realizează prin grija gestionarului centralei formate din module generatoare.

(2). Instalațiile de comandă și achiziție de date ca sisteme de interfață între centrala formată din module generatoare și rețeaua electrică de transport/distribuție se stabilesc prin ATR.

Art. 154. Gestionarul centralei formate din module generatoare de categorie C are obligația de a asigura compatibilitatea echipamentelor de schimb de date la nivelul interfeței cu sistemul DMS-SCADA și EMS-SCADA după caz, la caracteristicile solicitate de acesta.

Art. 155. Gestionarul centralei formate din module generatoare de categorie D 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.

14.Principalii indicatori tehnico-economici ai investitiei

14.1 Valoare Tr si FB

Solutia 1

Surse de finantare: tarif racordare - Tr

	LEI (fara T.V.A.)	Euro (fara T.V.A.)
Total investitie	1.168.987,05	236.159,00
Din care C+M	144.040,05	29.099,00

Surse de finantare: fonduri beneficiar

	LEI (fara T.V.A.)	Euro (fara T.V.A.)
Total investitie	3.017.025,00	609.500,00
Din care C+M	1.475.100,00	298.000,00

Solutia 2

Surse de finantare: tarif racordare - Tr

	LEI (fara T.V.A.)	Euro (fara T.V.A.)
Total investitie	1.094.214,00	221.053,33
Din care C+M	271.458,00	54.840,00

Surse de finantare: fonduri beneficiar

	LEI (fara T.V.A.)	Euro (fara T.V.A.)
Total investitie	1.777.050,00	359.000,00
Din care C+M	366.300,00	74.000,00

14.2 Durata de realizare a investitiei– 6 luni

14.3 Data estimata de punere in functiune – Decembrie - 2024

14.4 Tariful de racordare

Tariful de racordare este un tarif reglementat care reprezinta cheltuiala efectuata de un operator de retea pentru realizarea lucrarilor de racordare a unui loc de consum si/sau de productie al unui utilizator la reseaua electrica. Conform prevederilor art.9 din ordinul ANRE nr. 11/2014, tariful de racordare pentru un loc de productie sau pentru un loc de consum si productie cuprinde 3 componente T_i , T_r si T_u , respectiv:

$$T=T_i+T_r+T_u$$

Unde:

- **Ti** reprezinta cota de participare la finantarea lucrarilor de intarire a retelei electrice, necesare pentru evacuarea puterii aprobate utilizatorilor;
- **Tr** reprezinta componenta corespunzatoare realizarii instalatiei de racordare;
- **Tu** reprezinta componenta aferenta verificarii:
 - a) Dosarul instalatiei de utilizare si punerii sub tensiune a acestei instalatii
 - b) Certificarii conformitatii tehnice a centralei electrice cu cerintele normelor tehnice in vigoare.

A. Calcularea componentei Ti

Valoarea componentei **Ti** a tarifului de racordare se determina conform art. 10 din Metodologia pentru stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public, cu modificarile si completarile aprobate cu ordinul ANRE nr. 87/2014, care prevede:

Art. 10. – (1) Componenta Ti a tarifului de racordare este egala cu valoarea minima dintre:

- a) Valoarea (Ti)_{SS} a lucrarilor de intarire necesare pentru crearea conditiilor tehnice in vederea evacuarii puterii in retea aprobate pentru locul de productie/ locul de consum si productie in cauza, stabilita pe baza de deviz general
- b) Valoarea (Ti) calcul stabilita cu urmatoarea relatie: $(Ti)_{\text{calcul}} = S_{\text{evacuare}} \times i$
 S_{evacuare} – puterea aprobata pentru evacuare in retea la locul de productie sau la locul de consum si de productie respectiv [MVA]
 i – tarif specific [lei/MVA], conform Anexa 1 la Ordinul ANRE 11/2014.

Componenta Ti se calculeaza ca fiind minimul dintre valoarea rezultata pe baza de indici specifici, stabiliti prin art. 41 din ordinul ANRE 11/2014 si valoarea lucrarilor de intarire rezultata pe baza de devize.

Solutia 1 de racordare

Nu e cazul

Ti reprezinta cota de participare la finantarea lucrărilor de întărire a rețelei electrice, necesare pentru evacuarea puterii aprobate utilizatorilor;

Concluzie: in variantele prezentate in studiul de solutie nu sunt necesare lucrari de intarire generale la N elemente si nici la N-1 elemente in functiune.

B. Calcularea componentei Tr

Componenta **Tr** a Tarifului de racordare reprezintă valoarea lucrărilor corespunzătoare realizării instalatiei de racordare, respectiv a instalatiilor dintre punctul de racordare la retea și punctul de delimitare între instalatiile Operatorului de retea și instalatiile Utilizatorului (producator si consumator).

Așa cum este prezentat în Regulamentul de racordare la rețeaua de interes public, aprobat cu Ordinul ANRE 59/2013 actualizat, echipamentele electrice si instalatiile dintre punctul de racordare și punctul de delimitare a instalatiilor între Operatorul de retea și Utilizator vor trece în gestiunea Operatorului de retea constituind componenta Tr a tarifului de racordare iar restul echipamentelor si instalatiilor vor fi în gestiunea Utilizatorului.

Conform Art. 12 din Ordinul ANRE nr. 11/2014, în situatia racordării locului de productie sau a locului de consum și de productie la rețeaua electrică de medie sau înaltă tensiune, valoarea componentei Tr a tarifului de racordare se determină pe bază de deviz general.

În partea economica a studiului de solutie au fost determinate, pe baza de devize fundamentate pe preturi specifice la lucrarile de executie si oferte de pret la echipamente, devizele generale pentru variantele prezentate si analizate.

În varianta 1 de racordare - Racordare în statia 400/220/110/20 kV Sibiu Sud la barele de

20 kV prin intermediul unei celule noi echipate în stație, cu racord LES 20 kV , Tr a rezultat din devize: Tr = 1.168.987,05 lei fara TVA.

În varianta 2 de racordare - Racordare în LEA 20 kV PT 344 cu recloser telecomandat, Tr a rezultat din devize: Tr = 1.094.214,00 lei fara TVA.

C. Calcularea componentei Tu

Conform art. 51 din Ordinul ANRE nr. 11/2014, componenta Tu a tarifului de racordare este corespunzătoare următoarelor operații realizate de operatorul de rețea:

- a. verificarea dosarului instalației de utilizare și punerea sub tensiune a acestei instalații;
- b. verificarea și certificarea conformității tehnice a centralei electrice cu cerințele normelor tehnice în vigoare.

Conform Art. 53 (1), din Ordinul ANRE nr. 11/2014:

Art. 53- (1) Operatorii de rețea stabilesc tarife specifice corespunzătoare operațiilor prevăzute la art. 51, lit b), după cum urmează:

- a) operatorul de transport și de sistem stabilește tarife specifice $(Tu)_{cert}$ pentru centralele dispecerizabile;
- b) operatorii de distribuție concesionari stabilesc tarife specifice $(Tu)_{cert}$ pentru centralele nedispecerizabile cu puteri mai mari de 1MW.

(1) Tarifele specifice prevăzute la alin (1) reprezintă cheltuiala medie, în lei/centrală, efectuată de operatorul de rețea pentru realizarea verificării și certificării conformității tehnice a centralei electrice cu cerințele normelor tehnice în vigoare.

(2) În situația racordării unei centrale dispecerizabile la rețeaua de distribuție, operatorul de distribuție care încasează tariful de racordare achită operatorului de transport și de sistem tariful specific prevăzut la alin (1) lit a), în baza unei convenții tripartite anexate contractului de racordare.

Valoarea componentei **Tu** corespunzătoare certificării conformității tehnice a centralei electrice cu cerințele normelor tehnice în vigoare este prevăzută în Anexa 1 a Ordinului ANRE nr. 141/2014 și este:

- 2400lei fara TVA/centrală dispecerizabilă cu puterea aprobată între 5MW și 10MW (inclusiv);
- 3580 lei fara TVA/centrală dispecerizabilă cu puterea aprobată mai mare de 10MW;
- 2130lei fara TVA/centrală nedispecerizabilă cu putere >1MW;
- 140lei fara TVA pentru loc de consum, $S \leq 50kVA$, tensiune în punct de delimitare MT.
- 150lei fara TVA pentru loc de consum $50kVA < S \leq 100kVA$, tensiune în punct de delimitare MT.
- Tu verificare – 957 lei fara TVA

În urma calculului Tu pe baza de indici specifici a rezultat:

Varianta 1: $2130+957 = 3.087,00$ LEI fără TVA

D. Rezultatele centralizate

Rezultatele centralizate pe componentele tarifului de racordare sunt prezentate mai jos.

Valoarea T_i se va referi numai la întăririle specifice aferente CEF Sibiu-4,831 MW.

La N elemente în funcțiune cât și la N-1 elemente în funcțiune nu sunt necesare întăriri de rețea pentru varianta 1 de racordare - racordare în stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud la barele de 20 kV prin intermediul unei celule noi echipate în stație, cu racord LES 20 kV

În Varianta 2 de racordare - racordare în LEA 20 kV PT 344 cu recloser telecomandat conduce la suprasarcini în rețeaua de 20 kV a stației Sibiu Sud. Drept urmare CEF nu va putea debita în această variantă de racordare.

Calculul tarifului total de racordare T(lei, fara TVA)

Solutie	Ti	Tr	Tuvidu	Tucertif	T
LEI fara TVA					
1	0	1.168.987,05	957	3.087,00	1.173.031,05

Luand in considerare si valoarea lucrarilor finantate din fonduri beneficiar(producator), costurile investionale totale (tarif de racordare + producator/fonduri beneficiar) sunt cele prezentate in tabelul de mai jos:

Varianta (solutia)	Tarif de racordare T	Producător (fonduri beneficiar)	Total general (T+FB)
	[LEI fără TVA]		
1	1.173.031,05	3.017.025,00	4.190.056,05

15.CONCLUZII

1. Prezenta lucrare reprezintă studiul de soluție pentru racordarea la rețeaua electrică a unei centrale electrice fotovoltaice cu o putere totală de **4,831 MW** situată în extravilanul Localitatii Sibiu, județul Sibiu, denumită în continuare **CEF Sibiu**.
Acest studiu, elaborat conform prevederilor Codului Tehnic al Rețelelor Electrice de Transport/ Distribuție și a Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, va reprezenta documentația pe baza căreia operatorul de rețea va emite Avizul Tehnic de Racordare.
2. Ținând cont de amplasarea noii CEF, s-au propus analiza următoarei variante de racordare:
 - **Varianta I** - Racordare în stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud la barele de 20 kV prin intermediul unei celule noi echipate în stație, cu racord LES 20 kV.

Varianta II - Racordare în LEA 20 kV PT 344 cu recloser telecomandat.
3. Conform principiilor CNTEE Transelectrica SA de dimensionare în cazul racordării la RED/RET a unor noi producători, au fost considerate următoarele:
 - Noua CEF a fost considerată (inclusă în model) cu 100% din puterea instalată în regimurile cu “N” și „N-1” elemente în funcțiune; centralele electrice care evacuează puterea în același element de rețea (stație, linie) cu noua CEF, se vor considera încărcate la puterea nominală;
 - Restul centralelor rămân ca și în RMB.
4. Calculele de regimuri staționare s-au efectuat în scopul verificării condițiilor de evacuare a puterii produse de noua centrală fotovoltaică. Analiza regimurilor de dimensionare pentru palierele de consum minim respectiv maxim, cu N și N - 1 elemente în funcțiune a fost realizată pe zona de analiză ce cuprinde **rețeaua de 20 kV din zona Sibiu Sud**.
5. În capitolul 6 se prezintă principalele ipoteze, calcule și concluzii legate de analiza regimurilor staționare cu N și N - 1 elemente în funcțiune pentru racordarea noului producător.

Din analiza regimurilor staționare cu N elemente în funcțiune a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune pentru varianta 1 de racordare, iar în varianta 2 de racordare se depășește limita maximă a încărcării LEA 20 kV dintre locul de racordare a CEF 4,381 MW spre stația Sibiu Sud cu peste 54.29 %.

Din analiza regimurilor staționare cu N-1 elemente în funcțiune (în Sibiu Sud un transformator deconectat și CL 20 kV în funcție) a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune

Calculele efectuate cu **PIF+CR+ATR+SS avizate** au evidențiat următoarele:

- **fără** considerarea noii centrale, în regim cu N elemente în funcțiune, nu se obțin suprasarcini în RED 20 kV Sibiu Sud;

- în regim cu N – 1 elemente în funcțiune, **fără considerarea centralei**, nu se obțin suprasarcini în RED 20 kV Sibiu Sud;
- **În situația cu CEF 4,831 MW**, în cazul racordării prin intermediul unui LES 20 kV în stația Sibiu Sud (varianta 1) nu se obțin suprasarcini în RED 20 kV Sibiu Sud;
- **În situația cu CEF 4,831 MW**, în cazul racordării în LEA 20 kV Vestem (varianta 2) se obțin suprasarcini în RED 20 kV Sibiu Sud pe elementele de LEA 20 kV între punctul de racord și stația Sibiu Sud, datorate producătorilor racordați în această LEA; aceste suprasarcini pot fi eliminate prin înlocuirea conductorului pe toate porțiunile de LEA între stația Sibiu Sud și punctul de racordare.

În concluzie, apariția CEF 4,831 MW în varianta de racordare 1 nu conduce la suprasarcini în rețeaua de 20 kV a stației Sibiu Sud, iar varianta 2 de racordare conduce la suprasarcini în rețeaua de 20 kV a stației Sibiu Sud

Termenul de punere în funcțiune este: 2024.

6. În cap. 7 se prezintă rezultatele calculelor de solicitări la scurtcircuit, maxim pentru dimensionare. Din verificarea condițiilor la solicitările maxime de scurtcircuit a rezultat că la racordarea noului productur nu sunt depășite valorile de dimensionare ale instalațiilor existente.
7. În capitolul 9 sunt prezentate elemente privind calitatea energiei electrice.
8. În capitolul 10 este analizată participarea centralei la reglajul tensiunii în zona analizată. Apariția **CEF Sibiu-4,831 MW**, duce la o modificare foarte ușoară a tensiunii în zonă. Se constată că centrala electrică fotovoltaică are un efect local mediu pentru reglajul tensiunii. Tot în capitolul 10 au fost determinate și variațiile lente și rapide de tensiune.
9. În capitolul 11 sunt prezentate cerințele de monitorizare și reglaj inclusiv interfața noii surse cu sistemul scada și de telecomunicații.

Va fi absolut necesară efectuarea completă a testelor de punere în funcțiune, pe baza cărora OTS/OD va da aprobarea de conectare la rețea în soluția de funcționare care va fi stabilită.

Cu cel puțin 6 luni înainte de data preconizată de punere în funcțiune este necesar ca gestionarul să depună întreaga documentație tehnică, în conformitate cu termenele și cerințele stipulate în Ordinul ANRE nr. 51/2019, pentru racordarea unităților generatoare de categorie C și D. Evaluarea conformității inverterului tip 125 KW cu cerințele Ordinului ANRE nr. 208/2018, se va realiza prin transmiterea certificatelor de conformitate emise de organisme autorizate pe plan european, de preferință după intrarea în vigoare a Regulamentului European (UE) 2016/631, însoțite de rapoartele de testare care au stat la baza emiterii acestora. Aceste certificate însoțite de rapoartele de testare pot fi transmise până la data punerii în funcțiune.

Toată legislația/ normele/standardele la care se face trimitere în cuprinsul Studiului de Soluție, vor fi luate în considerare în forma existentă și actualizată la momentul aplicării, ținând cont de toate modificările, completările și abrogările parțiale sau totale ulterioare adoptării, precum și de normele nou apărute, lista nefiind exhaustivă. Nerespectarea acestei obligații atrage răspunderea.

Proiectantul recomandă avizarea soluției de racordare analizare în varianta I.

Termenul estimat de către beneficiar în cererea de racordare de punere în funcțiune a centralei este Decembrie 2024.

16.Masuri de sanatate si securitate in munca

Se vor respecta cu strictete normele specifice de protectie a muncii pentru transportul si distributia energiei electrice

LISTA PREVEDERILOR LEGALE SI A ALTOR CERINTE APLICABILE:

- **Legea 53 /2003** Codul muncii
- **Legea 319/2006** -Legea securitatii si sanatatii in munca
- **HG 1425/2006** -Norme metodologice de aplicare a legii 319/2009 modificata si actualizata de **HG 955/2010**
- **HG 1146/2006** privind cerintele minime de securitate si sanatate pentru utilizarea in munca de catre lucratorii a echipamentelor de munca
- **HG 1091/2006** privind cerintele minime de securitate si sanatate pentru locul de munca
- **HG 1051/2006** privind cerintele minime de securitate si sanatate la manipularea manuala a maselor
- **HG nr.1048/2006** privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție, la locul de muncă
- **HG 300/2006** privind cerintele minime de securitate si sanatate pentru santierele temporare sau mobile
- **HG 971/2006** privind cerintele minime pentru semnalizarea de securitate si/sau de sanatate la locul de munca
- **HG 355/2007** privind supravegherea sanatatii lucratorilor
- **HG nr.1218/2006** privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru asigurarea protecției împotriva riscurilor legate de expunerea la agenți chimici în muncă
- **HG nr. 520/2016**– privind cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscuri generate de câmpuri electromagnetice
- **Ordinul ANRE nr. 1/2019** privind aprobarea documentului „Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem privind cerintele organizationale cheie, rolurile și responsabilitățile (KORRR) pentru schimbul de date în conformitate cu prevederile art. 40 alin. (6) din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice”;
- **Ordinul ANRE nr. 4/2007** pentru aprobarea Normei tehnice privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice – Revizia I
- **Ordinul ANRE nr. 233/2019** privind aprobarea „Metodologiei pentru schimbul de date între operatorul de transport și de sistem, operatorii de distributie și utilizatorii de retea semnificativi”;
- **Ordinul ANRE nr. 11/2016** „Standardul de performanță pentru serviciul de distributie a energiei electrice”;
- **Ordinul ANRE nr. 12/2016** pentru aprobare a „Standardului de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice”.
- **IPSM-IEE cod TEL 18.08**, Instrucțiune Proprie de Securitate a Muncii pentru Instalațiile Electrice în Exploatare, revizia in vigoare
- Se vor respecta cerintele - Instructiunea proprie de securitatea muncii a Distributie Energie Electrica Romania
- Proiectele pentru instalatii electrice trebuie sa cuprinda conditiile pentru realizarea/ executarea constructiilor si instalatiilor, tehnologii si solutii conforme prevederilor legale in vigoare privind

securitatea și sănătatea în muncă, prin a caror aplicare să fie eliminate sau diminuate riscurile de accidentare și îmbolnăvire profesională

- Proiectele pentru instalații electrice trebuie să cuprindă "Planul de securitate și sănătate" adaptat conținutului documentației, în conformitate cu HG nr.300/2006 Art.14 și care să aibă în conținut cel puțin prevederile stipulate în Art.19 și 20 din aceeași hotărâre.
- Toate instalațiile electrice trebuie să fie proiectate să satisfacă prevederile legislației de securitate și sănătate în muncă în vigoare, normativele tehnice și prescripțiile energetice în vigoare astfel încât să prevină accidentarea personalului de specialitate cât și a celui neavizat.

Standarde aplicabile în domeniul calității, mediului și securității și sănătății în muncă

- SR EN ISO 9001:2015 Sisteme de management al calității. Cerințe
- SR EN ISO 14001:2015 Sisteme de management de mediu. Cerințe cu ghid de utilizare
- SR ISO 45001:2018 - Sisteme de management al sănătății și securității în muncă. Cerințe și îndrumări pentru utilizare
- ISO 10005 - Sisteme de management al calității. Linii directoare pentru planurile calității
- SR EN ISO / CEI 17050 - 1 : 2010 Evaluarea conformității. Declarația de conformitate dată de furnizor. Partea 1 Cerințe generale
- SR EN ISO / CEI 17050 - 2 : 2005 Evaluarea conformității . Declarația de conformitate dată de furnizor. Partea 2 Documentație suport

17.Masuri P.S.I.

Privind paza contra incendiilor se vor respecta cu strictete următoarele obligatii:

- elaborarea scenariilor de securitate la incendiu pentru categoriile de construcții, instalații și amenajări stabilite pe baza criteriilor emise de Inspectoratul General și să evalueze riscurile de incendiu, pe baza metodologiei emise de Inspectoratul General și publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, (conf. prev. art.23. din Legea nr.307/12.07.2006; art.4 - 6 din Ordinul M.A.I. nr.130/25.01.2007), după caz;
- cuprinderea în documentațiile pe care le întocmesc a măsurilor de apărare împotriva incendiilor și nivelele de performanță comune și specifice prevăzute în normative, specifice naturii riscurilor pe care le conțin obiectele proiectate, (conf. prev. art.23. din Legea nr.307/12.07.2006; art.4 - 6 din Ordinul M.A.I. nr.130/25.01.2007; subcap.5.1.2. din P118-99), după caz;
- prevederea în documentațiile tehnice de proiectare, potrivit reglementărilor specifice, a mijloacelor tehnice pentru apărarea împotriva incendiilor și echipamentelor de protecție specifice (conf. prev. art.23. din Legea nr.307/12.07.2006; art.52 din Ordinul MAI nr.163/2007 și subcap.2.7.1., 2.10.1., 3.7.1., 3.10.1., 3.10.6. din P118-99), după caz;
- includerea în proiecte și să predea beneficiarilor schemele și instrucțiunile de funcționare a mijloacelor de apărare împotriva incendiilor pe care le-au prevăzut în documentații, precum și regulile necesare de verificare și întreținere în exploatare a acestora, întocmite de producători (conf. prev. art.23. din Legea nr.307/ 12.07.2006), după caz;
- să asigure asistența tehnică necesară realizării măsurilor de apărare împotriva incendiilor, cuprinse în documentații, până la punerea în funcțiune (conf. prev. art.23. din Legea nr.307/12.07.2006);
- stabilirea categoriilor și a claselor de importanță a construcțiilor (conf. prev. art.4 din Legea 10/1995, Anexa nr.3 din HG nr.766 / 21.11.1997, art.2.1.6. din P118-99);
- supunerea documentațiilor tehnice verificării acestora prin verificator atestat la cerința " C " siguranța la foc (conf. prev. art.5, 6, 13 din Legea 10/1995, Anexa nr.1 din HG nr.622/21.04.2004, art.2.1.6. din P118-99), după caz;
- stabilirea destinației și a densității sarcinii termice pentru fiecare încăpere (conf. prev. art.2.1.2., 4.1.3. din P118-99), după caz;
- stabilirea riscurilor de incendiu (art.19 și 29 din Legea nr.307/12.07.2006; Ordinul M.I.R.A. nr.210/21.05.2007; subcap.3.1.1. din P118-99);
- stabilirea categoriilor de pericol de incendiu pe zone și încăperi precum și independent pentru

fiecare compartiment de incendiu în parte și construcție, menționându-se obligatoriu în documentația tehnico-economică (conf. prev. art.2.1.6., 5.1.1. din P118-99);

- stabilirea gradului de rezistență la foc al construcției (conf. prev. art.2.1.8., 3.1.4., 5.1.1., 5.1.5., 7.1.5. din P118-99);
- evidențierea compartimentelor de incendiu și a ariilor acestora (conf. prev. art.2.1.8. din P118-99), după caz;
- delimitarea zonelor de protecție și de siguranță (Ord. ANRE nr.4 / 2007 modificat)
- evidențierea euroclaselor de reacție la foc a produselor pentru construcții, inclusiv cabluri electrice și carcase ale echipamentelor energetice (conf. prev. HG nr.622/2004 și Ordinului comun MDLPL / MIRA nr.269/431 din 2008);
- elaborarea planurilor de depozitare și evacuare, (conf. prev. art.29. și 30. din Ordinul MAI nr.163/2007), după caz;
- stabilirea claselor de pericolozitate ale substantelor și materialelor depozitate, (conf. prev. subcap.6.2.1., 6.2.19. din P118-99);
- prevederea indicatoarelor de securitate, respectiv de interdicție, avertizare, orientare și/sau informare, (conf. prev. art.36. din Ordinul MAI nr.163/2007);

18.Impactul cu mediul și factorul uman

Instalațiile electrice proiectate nu împung luarea de măsuri speciale pentru protecția mediului și a apei.

Documentația s-a întocmit în conformitate cu prevederile legislației de mediu în vigoare. Lucrările proiectate nu afectează mediul înconjurător, nu constituie surse de poluare și nu sunt afectate așezările umane învecinate amplasamentului instalațiilor proiectate.

Se va avea grijă ca în timpul execuției lucrărilor să nu fie afectată vegetația. La executia lucrărilor trebuie respectate prevederile următoarelor prescripții:

- **Legea 265/2006** pentru aprobarea OUG 195/2005 privind protecția mediului
- **OG 195/2005** privind protecția mediului, cu modificările și completările ulterioare
- **OG nr. 68 / 2007** privind răspunderea de mediu cu referire la prevenirea și repararea prejudiciului asupra mediului, aprobată prin Legea nr.19/2008, modificată și completată prin OUG nr.15/2009.
- **OMDD nr.1798/2007** pentru aprobarea Procedurii de emitere a autorizației de mediu
- **OMAPPM nr. 184/ 1997** pentru aprobarea Procedurii de realizare a bilanțurilor de mediu
- **OMAPPM nr. 756 / 1997** pentru aprobarea Reglementării privind evaluarea poluării mediului
- **OMAPPM nr. 863 / 2002** privind aprobarea ghidurilor metodologice aplicabile etapelor procedurii-cadru de evaluare a impactului asupra mediului
- **HG nr. 1076 / 2004** privind stabilirea procedurii de realizare a evaluării de mediu pentru planuri și programe
- **Ordin nr.337/2007** privind clasificarea activităților din economia națională
- **Ordin MMGA/MIE nr.1364/1499/2006**, aprobare a planurilor regionale de gestionare a deșeurilor
- **HG nr.856/2002** privind evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase, completată Hotărârea nr. 210/2007
- **Ordin nr.757/2004** pentru aprobarea Normativului tehnic privind depozitarea deșeurilor Anexa 1 modificată de art. 1 din Ordinul nr. 1.230/2005
- **HG nr.349/2005** privind Depozitarea deșeurilor
- **Legea nr.249/2015** privind gestionarea ambalajelor și a deșeurilor de ambalaje
- **HG nr. 1132/2008** privind regimul bateriilor și acumulatorilor și al deșeurilor de baterii și acumulator

- OM nr. 1399 / 2009, OME nr. 2032/2009 pentru aprobarea Procedurii privind modul de evidența și raportare a datelor referitoare la baterii și acumulatori și la deșeurile de baterii și acumulatori
- OUG nr.5/2015 privind Deșeurile de Echipamente Electrice și Electronice
- HG nr.235/2007 privind gestionarea uleiurilor uzate
- Legea 104/2011 privind calitatea aerului înconjurător
- Legea 211/2011 privind regimul deșeurilor
- HG nr. 1061/2008, privind transportul deșeurilor periculoase și nepericuloase pe teritoriul României
- OMS 119/2014 pentru aprobarea Normelor de igiena și a recomandărilor privind mediul de viață al populației
- Regulamentul CE 517/2014 privind anumite gaze fluorurate cu efect de seră
- **Regulamentul (CE) nr.1907/2006/CE** privind înregistrarea, evaluarea, autorizarea și restricționarea substanțelor chimice (REACH) și de înființare a Agenției Europene pentru Produse Chimice
- **Legea 292/2018** privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului
- **Ordin nr. 78/2019** pentru aprobarea Regulamentului privind gestionarea situațiilor de urgență generate de fenomene hidrometeorologice periculoase având ca efect producerea de inundații, seceta hidrologică, precum și incidente/accidente la construcții hidrotehnice, poluări accidentale pe cursurile de apă și poluări marine în zona costieră;
- **H.G. 856/2002** - evidența gestiunii deșeurilor și aprobarea listei deșeurilor periculoase;
- **Legea nr. 121/2014** privind eficiența energetică
- **OUG 5/2015** privind deșeurile de echipamente electrice și electronice
- **ORDONANȚĂ DE URGENTĂ nr. 92/2021** privind regimul deșeurilor
- **Legea nr. 249/2015** privind modalitatea de gestionare a ambalajelor și a deșeurilor de ambalaje;
- **HGR 188/2002** - privind condițiile de descarcare a apelor uzate (NTPA 001 și NTPA 002), modificată și completată de HG 352/2005 și HG 210/2007;
- **Legea nr. 59 /2016** privind controlul asupra pericolelor de accident major în care sunt implicate substanțe periculoase
- Prevederile **Regulamentului CE nr. 1907/2006** privind înregistrarea, evaluarea și autorizarea produselor chimice preluat și aprobat de HGR nr. 882/2007 care prevede ca producătorii și importatorii din UE de produse chimice ca atare, în preparate sau în articole în cantități egale sau mai mari de 1 tonă, trebuie să transmită dosarul de preînregistrare la Agenția Europeană pentru produse chimice de la Helsinki.
- **HGR 1061/2008** - privind transportul deșeurilor periculoase și nepericuloase pe teritoriul României;
- **Legea nr. 278/2013** privind emisiile industriale
- **Ordin 462/1993** pentru aprobarea Condițiilor tehnice privind protecția atmosferică și Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanți atmosferici, cu modificările și completările ulterioare HG 128/2002 incinerarea deșeurilor și Legea 104/2011- calitatea aerului
- **Legea nr. 107/1996** - Legea apelor, cu modificările și completările ulterioare OUG 107/05.09.2002, Legea 404/07.10.2003, Legea 310/28.06.2004 și 112/2006 pentru protecția apelor;
- **Ordin MSF nr.235/2002** pentru aprobarea normelor de igiena și a recomandărilor privind mediul de viață al populației
- **Ordonanța nr. 2/2021** privind depozitarea deșeurilor
- **Legea nr. 278/2013** privind emisiile industriale
- **Directiva nr. 1999/31/EC** privind depozitarea deșeurilor, publicată în Jurnalul Oficial al Comunităților Europene (JOCE) nr. L 182 din 16 iulie 1999.

- **Decretul 237/1978** - "Decret pentru stabilirea normativelor privind sistematizarea, amplasarea, construirea, repararea LEA care trec prin paduri si terenuri agricole";
- **Legea 18/1991** - "Legea fondului funciar" cu modificarile si completarile ulterioare;

1. Protectia calitatii apelor

Linia electrica subterana si aeriana nu produce agenti poluanti ai panzei freatice.

2. Protectia aerului

Linia electrica nu produce agenti de poluare ai aerului.

3. Protectia impotriva zgomotelor si vibratiilor.

Linia electrica subterana si aeriana nu reprezinta sursa de zgomot sau de vibratii.

4. Protectia impotriva radiatiilor

Linia electrica subterana si aeriana nu reprezinta sursa de radiatii

5. Protectia solului si subsolului

Linia electrica subterana se realizeaza in sol, iar strazile se asfalteaza dupa aceea.
Liniile aeriene nu afecteaza solul si subsolul.

6. Protectia ecosistemelor terestre sau acvatice

Liniile electrice subterana si aeriana nu afecteaza ecosistemele terestre sau acvatice.

7. Protectia asezarilor umane si a altor obiecte de interes public

Liniile electrice subterana si aeriana nu afecteaza asezarile umane.

8. Gospodarirea deseurilor

Materialele (deseurile) rezultate din punerea in opera se vor transporta la punctul de colectare comunicat de primaria comunei Puchenii Mari pentru a fi neutralizate de firme specializate.

19. Legislatie/ Norme tehnice in vigoare si documente de referinta

La baza realizării studiului de soluție stau cel puțin următoarele acte normative:

- Reguli aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de bază și a regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a centralelor/grupurilor noi – elaborate de CNTEE Transelectrica SA, primită prin email.

Documente de referință specifice cadrului general SG (politici, strategii, planuri de management):

- Politica TEL în domeniul Smart Grid (2018- 2027) - CNTEE Transelectrica SA
- Strategia TEL în domeniul cercetării și inovării (2018-2027) - CNTEE Transelectrica SA
- Planul de dezvoltare al RET (2018-2027) - CNTEE Transelectrica SA

Documente de referință specifice domeniului Smart Grid - Securitate informații (Cybersecurity):

- Smart Grid Information Security - CEN-CENELEC-ETSI - Smart Grid Coordination Group
- Proposal for a list of security measures for Smart Grids - SMART GRID TASK FORCE 4 - EG2 DELIVERABLE- ENISA
- Smart Grid Information Security - CEN-CENELEC-ETSI - Smart Grid Coordination Group

- Smart Energy Grid – Coordination Group Cyber Security & Privacy - CEN-CENELEC-ETSI - Smart Grid Coordination Group
- Analysis of ICS-SCADA Cyber Security Maturity Levels in Critical Sectors – ENISA
- Guidelines for Smart Grid Cybersecurity / Volume 1 - Smart Grid Cybersecurity Strategy, Architecture, and High-Level Requirements / The Smart Grid Interoperability Panel - Smart Grid Cybersecurity Committee / NIST
- Proposal for a list of security measures for SMART GRIDS - SMART GRID TASK FORCE 4-EG2 DELIVERABLE – ENISA
- Regulatory Recommendations for Privacy, Data Protection and Cyber-Security in the Smart Grid Environment /Data Protection Impact Assessment Template for Smart Grid and Smart Metering systems - Smart Grid Task Force
- Smart grid security certification in Europe - Challenges and recommendations – ENISA
- Security aspects of the Smart Grid – ENISA
- Certification of Cyber Security skills of ICS/SCADA professionals. Good practices and recommendations for developing harmonised certification schemes – ENISA
- Standarde / protocoale/ concepte / metodologii privind operaționalizarea conceptului SG - CEN /CENELEC / ETSI / ENISA / IEC / ISO
- Guidelines for Smart Grid Cybersecurity / Volume 1 - Smart Grid Cybersecurity Strategy, Architecture, and High-Level Requirements / The Smart Grid Interoperability Panel - NIST – Smart Grid Cybersecurity Committee /

Documente de referință specifice Managementului Activelor (Asset Management):

- Progress and Challenges on Asset Management for Future Smart Grids - WORKING GROUP 1: NETWORK OPERATION AND ASSETS / ETP Smart Grids
- Standardele ISO 50 000, 50 001 si 50 002 „Asset management” – ISO
- IEC 60300-3-3 – „Dependability management – Part 3-3: Application guide - Life cycle costing” – IEC

Documente de referință specifice elaborării, operaționalizării Politicii SG TEL:

- Metodologia COBIT 5 (Control Objectives for Information and Related Technologies) - framework for the governance and management of enterprise IT – ISACA
- General risk assessment methodology - IMP-MSG - EUROPEAN COMMISSION
- SGIS Risk Impact Assessment Methodology (CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group Smart Grid Information Security Annex B) - CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group

Documente de referință specifice Managementului Riscurilor:

- SR EN ISO 31 000 / 2010 – Managementul riscului SR EN Ghid ISO 73 / 2010 – Managementul riscului – Vocabular – ISO
- SR EN Ghid ISO 31 010 / 2011 – Managementul riscului – Tehnici de evaluare a riscului – ISO

Legislație generală:

- HG 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul cadru al documentațiilor tehnicoeconomice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, publicat în MO nr. 1061/29.12.2016 - Guvernul României
- Regulamentul pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12 / 2015, publicat în MO, partea I, nr 180/ 17.03.2015, cu modificările ulterioare – ANRE
- Ordin nr. 34/1998 din 13/04/1998 pentru aprobarea Normelor metodologice privind conținutul-cadru de organizare a licitațiilor, prezentare a ofertelor, adjudecare, contractare și decontare a execuției lucrărilor - Ministerul Lucrărilor Publice și Amenajării Teritoriului

- Ordinul ANRE nr. 45/2016 privind aprobarea Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice – ANRE
- Ordinul ANRE 116/2016 – pentru modificarea anexei la Ordinul președintelui ANRE în Domeniul Energiei nr. 11/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru autorizarea electricienilor, verficatorilor de proiecte, responsabililor tehnici cu execuția, precum și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice – ANRE
- Legea Energiei nr. 123/2012 – energiei electrice și a gazelor naturale - Parlamentul României
- Ordinul nr. 1.294 din 30 august 2017 pentru aprobarea Normelor tehnice privind amplasarea lucrărilor edilitare, a stâlpilor pentru instalații și a pomilor în localitățile urbane și rurale - Ministerul Transporturilor
- Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public” aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013 cu modificările și completările ulterioare – ANRE
- Legea nr. 350/2001 cu modificările și completările ulterioare– privind amenajarea teritoriului și urbanismului - Parlamentul României
- Legea nr. 50/1991, cu modificările și completările ulterioare, privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu norme metodologice de aplicare aprobate prin Ordin MDRL nr. 839/2009 - Parlamentul României
- HG nr. 583/1994 de aprobare a Regulamentului privind procedura de lucru a comisiilor pentru efectuarea cercetării prealabile în vederea declarării utilității publice pentru lucrări de interes național sau de interes local - Guvernul României
- Legea fondului funciar nr. 18/1991 - Parlamentul României
- Ordin ANRE nr. 102/2015 Regulament privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public – ANRE
- Ordinul ANRE nr. 103/2015, ‘Codul de măsurare a energiei electrice’ – ANRE
- Lege nr 255/2010 cu modificările și completările ulterioare, privind exproprierea pentru cauza de utilitate publică, necesară realizării unor obiective de interes național, județean și local - Parlamentul României
- Ordinul 20/2004 - Codul tehnic al rețelei electrice de transport, cu modificările și completările ulterioare (Modificat prin Ordinul 72/2017);
- Ordinul 128/2008 - Codul tehnic al rețelelor electrice de distribuție - revizia 1 (Modificat prin Ordinul 72/2017);
- Ordinul 11/2014 – Metodologia de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public (Modificat prin Ordinul 87/2014. Anexa 1 modificata prin Ordinul 113/2018.);
- Ordinul 141/2014 – pentru aprobarea tarifelor specifice și indicatorilor specifici utilizați la stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public (Modificat prin Ordinul 113/2018);
- Ordinul 79/2016 – privind aprobarea clasificării unităților generatoare și a centralelor electrice;
- Ordinul 208/2018 – privind 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) (Abrogă Art. 2 din anexa la Ord. 51/2009 și art. 2 din anexa la Ord. 30/2013);
- Ordinul 3/2023 – pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru instalațiile de stocare a energiei electrice;
- Ordinul 51/2019 – de aprobare a Procedurii de notificare pentru racordare a unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public. (Modifica Ordinele 30/2013);

- Ordinul ANRE nr. 233/2019 privind aprobarea „Metodologiei pentru schimbul de date între operatorul de transport și de sistem, operatorii de distribuție și utilizatorii de rețea semnificativi”;
- Ordinul ANRE nr. 46/15.06.2021 „Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice”;
- Ordinul ANRE nr. 12/2016 pentru aprobare a „Standardului de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice”, cu modificările și completările ulterioare
- Ordinul ANRE nr. 214/03.12.2019 privind modificarea Regulamentului de etichetare a energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei nr. 61/2016;

Legislație - Securitate și Managementul situațiilor de urgență

- Legea nr. 333 din 8 iulie 2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor - Parlamentul Romaniei
- Hotărârea nr. 1.486 din 24 noiembrie 2005, privind asigurarea pazei și protecției obiectivelor, bunurilor și valorilor cu efective de jandarmi - Guvernul Romaniei
- Hotărârea nr. 301 din 11 aprilie 2012 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a Legii nr. 333/2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor - Guvernul Romaniei
- Normele metodologice din 11 aprilie 2012 de aplicare a Legii nr. 333/2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor - Guvernul Romaniei
- Instrucțiuni ale Ministerului Afacerilor Interne nr. 9 din 1 martie 2013 privind efectuarea analizelor de risc la securitatea fizică a unităților ce fac obiectul Legii nr. 333/2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor - Ministerului Afacerilor Interne
- REGULAMENTUL (UE) nr. 679 din 27 aprilie 2016 privind protecția persoanelor fizice în ceea ce privește prelucrarea datelor cu caracter personal și privind libera circulație a acestor date și de abrogare a Directivei 95/46/CE (Regulamentul general privind protecția datelor). - Parlamentul European
- Legea nr. 190 din 18 iulie 2018, privind măsurile de punere în aplicare a Regulamentului (UE)2016 / 679 al Parlamentului European și al Consiliului European din 27 aprilie 2016 privind protecția persoanelor fizice în ceea ce privește prelucrarea datelor cu caracter personal și privind libera circulație a acestor date și de abrogare a Directivei 95/46/CE (Regulamentul general privind protecția datelor) - Parlamentul Romaniei
- Normele Interne privind protecția datelor cu caracter personal în C.N.T.E.E. ”Transelectrica” S.A. – Executiv și Sucursale de Transport, versiunea MAI 2018, aprobată de Conducerea Companiei prin Nota privind implementarea și aplicarea REGULAMENTULUI (UE) nr. 679 din 27 aprilie 2016 privind protecția persoanelor fizice în ceea ce privește prelucrarea datelor cu caracter personal și privind libera circulație a acestor date, înregistrată cu nr. 22490/30.05.2018. - CNTEE Transelectrica
- Hotărârea nr. 271 din 15 mai 2013 pentru aprobarea Strategiei de securitate cibernetică a României și a Planului de acțiune la nivel național privind implementarea Sistemului național de securitate cibernetică - Guvernul Romaniei
- ISO/IEC 15408: Information technology — Security techniques — Evaluation Criteria for IT security – ISO
- ISO/IEC 18045: Information technology — Security techniques — Methodology for IT Security Evaluation – ISO
- ISO/IEC 19790: Information technology — Security techniques — Security requirements for cryptographic modules – ISO
- ISO/IEC 27001: Information technology — Security techniques — Information security 224 management systems — Requirements – ISO
- ISO/IEC 27002: Information technology — Security techniques — Code of practice for information security management ISO/IEC TR 27001 – ISO

- ISO/IEC TR 27019: Information technology — Security techniques — Information security management guidelines based on ISO/IEC 27002 for process control systems specific to the energy utility industry – ISO
- IEC 62443-2-4: Security for industrial automation and control systems - Network and system security - Part 2-4: Requirements for Industrial Automation Control Systems (IACS) solution suppliers – ISO
- IEC 62443-3-3: Security for industrial automation and control systems, Part 3-3: System security requirements and security levels – IEC
- IEC 62443-2-1: Security for industrial automation and control systems - Network and system security - Part 2-1: Industrial automation and control system security management system – IEC
- IEEE 1686: Substation Intelligent Electronic Devices (IED) Cyber Security Capabilities – IEEE
- IEEE C37.240: Cyber Security Requirements for Substation Automation, Protection and Control Systems – IEEE
- ISO / IEC 61850-8-2: Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Mapping to Extensible Messaging Presence Protocol (XMPP) - ISO / IEC
- IEC 62351- (3÷13) Power systems management and associated information exchange – Data and communication security – IEC
- IEC 62743 Industrial communication networks – Wireless communication network and communication profiles - ISA 100.11a – IEC
- IEC 62056-5-3 DLMS/COSEM Security – IEC
- IETF RFC 6960 Online Certificate Status Protocol – IETF
- IETF RFC 7252: CoAP Constrained Application Protocol – IETF
- IETF RFC 8052: IEC 62351 Security Protocol support for the Group Domain of Interpretation (GDOI) – IETF
- IETF draft-TLS1.3 TLS Version 1.3 – IETF
- IETF RFC 7030: Enrollment over Secure Transport – IETF
- EC 62443-2-1 Security for industrial automation and control systems - Network and system security - Part 2-1: Industrial automation and control system security management system – IEC
- ISO / IEC 24759 Test requirements for cryptographic modules - ISO / IEC
- ISO 18367 Algorithm and security mechanisms conformance testing – ISO
- ISO 17825 Testing methods for the mitigation of non-invasive attack classes against crypto modules – ISO
- ISO 27005 Information technology -- Security techniques -- Information security risk management – ISO
- ISO 31000 Risk management – ISO
- ISO / IEC 30104 Physical security attacks, mitigation techniques and security requirements – ISO/IEC
- NIST SP 800-39 Managing Information Security Risk – NIST

Legislație calitate

- Ordonanța 95/1999 privind calitatea lucrărilor de montaj pentru utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale modificată prin legea 440/2002 - Guvernul României
- Legea nr. 10/1995 privind calitatea în construcții - Parlamentul României
- Hotărâre nr. 925/1995 pentru aprobarea Regulamentului de verificare și expertizare tehnică de calitate a proiectelor, a execuției lucrărilor și a construcțiilor – Guvernul României
- OG nr. 20 / 2010 – privind stabilirea unor măsuri pentru aplicarea unitară a legislației UE care armonizează condițiile de comercializare a produselor – Guvernul României
- HG nr. 306/2011 – privind unele măsuri de supraveghere a pieței produselor reglementate de legislația UE care armonizează condițiile de comercializare a acestora - Guvernul României

- Regulament (CE) nr. 765/2008 – de stabilire a cerințelor de acreditare și de supraveghere a pieței în ceea ce privește comercializarea produselor și de abrogare a Regulamentului (CEE) nr. 339/93 – CE
- Legea 50/2015 pentru aprobarea Ordonanței Guvernului nr.20/2010 privind stabilirea unor măsuri pentru aplicarea unitară a legislației Uniunii Europene care armonizează condițiile de comercializare a produselor – Parlamentul României

Preșcripții energetice

- PE 101/85, PE 101 A/85, PE 102/86, PE 103/92, PE 111-1/92, PE 111-2/92, PE 111-4/93, PE 111-5/92, PE 111-6/75, PE 111-7/85, PE 111-8/88, PE 111-9/86, PE 112/93, PE 134/95, PE 501/85, RE-IP 30/90 - ICEMENERG / MEE / ANRE
- NTE 001-03-00, - Normativ privind alegerea izolației, coordonarea izolației și protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor - CNTEE Transelectrica
- NTE 002-03-00, Normativ de încercări și măsurători pentru sistemele de protecții, comandă-control și automatizări din partea electrică a centralelor și stațiilor - CNTEE Transelectrica
- NTE 003-04-00, Normativ pentru construcția liniilor aeriene de energie electrică cu tensiuni peste 1000 V - CNTEE Transelectrica
- NTE 004-05-00, Normativ pentru analiza și evidența evenimentelor accidentale din instalațiile de producere, transport și distribuție a energiei electrice și termice – Termoelectrica
- NTE 005-06-00, Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționarea instalațiilor energetice - CNTEE Transelectrica
- NTE 006-06-00, Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea sub 1 kV – Electrica
- NTE 007-08-00, Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice – Electrica
- NTE 008-08-00 Normei tehnice energetice privind conservarea echipamentelor energetice - Icemenerg / Termoelectrica
- NTE 009-10-00, - Regulament General de Manevre - CNTEE Transelectrica
- NTE 011/12/00 – Norma tehnică pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice – ANRE

Legislație specifică domeniului eficienței energetice

- Legea 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare - Parlamentul României
- Directiva nr. 2012/27/UE privind eficiența energetică, de modificare a Directivelor nr. 2009/125/CE și nr. 2010/30/UE și de abrogare a Directivelor nr. 2004/8/CE și nr. 2006/32/CE – CE
- Legea nr.372/2005 privind performanța energetică a clădirilor, completată și modificată prin Legea nr. 159 din 15 mai 2013 - Parlamentul României

Standarde specifice domeniului clădirilor inteligente (Smart Building)

- IEC 60364 – Low voltage electrical installations – IEC
- IEC 60870 – Telecontrol equipment and systems – IEC
- IEC 61131 – Programmable controllers – IEC
- IEC 61158 – Industrial communication networks-Fieldbus specifications – IEC
- IEC 61334 – Distribution automation using distribution line carrier systems – IEC
- IEC 61784 – Digital data communications for measurement and control – IEC
- IEC 61850 – Communication networks and systems in substations – IEC
- IEC 62056 – Electricity metering data exchange-The DLMS/COSEM suite – IEC
- ISO 55000 – Asset Management – IEC

Legislație pentru construcții și instalații

- P 100-1/2013 - Cod de proiectare seismică. Partea I. Prevederi de proiectare pentru clădiri.
- NP 112-2014 - Normativ pentru proiectarea structurilor de fundare direct
- I7-2011 - Normativ pentru proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor
- I 18/1-2001 - Normativ pentru proiectarea și executarea instalațiilor electrice interioare de curenți slabi aferente clădirilor civile și de producție.
- NP 061-2002 - Normativ pentru proiectarea și executarea sistemelor de iluminat artificial din clădiri
- NP 062-2002 - Normativ pentru proiectarea sistemelor de iluminat rutier și pietonal.
- I 9-2015 - Normativ privind proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor sanitare aferente clădirilor
- I 5-2010 - Normativ pentru proiectarea, executarea și exploatarea instalațiilor de ventilație și climatizare.
- I 13-2015 - Normativ pentru proiectarea, executarea și exploatarea instalațiilor de încălzire centrală
- SR 1907-1, 2:2014 - Instalații de încălzire. Necesarul de căldură
- HG 273/1994 - Regulamentul de recepție a lucrărilor de construcții și instalații aferente acestora;
- C56-2002 - Normativ pentru verificarea calității și recepția lucrărilor de construcții și instalații aferente
- Legea nr. 50/1991 – privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările și completările ulterioare
- Legea nr. 10 / 1995 - privind calitatea în construcții, modificată de Legea 587 din 2002;
- HG nr. 925/1995 - pentru aprobarea Regulamentului de verificare și expertizare tehnică de calitate a proiectelor, a execuției lucrărilor și a construcțiilor.

B. Părțile desenate

<i>Denumire planșă</i>	<i>Indicativ</i>
Planșe Electrice	
Plan de încadrare în zonă	E1
Plan de situație proiectată – soluția 1	E2-1
Plan de situație proiectată – soluția 2	E2-2
Extras din schema electrică monofilă de încadrare în sistemul de medie tensiune – situația proiectată – soluția 1	E3-1
Extras din schema electrică monofilă de încadrare în sistemul de medie tensiune – situația proiectată – soluția 2	E3-2
Schema electrică monofilă de racord a CEF Sibiu 4,831 MW – situația proiectată – soluția 1	E4-1
Schema electrică monofilă de racord a CEF Sibiu 4,831 MW – situația proiectată soluția 2	E4-2

Intocmit,

Ing. Mircea Bica

