



RETELE ELECTRICE ROMANIA S.A.
Bd. Mircea Voda nr. 30,
SECTOR 3, judet BUCURESTI

POD: RO002E213882865

Nr 09761288 din 15/12/2025

Aviz tehnic de racordare nr 09761288 din data 28/04/2023 actualizat in data 07/05/2025, actualizat la data 15/12/2025

Ca urmare a cererii inregistrate cu nr **09761288** din data **22/03/2022**, avand ca scop **Racord nou (1)** ce apartine utilizatorului **DUNAREA POWER SRL**, cu domiciliul/sediul in judetul **CONSTANTA**, municipiul/ orasul/ sector/ comuna/ sat **CERNAVODA**, cod postal - , **Strada LT.ION MUSAT**, nr. **3A**, bl. - , sc. - , et. **PARTER**, ap. - , telefon/ mobile/ fax - / **0799067338** / - , si a analizei documentatiei anexate acesteia, depusa complet la data **25/04/2025**, in conformitate cu prevederile *Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul presedintelui Autoritatii Nationale de Reglementare in Domeniul Energiei nr. 59/2013, cu modificarile si completarile ulterioare, denumit in continuare *Regulament*,

se aproba racordarea la rețeaua electrica a locului de consum si de productie
CEE+IS Topalu (denumirea)

amplasat in judetul **CONSTANTA**, municipiul/ orasul/ comuna/ sat/ sector **TOPALU**, cod postal - , **Strada Extravilan**, nr. **parcele**, bloc - , scara - , etaj - , apartament - , nr. cadastral **A154/7, A169/49, A175/1/4, A175/1/14, A175/3/24, LOT5, A789/56, A789/2** / **104425, 106843, 105319, 105330, 105379, 105228, 105188** (numai daca este disponibil), in conditiile mentionate in continuare.

1. Datele energetice ale locului de productie:

- generatoare asincrone si sincrone:

Nr crt	Nr. UG	Tipul UG (de exemplu, As, S)	Tip UG (T, H, E)	Un/UG (kV)	Pn UG (kW)	Sn UG (kVA)	Pi total (kW)	U (kV)	Pmax produsa de UG (kW)	Pmin produsa de UG (kW)	Qmax (kVAr)	Qmin (kVAr)	Sevac (kVA)	Observatii
1	7	S	E	720	6.800	8.400	47.600	110	6.800	32	4.896	4.080	50158.696	CEM limitata in SCADA la Pa=46,146 MW
Total							47.600		6.800	32	4.896	4.080		

NOTA:

UG = unitate generatoare;

As = asincron;

S = sincron;

T = termo;

H = hidro;

E = eolian;

Un/UG = tensiune nominala la borne;

U = tensiunea in punctul de racordare;

Pn = putere activa nominala;

Sn = putere aparenta nominala;

Pi = putere activa instalata;

Pmax = putere activa maxima;

Pmin = putere activa minima;

Q_{max} = putere reactiva maxima evacuată de UG la P_{max} ;

Q_{min} = putere reactiva minima absorbită de UG la P_{max} ;

$Sevac$ = puterea aparentă aprobată pentru evacuare în rețea.

Instalație de stocare P totală evacuat = 46.146,00 kW

Tabelul 1

Nr. crt.	Tip IS*	Pi IS (kW)	Pmax evac IS (kW)	Pmax abs IS (kW)	Capacitate max totală stocată de IS (Ah)	Observații
1	2	3	4	5	6	7
	LI- ION	10.161,9	10.000,00	-	176.400,00	

Tabelul 2

Nr. crt.	Nr. de elemente de stocare	Pi/element de stocare (kW)	Capacitatea max/element de stocare (Ah)	Q_{max} evac în reg de încărcare** (kVAr)	Q_{max} abs în reg de încărcare** (kVAr)	Q_{max} evac în reg de descărcare*** (kVAr)	Q_{max} abs în reg de descărcare*** (kVAr)	Observații
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	630	16,13	280	11.000,00	- 11.000,00	11.000,00	-11.000,00	

* Instalație de stocare de tip electric (baterie Li-Ion), termic, cinetic.

** Regim de încărcare = regim de absorbție de putere activă din rețea.

*** Regim de descărcare = regim de evacuare de putere activă în rețea.

NOTĂ:

IS = instalație de stocare;

Pi IS = putere activă instalată totală a instalației de stocare (valoarea maximă între puterea momentană de încărcare și de descărcare);

Pi/element de stocare = putere activă instalată pe element de stocare;

Pmax evac IS = putere activă maximă evacuată în rețea;

Pmax abs IS = putere activă maximă absorbită din rețea;

Capacitate max/element de stocare = capacitatea maximă pe element de stocare;

Capacitate max totală stocată de IS = capacitatea maximă totală stocată de instalația de stocare;

Q_{max} evac/abs în reg de încărcare = puterea reactivă evacuată/absorbită în regim de încărcare;

Q_{max} evac/abs în reg de descărcare = puterea reactivă evacuată/absorbită în regim de descărcare.

- servicii interne (indiferent de sursa și calea de alimentare):

Puterea instalată **860 kW**

Puterea maximă absorbită **600 kW**

- mijloace de compensare a energiei reactive

Nr crt	Tip echipament de compensare	Q_n (kVAr)	Q_{min} (kVAr)	Q_{max} (kVAr)	Nr. trepte*	Observatii
1	-	-	-	-	-	-

* Se completează dacă tipul de echipament de compensare utilizat are reglaj în trepte.

2. Puterea aprobata:

	Situatia existenta in momentul emiterii avizului	Evolutia puterii aprobate			
		Etapa I, valabila de la data -	Etapa a II-a, valabila de la data -	Etapa a III-a, valabila de la data -	Etapa finala, valabila de la data 07/05/2025
Puterea maxima simultana ce poate fi evacuata (kVA)	-	-	-	-	50.158,696
(kW)	-	-	-	-	46.146
Puterea maxima simultana ce poate fi evacuata fara realizarea lucrarilor de intarire (kVA)	-	-	-	-	0
(kW)	-	-	-	-	0
Puterea maxima simultana ce poate fi evacuata in situatiile de limitare operationala, prevazute la pct. 4 alin. (5) lit. a) (kVA)	-	-	-	-	0
(kW)	-	-	-	-	0
Puterea maxima simultana ce poate fi absorbita din retea (kVA)	-				652,174
(kW)	-				600

3. Descrierea succinta a solutiei Studiul de solutie avizat de **Rețele Electrice Romania** cu Documentul nr. **48/2** din **01/11/2022**, Fisa de solutie nr. **26682581** din **06/05/2025** si **28642196 /19.11.2025**

- a) punctul de racordare este stabilit la nivelul de tensiune **110 kV**, la **BALTAGESTI 110KV-150MW, la nivelul de tensiune 110kV, in LEA 110 kV Gura Ialomitei – Baltagesti, intre stalpii nr. 115 si 116** (capacitatile energetice, la care se realizeaza racordarea);
- b) instalatia de racordare existenta in momentul emiterii avizului si care se mentine (pentru situatia unui loc de productie/loc de consum si de productie existent, daca instalatiile corespund puterii aprobate prin prezentul aviz tehnic de racordare):

In prezent CEE TOPALU este racordata la St. Baltagesti 110kV-150MW in LEA 110 kV Gura Ialomitei – Baltagesti, St.115-116

- c) lucrari pentru realizarea instalatiei de racordare:

Varianta 2:

- Racordare in sistem intrare - iesire in LEA 110 kV Gura Ialomitei – Baltagesti intre stalpii nr. 115 si 116

Lucrari pe tarif de racordare:

- realizare racord intrare iesire in LEA 110 kV Gura Ialomitei – Baltagesti, prin montarea montarea a doi stalpi de intindere in axul liniei si un stalp terminal pentru racordul in statia de conexiuni 110 kV proiectata, intre stalpii nr. 115 si 116 existenti langa DJ 223, in axul liniei, cu conductor funie OIAI 3x185 mm²; in lungime de maxim 50m.

De la acest stalp se va realiza racordul in riglele statiei proiectate;

Prin sectionarea LEA 110 kV Gura Ialomitei – Baltagesti se formeaza doua linii LEA 110 kV Gura Ialomitei - CEE IS Topalu 26,2 km si LEA 110 kV CEE+IS Topalu - Baltagesti 17,5 km. LEA 110 kV Gura Ialomitei – Baltagesti este echipata cu FO.

- in statia 110 kV Baltagesti la celula LEA 110 kV Gura Ialomitei (viitoarea LEA 110 kV CEE+IS Topalu) se va prevedea un TNP care sa aiba functia de protectie diferentiala inclusa; Noul TNP se va integra in DMS - SCADA existenta din statia 110 kV Baltagesti; - montare dulap de protectie in statia 110/20 kV Baltagesti echipat cu doua grupe de protectii;

- realizare statie electrica de conexiune 110 kV, conectata intrare – iesire, integrata in sistemul de telecontrol existent al Operatorului de Distributie;

Statia de conexiune 110 kV intrare-iesire va fi prevazuta cu:

- doua celule 110 kV echipate complet, fiecare cu cate un intrerupator cu comanda unitripolara si RAR monofazat;

- separator 110 kV de by-pass in amonte de celulele de linie sosire din LEA;

- bara colectoare 110 kV sectionata cu 2 separatoare;

- celula de 110 kV plecare spre utilizator echipata cu separator 110 kV si grup de masura; contorul se va achizitiona si monta de catre OD;

- punctul de delimitare a instalatiilor OD de cele ale utilizatorului se va realiza la bornele separatorului de linie din celula de masura de decontare si celula 110 kV a utilizatorului echipata cu intrerupator;

- protectii adecvate liniilor in celulele de linie plecare spre statiile adiacente;

- servicii interne c.c. si c.a.: serviciile interne de c.c. se vor asigura printr-o statie de energie, iar serviciile de c.a. 0,4 kV se vor asigura din instalatiile Utilizatorului, cu rezervare prin grup electrogen.

- echipamente telecomunicatii, echipament central de teleconducere a statiei;

- instalatie de legare la pamant; - sistem de supraveghere antiefractie;

- gard de imprejmuire si drum de acces, etc.

- montare analizor pentru monitorizarea calitatii energiei electrice; Echipamentul trebuie sa asigure in principal cerintele tehnice din specificatiile Rețele Electrice Romania .

Dispozitivul general se monteaza la o distanta de maxim 50 m fata de separatorul de linie aferent celulei de masura ce asigura delimitarea dintre instalatia de racordare si cea de utilizare. Terenul necesar realizarii statiei de conexiuni 110 kV proiectate va fi pus la dispozitia Rețele Electrice Romania SA cu titlu gratuit si se va acorda drept de uz, servitute si superfițe pe toata existenta instalatiei de racordare.

Se va asigura drum de acces la statia de conexiuni proiectata prin grija utilizatorului.

Lucrari prin grija utilizatorului:

• racord 110kV+FO in lungime de 2 km; Pe LES 110 kV (2 km) se va considera si implementarea “Automatizarii de declansare a LES prin care debiteaza CEE + IS Topalu”, in vederea asigurarii in PCC a unui schimb de 0 MVar cu sistemul, atunci cand CEE + IS Topalu este deconectata;

• statie de transformare 110/MT aferenta CEE+IS Topalu, inclusiv celula 110 kV cu intrerupator (dispozitivul general, dispozitivul de interfata cu protectiile aferente); statia va fi echipata cu 1 transformator de 50 MVA.

• realizare cale de comunicatie de la instalatiile de monitorizare si instalatiile de reglaj secundar ale noii centrale pana la interfata cu Transelectrica;

• montare analizor pentru monitorizarea calitatii energiei electrice;

- lucrările de realizare a rețelei electrice din CEE, respectiv rețeaua electrică de cabluri MT_{jt}, posturi trafa.

Se mentine solutia existenta stabilita prin ATR 09761288/28.04.2023 actualizat in data 07.05.2025 fara depasirea puterii instalate aprobate.

- Se va construi un sistem tip BESS de stocare a energiei electrice pe partea de utilizare.
- Nu se va debita putere suplimentara in SEN, fata de puterea contractuala din ATR 09761288/28.04.2023 actualizat in data 07.05.2025
- Nu se fac modificari de natura tehnica pe partea de racordare.

Pentru Centrala electrica CEE + sistem BESS de stocare a energiei electrice, punerea sub tensiune pentru perioada de probe si certificarea conformitatii tehnice se va realiza cu respectarea cerintelor Ord. 51/2019. Instalatia de stocare va respecta Ordinul 3/2023 "NORMA TEHNICA privind cerintele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru instalatiile de stocare a energiei electrice si procedura de notificare pentru racordarea instalatiilor de stocare a energiei electrice", iar punerea sub tensiune se va face in conformitate cu e Norma tehnica "Conditii tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru procesului de punere sub tensiune pentru perioada de probe a unitatilor generatoare prevazute in Ord. ANRE nr.51/2019 , "Procedura de notificare pentru racordarea unitatilor generatoare si de verificare a conformitatii unitatilor generatoare cu cerintele tehnice privind racordarea unitatilor generatoare la rețelele electrice de interes public". Punerea sub tensiune a instalatiilor de utilizare pentru perioada de probe se va face in conformitate cu prevederile Sectiunii 7 din Ordinul nr. 59/2013.

- Se va prevedea in instalatia utilizatorului un sistem de management al centralei care sa permita reducerea puterii centralei, astfel incat sa nu se depaseasca puterea solicitata prin cererea de racordare. Dispozitivul General va fi prevazut cu o protectie de putere maximala directionata cu comanda de declansare catre Dispozitivul de Interfata, in cazul depasirii puterii aprobate.
- d) lucrari ce trebuie efectuate pentru intarirea rețelei electrice existente detinute de operatorul de retea, in amonte de punctul de racordare, pentru crearea conditiilor tehnice necesare racordarii utilizatorului, defalcate conform urmatoarelor categorii:
- i. lucrari de intarire determinate de necesitatea asigurarii conditiilor tehnice in vederea evacuarii puterii aprobate exclusiv pentru locul de productie/locul de consum si de productie in cauza
 -
 - ii. lucrari de intarire pentru crearea conditiilor tehnice necesare racordarii mai multor locuri de productie/de consum si de productie

Pentru indeplinirea criteriului N-1 elemente in functiune, in zona, sunt necesare urmatoarele intariri RET, pentru racordarea CEE+IS Topalu:

- racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna si LEA 400 kV Rahman - Dobrudja in statia 400 kV Medgidia Sud. Etapa II - LEA 400 kV d.c.
- Racorduri la statia Medgidia Sud (termen de PIF 2024)
- Marirea capacitatii de transport tronson LEA 400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu (termen de PIF 2024)

- LEA 400kV d.c. (1c.e) Smardan – Gutinas, un circuit echipat (termen de PIF 2024) - LEA 400 kV Brazi Vest – Teleajen – Stalpu (termen de PIF 2025);
- Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Stejaru -Gheorgheni - Fantanele (termen de PIF 2025)
- Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Cernavoda - Pelicanu (termen de PIF 2025)
- Instalare trafo 3 nou 400/110kV Medgidia Sud (termen de PIF 2026)

Pentru indeplinirea criteriului N-1 elemente in functiune, in zona, sunt necesare urmatoarele intariri RED, pentru racordarea CEE+IS Topalu:

- Recondutorarea LEA 110 kV Slobozia Sud – Dragos Voda – 30,52 km
- Recondutorarea LEA 110 kV Dragos Voda – Vlad Tepes – 15,45 km
- Recondutorarea LEA 110 kV Vlad Tepes – Lehliu Gara – 34,31 km
- Recondutorarea LEA 110 kV Lehliu Gara – Lehliu – 9,47 km
- Recondutorarea LEA 110 kV Slobozia Sud – Tandarei – 29,22 km
- Recondutorarea LEA 110 kV Solex – Fundulea – 23,58 km (in gestiunea EDM)
- Recondutorarea LEA 110 kV Fundulea - Tamadau – 8,26 km
- Recondutorarea LEA 110 kV Tamadau - Lehliu – 19,14 km

Pentru indeplinirea criteriului N-1 elemente in functiune, in zona, sunt necesare urmatoarele intariri RET, generate de aparitia noii CEE+IS Topalu:

- Recondutorare LEA 400kV Gura Ialomitei – Bucuresti Sud (termen de PIF 2028);
- Recondutorare LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru (termen de PIF 2028);
- Recondutorare LEA 220 kV Ungheni - Fantanele (termen de PIF 2028);
- Echipare C2 al LEA noua 400 kV Smardan- Gutinas (PIF 2028);
- LEA noua 400 kV Brasov - Stilpu (termen de PIF 2031) .

Valoarea componentei T(I) calculata pe baza de deviz general este:

In RED pentru respectarea criteriului cu N-1 in functiune: 77.057.799,54 lei fara TVA

Astfel :

- valoarea componentei T(I) care se va considera la calculul tarifului de racordare este: $T(Ig) = \min(Ti \text{ indici si } Ti \text{ deviz}) = \min(26.354.322,00 \text{ lei; } 77.057.799,54 \text{ lei}) = 26.354.322,00 \text{ lei fara TVA.}$
- Termenul posibil de realizare a lucrarilor de intarire in RED pentru pct. este 4.307 zile lucratoare, de la momentul obtinerii avizelor si autorizatiilor de construire.
- S-a calculat timpul necesar realizarii lucrarilor de intarire pentru racordarea CEE + IS Topalu astfel: $8 \times 10 \text{ luni} \times 22 \text{ zile lucratoare} + 15 \text{ zile/km} \times 169,79 \text{ km} = 4.307 \text{ zile lucratoare.}$
- Nu sunt inclusi timpii de obtinere a avizelor si acordurilor proprietarilor.
- Timpii de executie estimati pentru lucrarile necesare in instalatiile REȚELE ELECTRICE ROMANIA SA necesare realizarii limitarii operationale este de 540 zile lucratoare, de la momentul realizarii platii integrale a componentei Ti.
- Timpii de realizare a lucrarilor din instalatiile Transelectrica nu sunt inclusi in acest termen.

Valoarea lucrarilor de realizare automata de limitare/deconectare CEE + IS Topalu pentru respectarea criteriului N-1 elemente in functie, lucrari de intarire specifice:

- **Automatica de deconectare in instalatiile OD = 617.925,00 lei fara TVA**

- Automatica de deconectare in instalatiile OTS = 898.500 lei fara TVA
- Total cost automadica de deconectare OD+OTS: Tis = 1.516.425,00 lei fara TVA
- Valoarea totala a componentei Ti = 1.516.425,00 lei fara TVA

Conform analizei de regimuri, pentru respectarea criteriului N-1 elemente in functie, au rezultat la data elaborarii studiului de solutie urmatoarele lucrari de intarire (pentru care beneficiarul a optat pentru solutia cu limitare operationala):

- Lucrari de intarire RET (care nu sunt incluse in planul de Dezvoltare RET) pentru respectarea criteriului N elemente in functie: nu este cazul.
- Lucrari de intarire RED pentru respectarea criteriului N elemente in functie: nu este cazul.
- Lucrari de intarire RET (care nu sunt incluse in planul de Dezvoltare RET) pentru respectarea criteriului N-1 elemente in functie: nu este cazul.

Lucrari de intarire RET (care sunt incluse in planul de Dezvoltare RET 2022-2031) pentru respectarea criteriului N-1 elemente in functie:

- Recondutorare LEA 400kV Gura Ialomitei – Bucuresti Sud (termen de PIF 2028);
- Recondutorare LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru (termen de PIF 2028);
- Recondutorare LEA 220 kV Ungheni - Fantanele (termen de PIF 2028);
- Echipare C2 al LEA noua 400 kV Smardan- Gutinas (PIF 2028);
- LEA noua 400 kV Brasov - Stilpu (termen de PIF 2031);

Lucrari de intarire RED pentru respectarea criteriului N-1 elemente in functie:

- Recondutorare LEA 110 kV Dragos Voda – Vlad Tepes 15,45 km
- Recondutorare LEA 110 kV Vlad Tepes – Lehliu Gara 34,31 km
- Recondutorare LEA 110 kV Lehliu Gara – Lehliu 9,47 km
- Recondutorare LEA 110 kV Slobozia S – Dragos Voda 30,52 km
- Recondutorare LEA 110 kV Solex – Fundulea 23,42 km (EDM)
- Recondutorare LEA 110 kV Fundulea - Tamadau 8,26 km
- Recondutorare LEA 110 kV Tamadau - Lehliu 19,14 km

- Valoarea totala a lucrarilor de intarire RED pentru care se va realiza instalatia de automatizare pentru limitare operationala este de 77.057.799,54 lei fara TVA, estimata la data elaborarii studiului de solutie.
 - Dupa realizarea lucrarilor de intarire mai sus mentionate mentionate din RED, ce nu sunt incluse in Planul de Investitii al EDD, utilizatorul poate solicita anulara automatizarii de limitare doar cu plata compensatiilor catre utilizatorul/utilizatorii care au realizat lucrarile de intarire necesare respectarii criteriului cu N-1 elemente in functiune pentru care CEE + IS Topalu a optat pentru varianta cu limitare operationala.
- e) punctul de masurare este stabilit la nivelul de tensiune 110 kV, la/ in/ pe CELULA DE MASURA -PT (elementul fizic unde se racordeaza grupul de masurare)

f) măsurarea energiei electrice se realizează prin

Grupul de măsurare pentru decontare va respecta cerințele Codului de Măsurare a energiei electrice, corespunzător categoriei utilizatorului.

Măsura se va realiza cu grup de măsură indirectă prin transformatoare de curent 110kV 2x300/5/5/5/5A clasa 0,2S, transformatoare de tensiune 110 kV (110/3)/3x(0,1/3)/(0,1/3)/(0,1) kV cls. 0,2 și contor electronic trifazat 5A, cls 0,2S, dublu sens, curba de sarcină, compatibil cu sistemul de telecitate RER.

- **Contorul de decontare a consumului va permite accesul necondiționat al ambelor entități.**
- **Achiziția și montarea contorului de decontare se vor face prin grija Operatorului de Distribuție**

(structura grupului de măsurare a energiei electrice, tipul contorului, integrarea în sistemul de comunicație, cerințele tehnice minime pentru echipamentele de măsurare, inclusiv pentru transformatoarele de măsurare)

g) punctul de delimitare a instalațiilor este stabilit la nivelul de tensiune **110 kV**, la **este stabilit la nivelul de tensiune 110 kV, și se va realiza la bornele separatorului de linie din celula de măsură de decontare, la bornele separatorului de linie din celula de măsură de decontare** (elementul fizic unde se face delimitarea);

g.1) punctul de interfata este stabilit la nivelul de tensiune

h) punctul comun de cuplare este stabilit la nivelul de tensiune **110 kV**, la/in/pe **la nivelul de tensiune 110kV, în LEA 110 kV Gura Ialomitei – Baltagești, între stalpii nr. 104 și 105, BALTAGEȘTI 110KV-150MW**

4. (1) Cerințe pentru protecțiile și automatizările (limitare de putere, automată de sistem, scheme speciale de protecție) la:

- a) punctul de racordare
- b) punctul de delimitare a instalațiilor
- c) punctul de interfata din rețeaua utilizatorului

(2) Alte cerințe, nominalizate (precizate numai dacă sunt aplicabile, conform reglementărilor tehnice în vigoare):

a. de monitorizare și reglaj: **Beneficiarul CEE (dispecerizabilă) trebuie să asigure sistemul de comunicații/transmisie de date compatibil cu sistemul EMS - SCADA și cu DMS – SCADA în conformitate cu art. 173 și 177 din Codul Tehnic al RET, prevederile Ordinului 208/2018 și Ordinului ANRE nr. 233/2019. Redundanța căilor de comunicație trebuie asigurată conform prevederilor Ord. ANRE 208/2018. Subordonarea operativă pentru CEE se face în baza Codului tehnic al RET, partea a-III-a, în conformitate cu Ordinul de Investiție cu atribuțiile conducerii prin dispecer, emis de către UnO-DEN;**

b. interfetele sistemelor de monitorizare, comanda, achiziție de date, măsurare a energiei electrice, telecomunicații:

a) Deconectarea CEE nu trebuie să producă funcționarea unei protecții din rețea;

b) Reglajul protecțiilor întrerupătorului din gestiunea utilizatorului se va corela cu cel al protecțiilor din instalațiile Rețele Electrice România. Cerințe și condiții specifice pentru furnizarea de servicii tehnologice de sistem către operatorul de transport și de sistem (OTS) sau către operatorul de distribuție (OD), la solicitarea OTS (precizate numai dacă sunt aplicabile);

c. pentru principalele echipamente de măsurare, protecție, control și automatizare din instalațiile utilizatorului, inclusiv din circuitele de curent alternativ aferente instalațiilor de producere a energiei electrice:

CEE trebuie prevăzută cu sisteme de monitorizare a calității energiei electrice, conform standardelor de măsurare în vigoare la IT. Monitorizarea va fi permanentă.

În acest scop, CEE va fi dotată cu aparatură pentru analiza calității energiei electrice - analizoare de calitate a energiei electrice de clasa A (certificat PSL) conform standardelor în vigoare la data P.I.F., cu posibilități de up - gradare cu noile standarde, montate și asigurate de către beneficiarul CEE. În cazul în care, prin măsurătorile de calitate a energiei electrice se dovedește CEE nu se încadrează în limitele calculate sau solicitate, Utilizatorul va întreprinde acțiunile necesare pe propria cheltuială.

Nu se va permite funcționarea CEE până la încadrarea în cerințele de calitate.

d. viteza de variație a frecvenței și intervalul de timp în care unitatea generatoare are capacitatea de

- a ramane conectata la retea
- e. pentru instalatiile de stocare
- (3) Conditii specifice pentru racordare:

- Centralele formate din grupuri generatoare si intalatiile de stocare trebuie sa respecte cerintele tehnice de proiectare, racordare si de functionare prevazute dupa caz, in Codul Tehnic al Retelei Electrice de Transport, Codul Tehnic al Retelelor Electrice de Distributie, Ord. 208/2018 si Ord 51/2019 si Ord 3/2023 Datele inregistrate care necesita verificarea in timpul functionarii: puterea produsa de CEE, F22 Rev 6/P-05-10 Aviz tehnic de racordare nr 09761288 din data 28/04/2023 7/8 INTERNAL parametrii de calitate a energiei electrice produse, conform Ordinului Ordinului 208/2018 Cerinte generale pentru centralele formate din module generatoare, de categorie D.
- Punerea in functiune si darea in exploatare a unui grup generator se va face numai dupa realizarea probelor de functionare prin care se demonstreaza capacitatea grupului/ centralei de a indeplini conditiile impuse prin Codul Tehnic al Retelei Electrice de Transport, Codul Tehnic al Retelelor Electrice de Distributie, Ord. 208/2018 si Ord. 51/2019 si dupa integrarea in sistemul SCADA al operatorului de retea si transmiterea la acesta a rezultatelor probelor conform tabelelor date si conform procedurilor elaborate de operatorul de retea si transmiterea la acesta a rezultatelor probelor conform tabelelor date si conform procedurilor elaborate de operatorul de retea:
 - Probele prevazute sau stabilite dupa caz, conform Codului Tehnic al Retelei Electrice de Transport;
 - Codului Tehnic al Retelelor Electrice de Distributie, Ord.208/2018 si Ord.51/2019;
 - Utilizatorul trebuie sa asigure sistemul de comunicatii compatibil cu sistemul EMS-SCADA al DEN, inclusiv partea de comunicatie pe F.O.
 - Efectuarea testelor de verificare si acceptare a punerii in functiune, integrarea in sistemul EMS
 - SCADA al DEN sunt cerinte obligatorii pentru acordarea acceptului de PIF si darea in exploatare a CEE
- (4) Probe/Teste necesare pentru verificarea performantelor tehnice ale centralei electrice de la locul de productie/locul de consum si de productie din punctul de vedere al conformitatii tehnice cu cerintele normelor si codurilor tehnice: *Conform Codului Tehnic al Retelei Electrice de Transport, Codului Tehnic al Retelelor Electrice de Distributie si Ord. ANRE nr.74/2013 cu completarile si modificarile ulterioare "Procedura privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe si certificarea conformitatii tehnice a centralelor electrice eoliene si fotovoltaice".*
- (5) Cerinte privind racordarea in conditii de limitare a puterii evacuate la valoarea prevazuta in tabelul de la pct. 2 pentru puterea maxima simultana ce poate fi evacuată in situatiile de limitare operationala
 - a) descrierea tuturor situatiilor prevazute in studiul de solutie, care conduc la limitarea puterii evacuate (contingentele care, atunci cand au ca efect aparitia de suprasarcini in retea si, in consecinta, imposibilitatea elementelor retelei ramase in functiune si a retelei in ansamblul ei de a functiona timp nelimitat in aceste conditii conduc la necesitatea limitarii operationale a puterii evacuate), prezentate in anexa la prezentul aviz;
 - b) conditii de limitare operationala a puterii evacuate (locul de amplasare a echipamentului, protectii si automatizari, scheme etc.) .
- 5. Datele inregistrate care necesita verificarea in timpul functionarii: *Conform Codului Tehnic al Retelei Electrice de Transport si Codului Tehnic al Retelelor Electrice de Distributie;*
- 6. Centralele, unitatile generatoare si/sau instalatiile de stocare si/sau sistemele HVDC, dupa caz, trebuie sa respecte cerintele tehnice de proiectare, racordare si de functionare prevazute in reglementarile tehnice in vigoare.
- 7. (1) In conformitate cu prevederile Regulamentului, pentru realizarea racordarii la reseaua electrica, utilizatorul sau operatorul economic atestat prevazut la pct. 12 alin. (2) lit. b), imputernicit de utilizator conform prevederilor Regulamentului, incheie contractul de racordare cu operatorul de retea si achita acestuia componentele tarifului de racordare, conform clauzelor contractului de racordare.
- (2) Pentru incheierea contractului de racordare, utilizatorul anexeaza cererii depuse la operatorul de retea urmatoarele documente prevazute de *Regulament*:(numai documentele aplicabile cazului in speta).
 - a) copia avizului tehnic de racordare;

- b) copia actului de identitate/certificatului constatator eliberat de registrul comertului cu cel mult 30 de zile inainte de data depunerii acestuia, dupa caz;
- c) documente care dovedesc constituirea garantiei financiare in favoarea operatorului de retea, cu forma si valoarea precizate in avizul tehnic de racordare, in cazul unui loc de productie;
- d) devizul general intocmit de proiectantul sau constructorul ales de utilizator;
- e) copia contractului de proiectare sau copia contractului de proiectare si executie, dupa caz, incheiat de catre utilizator, conform art. 44 alin. (4) lit. b) din *Regulament*, cu operatorul economic atestat, desemnat de catre acesta. In cazul in care contractul de executie nu a fost incheiat odata cu cel de proiectare, utilizatorul transmite operatorului de retea copia contractului de executie a instalatiei de racordare cu cel putin 3 zile lucratoare inainte de inceperea lucrarilor de executie a instalatiei de racordare.
- f) Imputernicirea acordata de utilizator operatorului economic atestat, desemnat conform prevederilor art. 34 alin. (4) din *Regulament* pentru semnarea contractului de racordare cu operatorul de retea in numele si pe seama utilizatorului si reprezentarea utilizatorului in relatia contractuala cu operatorul de retea pe toata perioada derularii contractului de racordare.
- g) in situatia in care terenul pe care urmeaza a fi amplasata instalatia de racordare este proprietate privata, pe langa documentele prevazute anterior, este necesara prezentarea **unei declaratii unilaterale in forma autentica a proprietarului imobilului -teren si/sau constructie- afectat de instalatia de racordare si, daca este cazul, de capacitatile deviate in vederea realizarii racordarii avand ca obiect: CEE+IS Topalu**
- (i) respectarea de catre acesta a exercitarii de catre OD, cu titlu gratuit, a drepturilor legale de uz si servitute prevazute de legislatia speciala in favoarea operatorului de retea, pe durata de existenta a instalatiei de racordare, in ipoteza in care instalatia de racordare/capacitatile energetice ce se vor devia in vederea realizarii racordarii afecteaza imobilul- teren/constructie a acestuia;
- (ii) obligatia de a prezenta orice documente (inclusiv contracte) ce ar putea fi solicitate ca fiind necesare de autoritatile publice competente pentru emiterea autorizatiei de construire pentru realizarea instalatiei de racordare/lucrarilor de deviere, din perspectiva drepturilor reale necesare pentru obtinerea autorizatiilor de construire

8. (1) Valoarea componentei tarifului de racordare corespunzatoare realizarii instalatiei de racordare, stabilita conform reglementarilor in vigoare la data emiterii prezentului aviz tehnic de racordare si explicitata in fisa de calcul anexata, este **14.612.592,17** lei, inclusiv TVA.
 - (1.1) Valoarea componentei tarifului de racordare corespunzatoare verificarii dosarului instalatiei de utilizare si punerii sub tensiune a acestei instalatii, stabilita conform reglementarilor in vigoare la data emiterii prezentului aviz tehnic de racordare si explicitata in fisa de calcul anexata, este **5.503,89** lei, inclusiv TVA.
 - (1.2) Valoarea costurilor de realizare a lucrarilor de intarire prevazute la pct. 3 lit. d) subpct. (i), stabilita conform reglementarilor in vigoare la data emiterii prezentului aviz tehnic de racordare si explicitata in fisa de calcul anexata, este **0** lei, inclusiv TVA.
 - (1.3) Valoarea costurilor de realizare a lucrarilor prevazute la pct. 3 lit. d) subpct. (ii), stabilita conform reglementarilor in vigoare la data emiterii prezentului aviz tehnic de racordare si explicitata in fisa de calcul anexata, este **1.804.545,750** lei, inclusiv TVA.
 - (1.4) Valoarea costurilor pentru achizitia si montarea grupului de masurare a energiei electrice sau, dupa caz, a blocului de masura si protectie, complet echipat, cu exceptia contorului de masurare a energiei electrice, care sunt suportate de catre producatori conform prevederilor art. 44 alin. (24) din Regulament, este **0,00** lei, inclusiv TVA.
 - (1.5) Valoarea medie a bransamentului pana la care operatorul de distributie ramburseaza prosumatorilor clienti casnici, persoane fizice autorizate, intreprinderi individuale, intreprinderi familiale si institutii publice, care se racordeaza la joasa tensiune, cheltuielile pentru proiectarea si executia bransamentului, stabilita conform reglementarilor in vigoare, este **0,00** lei.
- (2) Valoarea mentionata pentru tariful de racordare se actualizeaza la incheierea contractului de racordare, daca tarifele aprobate de Autoritatea Nationala de Reglementare in Domeniul Energiei, pe baza carora a fost stabilit, au fost modificate prin Ordin al presedintelui Autoritatii Nationale de Reglementare in Domeniul Energiei. Actualizarea in acest caz se face in conditiile stabilite prin Ordinul de aprobare a noilor tarife.
- (3) Daca tariful de racordare a fost stabilit integral sau partial pe baza de deviz general, acesta se actualizeaza la incheierea contractului de racordare in functie de preturile echipamentelor si/sau ale materialelor in vigoare la data incheierii contractului de racordare.
9. (1) Odata cu tariful de racordare, utilizatorul va plati operatorului de retea sau primului utilizator, dupa caz, conform prevederilor Regulamentului si ale contractului de racordare, suma de **0,00** lei fara TVA, stabilita in fisa de calcul anexata, drept compensatie banneasca
- (2) Utilizatorul va primi o compensatie banneasca daca la instalatia de racordare prevazuta la pct. 3 vor fi racordati si alti utilizatori, in conditiile si la termenele prevazute in reglementarile in vigoare.
- (3) Restituirea de catre utilizator a costurilor lucrarilor din categoria celor prevazute la pct. 3 lit. d) subpct. (ii) suportate de catre un prim utilizator, respectiv de catre utilizatori ale caror instalatii de utilizare au fost puse sub tensiune inaintea instalatiilor de utilizare proprii ale utilizatorului se realizeaza prin intermediul operatorului de retea, in conformitate cu prevederile Regulamentului si ale contractului de racordare.
- (4) Utilizatorul care opteaza, conform prevederilor pct. 11 alin. (5) lit. e), pentru achitarea costurilor care revin celorlalti utilizatori pentru aceleasi lucrari din categoria celor prevazute la pct. 3 lit. d) subpct. (ii) este indreptatit sa primeasca costurile respective prin intermediul operatorului de retea, in conformitate cu prevederile Regulamentului si ale contractului de racordare.
10. (1) (1) Garantiya financiara constituita de utilizator in favoarea operatorului de retea, in conformitate cu prevederile art. 31 din Regulament, este in valoare de **1.461.259,22** lei, inclusiv TVA, reprezentand 10% din valoarea tarifului de racordare, si a fost constituit sub forma de : **FILA CEC - BRMA1AV 0004210** .
- (2) Situatiile in care garantia financiara mentionata la alin. (1) poate fi executata de operatorul de retea si situatiile in care aceasta inceteaza/se restituie utilizatorului se prevad in contractul de racordare.
- (3) Suplimentar situatiilor prevazute conform alin. (2), operatorul de retea executa garantia financiara constituita de utilizator daca utilizatorul nu solicita in scris operatorului de retea incheierea contractului de racordare, cu anexarea documentatiei complete prevazute la art. 36 din *Regulament*, in termenul de valabilitate al prezentului aviz tehnic de racordare.
11. (1) Termenul posibil de realizare de catre operatorul de retea a lucrarilor de intarire este **0** zile lucratoare pentru lucrarile precizate la punctul 3 lit d) subpct.(i) si **conform Aviz CTE** zile lucratoare pentru lucrarile precizate la punctul 3 lit d) subpct.(ii).

- (2) Termenul si conditiile de realizare de catre operatorul de retea a lucrarilor de intarire precizate la punctul 3 lit d) se prevad in contractul de racordare.
 - (3) Necesitatea realizarii lucrarilor de intarire precizate la punctul 3 lit d) subpct.(ii) este influentata de aparitia locurilor de productie/de consum si de productie care au fost luate in considerare in calculele pentru regimurile de functionare ce au determinat lucrarile de intarire respective.
 - (4) Costurile pentru realizarea lucrarilor de intarire a retelei electrice care nu pot fi finantate de operatorul de retea in perioada imediat urmatoare sunt in valoare de **Conform Aviz CTE** lei, inclusiv TVA, pentru lucrarile precizate la punctul 3 lit d) subpct.(i) si **0,00** lei, inclusiv TVA, pentru lucrarile precizate la punctul 3 lit d) subpct.(ii) (se completeaza numai daca este cazul).
 - (5) In situatia in care, din urmatoarele motive: **nu sunt cuprinse in programul de investitii**, operatorul de retea nu are posibilitatea realizarii lucrarilor de intarire pana la data solicitata pentru punerea sub tensiune a instalatiei de utilizare, utilizatorul poate opta pentru una dintre urmatoarele variante:
 - a) renuntarea la realizarea obiectivului pe amplasamentul respectiv;
 - b) aminarea realizarii obiectivului pe amplasamentul respectiv, pana la finalizarea lucrarilor de intarire de catre operatorul de retea; in acest caz, utilizatorul si operatorul de retea incheie contractul de racordare cu obligatia operatorului de retea de a realiza lucrarile de intarire la termenul precizat la alin. (1).
 - c) dezvoltarea in etape a obiectivului cu incadrarea in limita de putere aprobata fara realizarea lucrarilor de intarire, precizata in tabelul de la punctul 2;
 - d) achitarea costurilor care revin operatorului de retea pentru lucrarile de intarire a retelei in amonte de punctul de racordare, in cazul in care motivul intirzierii se datoreaza faptului ca respectivele costuri nu sunt prevazute in programul de investitii al operatorului de retea. In conditiile in care utilizatorul opteaza pentru achitarea acestor costuri, respectivele cheltuieli i se returneaza de catre operatorul de retea printr-o modalitate convenita intre parti, ce urmeaza a fi prevazuta in contractul de racordare, cu exceptia cazului in care utilizatorul suporta costurile integral, prin tarif de racordare conform prevederilor pct. 12 alin. (4).
 - e) achitarea costurilor care revin celorlalti utilizatori pentru aceleasi lucrari din categoria celor prevazute la pct. 3 lit. d) subpct. (ii), in situatia in care locul de productie/consum si de productie este pus sub tensiune primul, cu recuperarea ulterioara a acestora de la ceilalti utilizatori, prin intermediul operatorului de retea.
12. (1) Pentru proiectarea si executarea lucrarilor din categoria prevazuta la pct. 3 lit. c), operatorul de retea incheie un contract de achizitie publica pentru proiectarea si/sau executarea de lucrari cu un operator economic atestat de autoritatea competenta, respectand procedurile de atribuire a contractului de achizitie publica.
- (2) Prin derogare de la prevederile alin. (1), contractul pentru proiectarea si/sau executarea lucrarilor din categoria celor prevazute la pct. 3 lit. c) se poate incheia prin una dintre urmatoarele modalitati:
 - a) de catre operatorul de retea cu un anumit proiectant si/sau constructor atestat, ales de catre utilizator, in conditiile in care utilizatorul cere in scris, explicit, acest lucru operatorului de retea, inainte de incheierea contractului de racordare;
 - b) de catre utilizator cu un anumit operator economic atestat, desemnat de catre acesta, in conditiile in care utilizatorul a notificat in scris, explicit, acest lucru operatorului de retea, inainte de incheierea contractului de racordare.
 - (3) Operatorul de retea proiecteaza si executa lucrarile prevazute la pct. 3 lit. d) cu personal propriu sau atribuie contractul de achizitie publica pentru proiectare/executare de lucrari unui operator economic atestat, respectand procedurile de atribuire a contractului de achizitie publica.
 - (4) Prin derogare de la prevederile alin. (3), contractul pentru proiectarea si/sau executarea lucrarilor din categoria celor prevazute la pct. 3 lit. d) se poate incheia de catre operatorul de retea si cu un anumit proiectant si/sau constructor atestat, ales de catre utilizator, in conditiile in care utilizatorul solicita in scris, explicit, acest lucru operatorului de retea, inainte de incheierea contractului de racordare. In acest caz, costul lucrarilor din categoria celor prevazute la pct. 3 lit. d) subpct. (i) se suporta integral de utilizator, prin tarif de racordare.
 - (5) In situatiile prevazute la alin. (2) si (4), tariful de racordare precizat la pct. 8 alin. (1) se recalculeaza conform prevederilor Regulamentului, corelat cu rezultatul negocierii dintre utilizator si proiectantul si/sau constructorul pe care acesta l-a ales. Operatorul nu are dreptul de a interveni in negocierea dintre utilizator si proiectantul si/sau constructorul pe care acesta l-a ales.
 - (6) Instalatiile rezultate in urma lucrarilor prevazute la pct. 3 lit. c) finantate de catre utilizatori sunt in proprietatea acestora si sunt exploatate de catre operatorul de retea, in baza unei conventii-cadru initiate de catre operator, avand ca obiect predarea in exploatare de catre utilizator operatorului a

- instalatiei de racordare receptionate si puse in functiune. Instalatiile rezultate in urma lucrarilor prevazute la pct. 3 lit. c) finantate de catre operatorii de retea sunt in proprietatea acestora.
- (7) Instalatiile rezultate in urma lucrarilor prevazute la pct. 3 lit. c) pentru racordarea la retea de joasa tensiune a prosumatorilor clienti casnici, a persoanelor fizice autorizate, a intreprinderilor individuale, a intreprinderilor familiale si institutiilor publice intra in proprietatea operatorului de distributie, in conformitate cu prevederile art. 51 alin. (3.5) din *Legea energiei electrice si a gazelor naturale nr. 123/2012*, cu modificarile si completarile ulterioare.
13. (1) Lucrarile pentru realizarea instalatiei de utilizare se executa pe cheltuiala utilizatorului, de catre o persoana autorizata sau un operator economic atestat potrivit legii, pentru categoria respectiva de lucrari, cu respectarea, dupa caz, a prevederilor art. 45 alin. (1) lit. a1) din *Legea energiei electrice si a gazelor naturale nr. 123/2012*, cu modificarile si completarile ulterioare. Valoarea acestor lucrari nu este inclusa in tariful de racordare.
- (2) Executantul instalatiei de utilizare, precum si utilizatorul vor respecta normele si reglementarile in vigoare privind realizarea si exploatarea instalatiilor electrice.
14. Utilizatorul, cu exceptia prosumatorului al carui loc de consum si de productie se racordeaza la retea electrica de joasa tensiune potrivit solutiei de racordare stabilite de operatorul de distributie in conformitate cu prevederile reglementarilor in vigoare, incheie conventia de exploatare prin care se precizeaza modul de realizare a conducerii operationale prin dispecer, conditiile de exploatare si intretinere reciproca a instalatiilor, reglajul protectiilor, executarea manevrelor, interventiile in caz de incidente.
15. (1) Cerintele standardelor de performanta pentru serviciile prestate de operatorul de distributie si de operatorul de transport si de sistem, dupa caz, referitoare la asigurarea continuitatii serviciului si la calitatea tehnica a energiei electrice reprezinta conditii minime pe care respectivul operator de retea are obligatia sa le asigure utilizatorilor in punctele de delimitare. Durata maxima pentru restabilirea alimentarii dupa o intrerupere este stabilita prin standardul de distributie sau standardul de transport, dupa caz. Pentru nerespectarea termenelor prevazute, dupa caz, de standardul de distributie sau de standardul de transport operatorii de retea acorda utilizatorilor compensatii, in conditiile prevazute de standardul respectiv.
- (2) In situatia in care racordarea este realizata prin doua (sau mai multe) instalatii, in cazul intreruperii accidentale a uneia dintre ele ca urmare a defectarii unui element al acesteia, in conditiile existentei si functionarii corecte a instalatiei de automatizare, durata maxima pentru conectarea celei de-a doua instalatii este cea corespunzatoare functionarii instalatiei de automatizare: Conform Standardului de Performanta.
- (3) Informatiile privind monitorizarea continuitatii si calitatii comerciale a serviciului de distributie sunt publicate si actualizate in fiecare an de catre operatorul de retea. Acestea sunt disponibile pentru consultare la adresa web: www.reteleelectrice.ro
- (4) Prosumatorii asigura accesul operatorului de retea in incinta/zona in care sunt amplasate instalatiile de productie pentru verificarea de catre operator a calitatii tehnice a energiei electrice livrate in retea, in aceleasi conditii cu cele prevazute in Procedura.
16. (1) In cazul in care utilizatorul detine echipamente sau instalatii la care intreruperea alimentarii cu energie electrica poate conduce la efecte economice si/sau sociale deosebite (explozii, incendii, distrugerii de utilaje, accidente cu victime umane, poluarea mediului etc.), acesta are obligatia ca prin solutii proprii, tehnologice si/sau energetice, inclusiv prin sursa de interventie, sa asigure evitarea unor astfel de evenimente in cazurile in care se intrerupe furnizarea energiei electrice.
- (2) In situatia in care, din cauza specificului activitatilor desfasurate, intreruperea alimentarii cu energie electrica ii poate provoca utilizatorului pagube materiale importante si acesta considera ca este necesara o siguranta in alimentare mai mare decat cea oferita de operatorul de retea, prezentata la punctul 15, el este responsabil pentru luarea masurilor necesare evitarii acestor pagube.
17. (1) In scopul asigurarii unei functionari selective a instalatiilor de protectie si automatizare din instalatia proprie, utilizatorul asigura accesul operatorului de retea pentru corelarea permanenta a reglajelor acestora cu cele ale instalatiilor din amonte.
- (2) Echipamentul si aparatajul prin care instalatia de utilizare se racordeaza la retea electrica trebuie sa corespunda normelor tehnice in vigoare in Romania, inclusiv *Normativului pentru proiectarea, executia si exploatarea instalatiilor electrice aferente cladirilor*, indicativ I7-2011, aprobat prin Ordinul ministrului dezvoltarii regionale si turismului nr. 2.741/2011.
18. (1) Utilizatorul va lua masurile necesare pentru limitarea la valoarea admisibila, conform normelor in vigoare, a efectelor functionarii instalatiilor si receptoarelor speciale (cu socuri, cu regimuri deformante, cu sarcini dezechilibrate, flicker etc.). Instalatiile noi se vor pune sub tensiune numai

- daca perturbatiile instalatiilor si receptoarelor speciale se incadreaza in limitele admise, prevazute de normele in vigoare.
- (2) Utilizatorul are obligatia de a participa la reglajul tensiunii/puterii reactive, conform reglementarilor tehnice in vigoare. In vederea reducerii consumului/evacuarii de energie reactiva din/in reseaua electrica, utilizatorul va lua masuri pentru compensarea puterii reactive necesare instalatiilor si/sau echipamentelor de la locul de productie/locul de consum si de productie. Neindeplinirea acestei conditii determina plata energiei electrice reactive tranzitate in punctul de delimitare, in conformitate cu prevederile reglementarilor in vigoare.
 - (3) In situatia de exceptie in care punctul de masurare nu coincide cu punctul de delimitare, cantitatea de energie electrica inregistrata de contor este diferita de cea tranzactionata in punctul de delimitare. In acest caz, se face corectia energiei electrice in conformitate cu reglementarile in vigoare. Elementele de retea cu pierderi, situate intre punctul de masurare si punctul de delimitare, sunt: -
 - (4) In cazul in care solutia de racordare pentru care a optat utilizatorul este cu limitare operationala a puterii evacuate, utilizatorul nu este indreptatit sa solicite si sa primeasca de la operatorul de retea despagubiri pentru energia electrica ce nu a fost produsa si livrata in retea pe perioada limitarii.
19. (1) Prezentul aviz tehnic de racordare este valabil pana la data emiterii certificatului de racordare pentru puterea aprobata pentru etapa finala, mentionata la punctul 2, daca nu intervine anterior una dintre situatiile prevazute la alin. (2).
- (2) Prezentul aviz tehnic de racordare isi inceteaza valabilitatea in urmatoarele situatii:
 - a) in termen de 12 luni de la emitere, daca nu a fost incheiat contractul de racordare;
 - b) la rezilierea contractului de racordare caruia ii este anexat.
 - c) la expirarea perioadei de valabilitate a acordurilor/autorizatiilor sau a perioadei de valabilitate a aprobarilor legale in baza carora a fost emis avizul tehnic de racordare;
 - d) in cazul in care documentele prevazute la art. 14 alin. (11) din Regulament se anuleaza printr-o hotarare judecatoreasca definitiva, emisa in perioada de valabilitate a avizului tehnic de racordare;
 - e) la incetarea valabilitatii acordurilor/autorizatiilor si/sau a aprobarilor legale in baza carora a fost emis avizul tehnic de racordare pentru orice temei, constatata prin hotarare judecatoreasca definitiva.
 - f) in situatia prevazuta la art. 36 alin. (6) din Regulament.
20. (1) Prezentul aviz tehnic de racordare se transmite solicitantului racordarii. In situatia in care utilizatorul a adresat cererea de racordare prin intermediul unui imputernicit, prezentul aviz tehnic de racordare se transmite atat solicitantului racordarii, cat si utilizatorului.
- (2) Solicitantul racordarii/Utilizatorul poate contesta prezentul aviz tehnic de racordare la operatorul de retea in termen de 30 de zile de la data comunicarii acestuia.
21. Alte conditii (in functie de cerintele specifice utilizatorului, posibilitatile oferite de caracteristicile si starea retelelor existente sau impuse de normele in vigoare)

Actualizarea Avizului Tehnic de Racordare nr. 09761288 din data 28/04/2023 actualizat in data 07/05/2025, actualizat la data 15/12/2025, s-a realizat in baza solicitarii utilizatorului nr. 28642196 din data 13/11/2025. In instalatia de utilizare se aduc modificari de natura tehnica fara depasirea puterii maxime simultane evacuate aprobate.

Instalatia de productie din interiorul parcului va fi compusa din:

- 7 turbine VESTAS V162 de 6.800 kW, avand o putere totala instalata de 47,600 MW;
- 630 elemente de stocare x 16,13 kwh = 10.161,9 kwh
- 50 invertoare LUNA 2000 -200 KTL-H1 x 200 kW = 10.000 kW

- **Puterea servicii interne si consum propriu este de 600 kW**

- **Pierderi in elementele de retea aflate intre generator si punctul de delimitare = 1004 kW**

**Puterea maxim evacuata de CEE Topalu este de: Puterea maxim evacuata in PCC : 46,146 MW
Pmaxima aparenta simultan evacuata in punctul comun de cuplare : Sevacuata = Pevacuata /0,9 = 51,273 MVA**

Lucrari de intarire comune (generale) determinate de necesitatea asigurarii conditiilor tehnice in vederea evacuarii puterii aprobate pentru CEE + IS Topalu:

A) Realizarea lucrarilor de intarire pentru respectarea criteriului cu N elemente in functiune in RED 110 kV: nu este cazul

B) Realizarea lucrarilor de intarire pentru respectarea criteriului cu N-1 elemente in functiune in RED/RET:

**- Realizare instalatie automata de limitare/deconectare a puterii generate de CEE + IS Topalu.
Pentru eliminarea suprasarcinilor in vederea respectarea criteriului N-1 elemente in functie se vor folosi echipamente pentru limitarea/deconectarea puterii evacuate din CEE + IS Topalu pentru**

elementele de retea din „Contingenta periculoasa” descrise in tabelul de mai jos:

Varianța 2
TABELUL 2

Contingentă periculoasă	Element Sensibil	Pevacuat CEE + IS Topalu
RED		
Transformator 400/110 kV Gura Ialomitei	LEA 110 kV Slobozia Sud – Dragoș Voda	0
	LEA 110 kV Dragoș Vodă – Vlad Țepeș	0
	LEA 110 kV Vlad Țepeș – Lehliu Gară	0
	LEA 110 kV Lehliu Gară – Lehliu	0
	LEA 110 kV Slobozia Sud – Tandarei	0
AT 220/110 kV Mostistea	LEA 110 kV Tamadau - Lehliu	0
	LEA 110 kV Solex – Fundulea	0
	LEA 110 kV Fundulea - Tamadau	0
LEA 110 kV Slobozia Sud – Gura Ialomitei	LEA 110 kV Slobozia Sud – Tandarei	0
LEA 110 kV Tandarei - Gura Ialomitei	LEA 110 kV Slobozia Sud – Tandarei	0
LEA 110 kV Slobozia Sud – Tandarei	LEA 110 kV Tandarei - Gura Ialomitei	0
LEA 110 kV Calarasi - Dragalina	LEA 110 kV Slobozia Sud – Gura Ialomitei	0
	LEA 110 kV Slobozia Sud – Dragoș Voda	0
	LEA 110 kV Dragoș Vodă – Vlad Țepeș	0
RET		
LEA 400 kV Stalpu - Teleajen	LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomitei	0
LEA 400 kV București Sud – Pelicanu	LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomitei	0
	LEA 400 kV Stalpu - Teleajen	0
LEA 400 kV Pelicanu - Cernavoda	LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomitei	0
	LEA 400 kV Stalpu - Teleajen	0
LEA 400 kV Teleajen - Brazi	LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomitei	0
LEA 400 kV Gutinaș - Brașov	LEA 220 kV Dumbrava - Stejaru	0
	LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomitei	0
	LEA 220 kV Fântânele - Gheorgheni	0
	LEA 220 kV Fântânele - Ungheni	0
	LEA 400 kV Teleajen - Brazi	0
	LEA 400 kV Stalpu - Teleajen	0
LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomitei	LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni	0

- Pentru implementarea automatizării de sistem se monteaza comunicatia prin 4G LAN dintre PLC urile din statiile Tandarei, Slobozia Sud, Calarasi, Dragalina, Gura Ialomitei, Mostistea ,Pelicanu, Bucuresti Sud, Teleajen, Brazi, Stilpu, Cernavoda, Brasov, Gutinas.
- In varianta 2 de racordare, CEE + IS Topalu este conditionata PIF de realizarea lucrarilor de intarire din planul de dezvoltare RET etapa 2025, si de realizarea automatizării de deconectare pentru respectarea criteriului N-1 elemente in functie RED/RET.
- Centralele formate din grupuri generatoare si intalatiile de stocare trebuie sa respecte cerintele tehnice de proiectare, racordare si de functionare prevazute dupa caz, in Codul Tehnic al Retelei Electrice de Transport, Codul Tehnic al Retelelor Electrice de Distributie, Ord. 208/2018 si Ord 51/2019 si Ord 3/2023.

Datele inregistrate care necesita verificarea in timpul functionarii: puterea produsa de CEE, parametrii de calitate a energiei electrice produse, conform Ordinului Ordinului 208/2018 Cerinte generale pentru centralele formate din module generatoare, de categorie D. Punerea in functiune si darea in exploatare a unui grup generator se va face numai dupa realizarea probelor de functionare prin care se demonstreaza capacitatea grupului/ centralei de a indeplini conditiile impuse prin prezentul aviz si prin Codul Tehnic al Retelei Electrice de Transport, Codul Tehnic al Retelelor Electrice de Distributie, Ord. 208/2018 si Ord. 51/2019 si dupa integrarea in sistemul SCADA al operatorului de retea si transmiterea la acesta a rezultatelor probelor conform tabelelor date si conform procedurilor elaborate de operatorul de retea si transmiterea la acesta a rezultatelor probelor conform tabelelor date si conform procedurilor elaborate de operatorul de retea:

- Probele prevazute sau stabilite dupa caz, conform Codului Tehnic al Retelei Electrice de Transport; -

Codului Tehnic al Retelelor Electrice de Distribuție, Ord.208/2018 și Ord.51/2019;

- Utilizatorul trebuie să asigure sistemul de comunicații compatibil cu sistemul EMS-SCADA al DEN, inclusiv partea de comunicație pe F.O. Proiectul tehnic de integrare a sistemului de comunicații al CEE în sistemul EMSSCADA al DEN se va aviza la CNTEE Transelectrica S.A. - Operatorul de Transport și de Sistem;

- Începerea probelor și verificărilor de punere în funcțiune este condiționată de avizarea la UNO – DEN a proiectului de integrare în SCADA care să cuprindă și să respecte conceptul de conducere prin dispecer a CEE dispecerizabile iar punerea în funcțiune a centralei poate avea loc numai în

condițiile în care CEE este integrată în sistemul SCADA - DEN, iar rezultatele probelor funcționale, dovedesc respectarea acestor cerințe impuse CEE;

- Efectuarea testelor de verificare și acceptare a punerii în funcțiune, integrarea în sistemul EMS - SCADA al DEN sunt cerințe obligatorii pentru acordarea acceptului de PIF și darea în exploatare a CEE.

Indicatorii de siguranță și continuitate, în punctul de delimitare, conform documentației vor avea următoarele valori:

Punct delimitare	Durata medie de insucces (ore/an)	Nr max de intreruperi	Durata maximă de restabilire (ore)
Varianta 2	2,1	1	3.4

Valorile indicatorilor de siguranță și continuitate calculați în punctul de delimitare de către elaboratorul studiului de soluție vor fi incluse în contractul de distribuție. Sistemul de protecție al rețelei de 110 kV este structurat și coordonat pentru a realiza eliminarea selectivă a defectelor.

Acesta nu are scopul de a proteja instalațiile utilizatorului. În consecință, protecția propriilor instalații revine exclusiv utilizatorului. În conformitate cu Ord.59/2013 cu modificările și completările ulterioare, art.21, alin.1, emiterea Avizului Tehnic de Racordare se va realiza cu respectarea avizului CTES emis de către CNTEE Transelectrica .

CNTEE TRANSELECTRICA SA, în calitate de Operator de Transport și de Sistem, prin Dispecerul Energetic Național (DEN), are dreptul ca în situația în care siguranța funcționării SEN în ansamblu o impune, să dispună deconectarea și/sau realizarea de instalații care să asigure declansarea centralei pe criteriile dictate de siguranța SEN.

Prin grija utilizatorului se vor obține acordurile, în original, autentificate de un notar public, pentru exercitarea de către REȚELE ELECTRICE ROMANIA SA a drepturilor de uz, suprafețe și servitute asupra terenurilor afectate de instalația de racordare. În cazul în care, prin măsurătorile de calitate a energiei electrice se dovedește că CEE nu se încadrează în limitele calculate sau solicitate, aceasta va întreprinde acțiunile necesare pe propria cheltuială.

- ***Pana la încadrarea în cerințele de calitate, CEE nu va funcționa. Perturbațiile introduse vor fi compensate prin măsuri corespunzătoare de către CEE. După punerea în funcțiune a CEE, este necesară efectuarea de măsurători pentru verificarea încadrării în limitele normate atât pentru fenomenul de flicker, cât și pentru regim deformant (armonici). În cazul în care nu sunt respectate condițiile de calitate a energiei electrice, se impune luarea de măsuri locale pentru încadrarea indicatorilor de calitate în limitele normate; lucrările necesare pentru încadrarea indicatorilor de calitate a energiei electrice în limitele normate, se vor realiza pe cheltuiala Beneficiarului.***
- ***Producătorul va fi conectat la rețea numai după încheierea unei convenții de exploatare care va prevedea inclusiv condițiile de deconectare a acestuia de la rețeaua de distribuție pentru lucrări de mentenanță și investiții realizate de către OD Documentația fază TP, PTE aferentă lucrărilor de racordare pentru soluția acceptată va fi supusă analizei și avizării la REȚELE ELECTRICE ROMANIA SA .***

Instalatia de stocare

- va respecta Ordinul 3/2023 "NORMA TEHNICA privind cerintele tehnice de racordare la retelele electrice de interes public pentru instalatiile de stocare a energiei electrice si procedura de notificare pentru racordarea instalatiilor de stocare a energiei electrice", iar punerea sub tensiune se va face in conformitate cu e Norma tehnica "Conditii tehnice de racordare la retelele electrice de interes public pentru procesului de punere sub tensiune pentru perioada de probe a unitatilor generatoare prevazute in Ord. ANRE nr.51/2019,"Procedura de notificare pentru racordarea unitatilor generatoare si de verificare a conformitatii unitatilor generatoare cu cerintele tehnice privind racordarea unitatilor generatoare la retelele electrice de interes public" . Punerea sub tensiune a instalatiilor de utilizare pentru perioada de probe se va face in conformitate cu prevederile Sectiunii 7 din Ordinul nr. 59/2013 .

Se va prevedea in instalatia utilizatorului un sistem de management al centralei care sa permita reducerea puterii centralei, astfel incat sa nu se depaseasca puterea solicitata prin cererea de racordare. Dispozitivul General va fi prevazut cu o protectie de putere maximala directionata cu comanda de declansare catre Dispozitivul de Interfata, in cazul depasirii puterii aprobate.

"Punerea sub tensiune a instalatiilor de utilizare pentru perioada de probe se va face in conformitate cu prevederile Sectiunii 7 din Ordinul nr. 59/2013 astfel cum acesta este modificat la data prezentului, iar emiterea certificatului de racordare se va face in conformitate cu prevederile Sectiunii 8 din Ordinul nr. 59/2013 astfel cum acesta este modificat la data prezentului."

Responsabil RETELE ELECTRICE ROMANIA S.A.
Director General
Peste Mihai Constantin

Intocmit
Horțu Laura Maria



FISA DE CALCUL A TARIFULUI DE RACORDARE

SS/FS nr. 28642196

Denumire: Construire CEE Topalu si montare baterii

Elaborator:

1. Solicitant: DUNAREA POWER SRL
2. Loc productie/consum si productie: STR. Extravilan, FN, loc.Topalu , jud. Constanta
3. Valoarea tarifului de racordare T (cu TVA):

	(fără TVA) lei	TVA lei	(cu TVA) lei
TR	10.758.439,10	2.044.103,43	12.802.542,53
TI	1.516.425,00	288.120,75	1.804.545,75
TU	4.625,12	878,77	5.503,89
TOTAL T (TR +TI+TU)	12.279.489,22	2.333.102,95	14.612.592,17

TI - Componenta tarifului de racordare corespunzatoare cotei de participare la finantarea lucrarilor de Intarire a retelei electrice,necesare pentru evacuarea puterii aprobate utilizatorilor

TR - Componenta tarifului de racordare corespunzătoare realizării instalației de racordare

TU - Componenta tarifului de racordare corespunzătoare:

- a) verificării dosarului instalației de utilizare si punerii sub tensiune a acestei instalații;
- b) verificării și certificării conformității tehnice a centralei electrice cu cerințele normelor tehnice in vigoare.

Calcul componenta TI : 1.516.425,00 lei fara TVA

Execuție [lei fără TVA]	Proiectare [lei fără TVA]	Alte Costuri [lei fără TVA]	Total [lei fără TVA]
9.759.100,00	175.000,00	824.339,10	10.758.439,10

**Valoarea componentei TR:**

Obiect	Descriere Componenta	C+M	Cantitate	Unit	Total
11699703	PN111000-RETEA LEA IT	X	9.759.100	NUM	9.759.100,00
11699703	SN80080-Taxe autorizatii,taxe Casa Constr, Insp		136.000	NUM	136.000,00
11699703	SN80103-proiectare si/sau conducere lucrari		175.000	NUM	175.000,00
11699703	IPATR C-ATR C Asist tehn racordare clienti NUM		500	NUM	75.000,00
	Furnizare date energetice/avizare CTE lucrari-utilizatori IT		0		2.484,00
	Cote & Taxe		0		107.350,10
	Cheltuieli diverse si neprevazute		0		503.505,00
TOTAL					10.758.439,10

4. Valoare lucrari de intarire :

- i) Valoare lucrari de intarire determinate de necesitatea asigurarii conditiilor tehnice in vederea evacuarii puteri aprobate
exclusiv pt locul de productie : 1.516.425,00 lei fara TVA
- ii.) Valoare lucrari de intarire pentru crearea conditiilor tehnice necesare racordarii mai multor locuri de productie
0,00 Lei fara TVA

5. Valoarea compensației bănești ce se cuvine primului utilizator
atașată 0,00 lei fără TVA;

(unde este cazul) conform fisa de
calcul

6. Valoare lucrări deviere necesare racordării:

0 lei fără TVA

Verificat: Petrica NEMES

Întocmit: Ionut-Silvian BASTON

Data: 25.11.2025