Proiect nr. HVAC_D55/2025

Revizia 1

Racordare la SEN parc fotovoltaic la sol, jud. Tulcea, Mun. Tulcea

STUDIU DE SOLUTIE

Denumire lucrare: Racordarea la SEN a Centrală electrică fotovoltaică UAT Tulcea amplasată în județul Tulcea, Mun. Tulcea, str. Intravilan, nr. cadastral 32461

Beneficiar: RETELE ELECTRICE ROMANIA

Solicitant: UAT Municipiul Tulcea

Proiectant: Sisteme de Ventilatie HVAC S.R.L. Constanta

Faza: Studiu de solutie

FOAIE DE SEMNATURI

APROBAT: ing. Catalin TUDOR

VERIFICAT: ing. Cristian Turcan

PROIECTAT: ing. Victor Baltag

CUPRINS

1. SCOPUL LUCRARII 5
2. DATE GENERALE 5
2.1 Date de identificare 5
2.2 Date asupra obiectivului 5
2.3 Date energetice 5
2.4 Cadrul legal pentru elaborarea studiului 8
3. SITUATIA ENERGETICA ACTUALA A ZONEI IN CARE VA FI AMPLASAT NOUL PRODUCATOR/PROSUMATOR 9
3.1 Situatia existenta 9
3.1.1 Surse de putere 9
3.1.2 Retele electrice 15
3.1.3 Consumuri de putere 16
3.1.4 Analiza situatiei energetice de perspectiva in zona pentru orizontul apropiat (etapa de analiza 2028) si orizontul indepartat (2033) 18
3.1.5 Surse de putere 2028 si 2033 18
3.2 Retele electrice 2028 si 2033 20
3.3 Consumuri de putere 2028 si 2033 21
4. VARIANTE DE RACORDARE LA SEN A NOULUI PRODUCATOR/ PROSUMATOR . 21
5. CALCULUL REGIMURILOR STATIONARE PENTRU ETAPELE ORIZONT APROPIAT 2028 SI ORIZONT DEPARTAT 2033 24
5.1 Consideratii generale 24
5.1.1 Construirea regimurilor medii de bază (RMB) 25
5.1.2 Construirea regimurilor de dimensionare (RD) 26
5.1.3 Regimul de dimensionare 27
5.2 Etapa 2028 Palier VDV (RD) 28
5.3 Concluziile analizei de sistem 29
6. ANALIZA SOLUTIILOR DE RACORDARE SUB ASPECTUL IMPACTULUI NOII CENTRALE ASUPRA RETELEI ELECTRICE DE MEDIE TENSIUNE EXISTENTE (VERIFICARI PENTRU RACORDARE) 30
6.1 Calculul nivelului de siguranta al retelei in punctul de delimitare dintre instalatiile producator/prosumatorului si ale operatorului de retea 34
6.1.1 Calculul aportului la curentul de scurtcircuit şi conditii tehnice pentru echipamentele de comutatie şi protectie 36
6.2 Calculul curentului capacitiv 36

6.3 Pierderile suplimentare de putere in SEN si RED, ca urmare a racordarii noii centrale 37
6.4 Calculul limitei de putere reactiva produsa de noua centrala 38
6.5 Participarea la reglajul tensiunii in zona 38
7. COMPARAREA ECONOMICA POSIBILE DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC DE RACORDARE A NOULUI PRODUCATOR/PROSUMATOR 38
7.1 Evaluarea investitiilor 38
7.2 Calculul Tarifului De Racordare 39
8. CERINTE TEHNICE PENTRU NOUL PRODUCATOR/PROSUMATOR 41
8.1. Cerinte tehnice de functionare si cerinte privind racordarea (functionarea in conditii normale si de variatie a frecventei in SEN si a nivelului de tensiune local) 41
8.2. Cerinte tehnice de monitorizare si reglaj, inclusiv interfata noicapaci surse cu sistemul SCADA si de telecomunicatii (inclusiv modalitatea de transmitere de date - semnalizari si masuri - la dispecer si incadrarea in conducerea operativa a RET) 42
8.3. Cerinte tehnice pentru sistemele de masurare energie electrica (inclusiv cerinte de securitate si regimul de proprietate asupra componentelor) 44
8.4. Cerinte privind compensarea prin masuri proprii, local, in vederea reducerii circulatiei de energie reactiva. 44
9. CONCLUZII 44

Abrevieri

RMB – Regim mediu de baza **MT – Medie Tensiune**

RD – Regim de dimensionare **IT – Inalta Tensiune**

ATR – Aviz tehnic de racordare

CR – Cerere de racordare

VDV – Varf Dimineata Vara

VDI – Varf Dimineata Iarna

VSI – Varf Seara Iarna

GNV – Gol Noapte Vara

OTS – Operator de Transport si de Sistem

OD – Operator de Distributie

SEN – Sistem Energetic Nationat

RED – Retea Electrica de Distributie

RET – Retea Electrica de Transport

Ti – Tarif de intarire

Tr – Tarif de racordare

Tu – Tarif de utilizator

CEF – Centrala Electrica Fotovoltaica

LEA – Linie Electrica Aeriana

LES – Liinie Electrica Subterana

PIF – Punere In Functiune

SS – Studiu de Solutie

D.C - dublu circuit

ANRE – Autoritatea Nationala de Reglementare in Domeniul Energetica

Studiu de solutie (SS) pentru lucrarea:
CEF UAT Tulcea 2MW, Mun. Tulcea, jud. TULCEA

1. SCOPUL LUCRARII

Prezenta lucrare reprezinta studiul de solutie pentru racordarea unei centrale fotovoltaice la SEN, avand puterea instalată de 2 MW, amplasata in zona municipiului Tulcea, judetul Tulcea, nr. cadastral 32461. Acest studiu are ca si scop analiza variantelor de racordare CEF la SEN, dar si stabilirea si verificarea tuturor implicatiilor solutiilor de racordare, atat in ceea ce priveste eventualele restrictii pe care le impune reteaua, cat si in privinta efectului conectarii sale asupra RET/RED.

2. DATE GENERALE

2.1 Date de identificare

Numar proiect: HVAC_D55/2025
Denumire lucrare: Racordarea la SEN a Centrală electrică fotovoltaică UAT Tulcea amplasată în județul Tulcea, municipiul Tulcea, str. Extravilan, nr. cadastral 32461
Beneficiar: RETELE ELECTRICE ROMANIA
Investitor/Utilizator (Producator): UAT Municipiul Tulcea
Elaborare documentatie: Sisteme de Ventilatie HVAC S.R.L., cu sediul in jud. Constanta, str. Remus Opreanu, nr. 8, bl. A1, et. parter, email: office@sistemehvac.ro, tel. 0726 882 970
Termen de punere in functiune: 2027

2.2 Date asupra obiectivului

Amplasament CEF UAT Tulcea este amplasata in intravilanul Municipiului Tulcea, judetul Tulcea.
Categoria de importanta: C (constructii de importanta normala - conform H.G. nr.766/1997 privind aprobarea unor reglementari privind calitatea in constructii si clasa de importanta III, conform prevederilor P100-1-2006).
Schema instalatiei CEF UAT Tulcea este o investitie noua.

2.3 Date energetice

Conform Regulamentului privind stabilirea solutiilor de racordare a utilizatorilor la retelele de interes public, aprobat cu Ordinul ANRE nr.102/2015, centrala electrica fotovoltaica face parte din clasa D, avand puterea maxima evacuata in punctul de delimitare cuprinsa intre 0,1MVA si 2,5MVA.

Clasa	Puterea maxima absorbita/evacuata(MVA)
A	Peste 50MVA
B	7,5-50MVA
C	2,5-7,5MVA
D	**0,1-2,5MVA**
E	0,03-0,1MVA
F	Sub 0,03MVA

Din punct de vedere al puterii instalate si al tensiunii punctului de racordare, noul producator este clasificat in categoria B conform Ord ANRE nr. 79/2016 privind clasificarea unitatilor generatoare si a centralelor electrice.

Categoria semnificativa	**Tensiunea punctului de racordare U (kV) si puterea instalata P (kW, MW) a unitatii generatoare / centralei electrice**
Categoria A	U < 110kV şi 0.8 kW ≤ P < 1 MW
Categoria B	U < 110kV şi 1 MW ≤ P < 5 MW
Categoria C	U < 110kV şi 5 MW ≤ P < 20 MW
Categoria D	U ≥ 110kV şi P ≥ 20 MW sau U ≥ 110kV şi P < 20 MW sau U < 110kV şi P ≥ 20 MW

Grupurile generatoare folosite vor fi conforme cu cerințele Ordinului ANRE nr. 208/14.12.2018 pentru aprobarea „Normei tehnice privind cerinţele 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)” (ANEXA 4).
Pana la punerea in functiune utilizatorul trebuie sa furnizeze operatorului de transport rezultatele testelor de conformitate, dovedite prin certificate de verificare recunoscute pe plan european, realizate de un organism de certificare autorizat.

Centrala electrica fotovoltaica va fi realizata folosind:

- 3.480 panouri fotovoltaice de tip monocristaline, avand puterea maxima de 0,575 kW, rezultand o putere totala instalata in panouri de 2,001 MW
- 8 invertoare de puterea nominala de 225 kW
- 2 invertoare de puterea nominala de 100 kW

rezultand o putere totala instalata in invertoare de 2 MW.

Modulele fotovoltaice apartinand noii CEF prezinta urmatoarele caracteristici:

Nr.crt	**Nr. panouri**	**P_i (c.c) [kW]**	**$P_{i\ total}$ (c.c) panouri [kW]**	**Nr. invertoare**	**Putere activa nominala invertor [kW]**	**P_{max} debitat (c.c) [kW]**	**Capacitate Baterii de acumulatoare [kW]**
1.	3.480	0,575	2.001	8	225	1.800	0
2.	-	-	-	2	100	200	0
Total	3.480	0,575	2.001	10	-	2.000	0

P_i = putere activa instalata [kW]
P_{max} = putere activa maxima [kW]

U_n = tensiune nominala [V]

Valoarea puterii maxime evacuate in PCC si a puterii aparente simultan evacuata in PCC sunt prezentate in urmatorul tabel:

	Valoare	Unitate de masura
$P_{i\ total}$	2	MW
$P_{abs/SI}$	30	kW
cosφn	0,9	
U	20	kV
F	50	Hz
$\Delta P_{pierderi\ totale}$	0,04	MW
$P_{evacuata}$	1,93	MW
$S_{evacuata}$	2,144	MVA

$P_{i\ total}$ = puterea instalata in grupurile generatoare
P_{abs} = puterea absorbita de receptoarele de la locul de consum si de producere si/sau serviciile interne ale centralei (conform cererii de racordare) [kW]
cosφn = factorul de putere pentru
U = tensiunea de utilizare [kV]
F= frecventa [Hz]
$\Delta P_{pierderi\ totale}$ = pierderi in elementele de retea aflate intre generator si punctul de delimitare [MW]
$P_{evacuata}$ = puterea maxim evacuata in PCC [kW]
$S_{evacuata}$ = puterea maxima aparenta simultan evacuata in PCC [kVA]
PCC= punct comun de cuplare

Formulele folosite in realizarea calculelor sunt:
$\Delta P_{pierderi\ totale}$ = 2% din puterea instalata
$P_{evacuata} = P_{instalat} - \Delta P_{pierderi\ totale} - P_{abs}$
$S_{evacuata} = P_{evacuata} / cos\varphi$

$\Delta P_{pierderi\ totale}$ = 2% 2.000 = 40 kW
$P_{evacuata}$ = 2.000 – 40 – 30 = 1.930 kW
$S_{evacuata}$ = 1.930 / 0.9 = 2.144,44 kVA

Invertoarele folosite vor fi conforme cu cerintele si normele Ordinului ANRE nr. 208/14.12.2018 pentru aprobarea „Normei tehnice privind cerinţele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare si centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg)”.
Rezultatele testelor de conformitate vor fi furnizate operatorului de transport de catre utilizator pana la punerea in functiune a proiectului. Aceste rezultate vor fi dovedite prin certificate de verificare recunoscute pe plan european, realizate de organizatii autorizate.

2.4 Cadrul legal pentru elaborarea studiului

- Legea energiei electrice nr. 123/2012, cu modificarile si completarile ulterioare;
- Legea nr. 220/2008 – Legea pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie cu modificarile si completarile ulterioare, republicata;
- Ordinul ANRE 59/2013 – pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la retelele electrice de interes public cu modificarile si completarile din Ordinul ANRE nr.81/2022;
- Ordinul ANRE 102/2015 - pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea solutiilor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public modificat si completat de ordinul ANRE 733/2019;
- Ordinul ANRE nr. 128/2008 – Codul Tehnic al retelelor electrice de distributie cu modificarile si completarile ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 20/2004 - Codul Tehnic al Retelei Electrice de Transport cu modificarile si completarile ulterioare;
- Ordinul ANRE nr.11 / 2014 - pentru aprobarea Metodologiei pentru stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public, cu modificarile si completarile aprobate cu ordinul ANRE nr.87/2014 si Ordinul ANRE nr.21/2022;
- Ordinul ANRE nr. 141/2014 - pentru aprobarea Aprobarea tarifelor specifice si a indicatorilor specifici utilizati la stabilirea tarifelor pentru racordarea utilizatorilor la retelele electrice de interes public cu modificările si completarile din ordinul ANRE nr.113/2018 si cu ordinul ANRE nr.22/2022
- Ordinul ANRE nr. 79/2016 pentru aprobarea clasificarii unitatilor generatoare si a centralelor electrice;
- Ordinul ANRE nr. 208/2018 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerintele tehnice de racordare la retelele electrice de interes public pentru modulele generatoare, centralele formate din module generatoare si centralele formate din module generatoare offshore (in larg);
- Ordinul ANRE nr. 51/2019 privind aprobarea Procedurii 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;
- Ordinul ANRE nr. 46/2021 pentru aprobare a Standardului de performanta pentru serviciul de distributie a energiei electrice, cu modificarile si completările din Ordinul ANRE nr. 64/2022;
- Ordinul ANRE nr. 12/2016 pentru aprobarea Standardului de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice si pentru serviciul de sistem cu modificarile si completarile din Ordinul ANRE nr. 36/2021;
- Ordinul ANRE nr. 1/2019 pentru aprobarea documentului „Propunerea tuturor operatorilor de transport si de sistem privind cerintele organizationale cheie, rolurile si responsabilitatile (KORRR) pentru schimbul de date in 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. 233/2019 privind aprobarea Metodologiei pentru schimbul de date intre operatorul de transport si de sistem, operatorii de distributie si utilizatorii de retea semnificativi cu modificarile si completarile din Ordinul ANRE nr. 21/2023;
- Ordinul ANRE nr. 46/2021 privind aprobarea Standardului de performanta pentru serviciul de distributie a energiei electrice cu modificarile si completarile din Ordinul ANRE nr. 64/2022;
- Ordinul ANRE nr. 141/2014 - Ordin pentru aprobarea tarifelor specifice si indicilor specifici utilizati la stabilirea tarifelor de racordare a Utilizatorilor la retelele electrice de interes public, cu modificarile si completarile din Ordinul ANRE nr. 22/2022;
- Ordinul ANRE nr. 74/2014 – pentru aprobarea Continutului cadru al avizelor tehnice de racordare cu modificarile si completarile din Ordinul ANRE nr. 82/2022;

- Ordinul ANRE nr. 87/2014 – pentru modificarea si completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public aprobata prin Ordinul ANRE nr. 11/2014;
- Ordinul ANRE nr. 3/2023 pentru aprobarea Normei tehnice privind ceritele 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.
- PE 134/1995 Normativ privind metodologia de calcul a curentilor de scurtcircuit in retele electrice cu tensiunea peste 1 kV;
- Reguli aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de baza si a regimurilor de dimensionare utilizate in studiile de solutie de racordare a centralelor/grupurilor;

3. SITUATIA ENERGETICA ACTUALA A ZONEI IN CARE VA FI AMPLASAT NOUL PRODUCATOR/PROSUMATOR

3.1 Situatia existenta

Noua centrala va fi amplasata in intravilan localitatii Tulcea, jud. Tulcea.
Pentru identificarea solutiei de racordare a fost analizata reteaua 20/110kV din zona de Sud-Est a SEN.

3.1.1 Surse de putere

Conform https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/productie, principalele surse de putere existente in zona analizata, sunt:

Centrala	Nr. grupuri	Pinst [MW]
CET CC Palas	1	1x42
CNE Cernavoda	2	2x700
CEE Fantanele Est	-	85
CEE Fantanele Vest	-	262,5
CEE Cogealac	-	252,5
CEE Targusor	-	119.6
CEE N. Balcescu - CEE Targusor	-	59.8
CEE Crucea, CEE Vulturu	-	108
CEE Dorobantu	-	84
CEE Casimcea Sud 2	-	75,9
CEE Ventus Nord 2	-	69
CEE Alpha Wind Nord	-	81.3
CEE Facaeni	-	132
CEE Baleni	-	50
CEE Corugea	-	70
CEE Salbatica 1	-	70
CEE Salbatica 2	-	70
CEE Pestera	-	90
CEE Pantelimonu	-	123
CEE Cernavoda 1	-	69
CEE Cernavoda 2	-	69
CEE Mireasa	-	50

CEE Mihai Viteazu	-	80
CEE Chirnogeni	-	76
CEE Cobadin	-	50

In ceea ce priveste sursele regenerabile, au fost emise in zona analizate Contracte de Racordare, respectiv Avize Tehnice de Racordare dupa cum urmeaza (conform https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/avize-contracte si listelor Retele Electrice Dobrogea din 31.05.2025)

Nr. crt	Data emitere ATR . CR	Statut	Nr. ATR/CR	Tip centrala	Denumirea lucrarii+adresa	Judet	Putere instalata centrala (MW)	Punct racordare
1	25.11.2024	ATR	25080078	CEE	CEE + sistem BESS de stocare a energiei electrice	TULCEA	10	A20 11003-CISMEAUA NOUA TL
2	12.02.2025	ATR	25669609	CEE+IS	CEE + Sistem de Stocare a Energiei Electrice de tip BESS	TULCEA	13,500-IS; 27-CEE	TOPOLOG 110/20 KV
3	06.07.2024	ATR	18170146	CEF	CEF Topolog 7	TULCEA	6,5	TOPOLOG 110/20 KV
4	16.07.2024	ATR	18169383	CEF	CEF Daeni 2500 kW-producator	TULCEA	2,5	A20 10702-OSTROV TL
5	13.08.2024	ATR	18971143	CEF	CEF 1047,84 KW-producator	TULCEA	0,92	A20 9219-MARMURA TL
6	22.08.2024	ATR	18202141	CEF	CEF 3 MW-producator	TULCEA	2,975	A20 10302-TRAIAN TL
7	11.11.2024	ATR	20636306	CEF	CEF CATALOI 1	TULCEA	4,2	S20 9306-TULCEA VEST TL
8	04.11.2024	ATR	18068779	CEF	CEF 1 TULCEA	TULCEA	1,5	A20 9300-TULCEA VEST TL
9	27.12.2024	ATR	24925141	CEF	Parc fotovoltaic	TULCEA	2,4	A20 10100-ISACCEA TL
10	11.03.2025	ATR	26025550	CEF	Centrala electrica mixta Blue 2- Bestepe-7,75 MW-CEED+CEF+BS 2MW	TULCEA	7,75	A20 10004-SARINASUF TL
11	28.03.2025	ATR	19064086	CEF	CEF 839 kW - S.C. DIVINE SOLAR	TULCEA	0,77	A20 9304-TULCEA VEST TL

					ENERGY S.R.L.			
12	17.04.2025	ATR	26335711	CEF	CEF+ Instalatie de stocare - 6MW/12,096 MWh	TULCEA	6,3	S20 10107-ISACCEA TL
13	30.04.2025	ATR	17267570	CEF	Centrala Electrica Fotovoltaica Blue 1	TULCEA	2,925	A20 10000-SARINASUF TL
14	13/10/2023	ATR	14108910	CEF	Parc fotovoltaic Niculitel - 23,760 MW	TULCEA	23,76	LEA 110KV TULCEA VEST-ISACCEA
15	28.08.2024	ATR	19538249	CEF	CEF + IS	TULCEA	4,5	S20 9303-TULCEA VEST TL
16	06.11.2024/ Actualizat 03.01.2025	ATR	18787413	CEF	CEF 3927 kW+IS	TULCEA	2,31	A20 10305-TRAIAN TL
17	16/08/2023	ATR	9897350	CEE	Parc Eolian Mihai Bravu	TULCEA	6,2	BABADAG 110/20 KV
18	22/06/2022	ATR	9238983	CEF	Spor de putere privind racordarea la RED a locului de producere permanent CEF 9,9MW	TULCEA	39,9027	BABADAG 110/20 KV
19	02.10.2024	ATR	18817257	CEF	CEF 684 kW Oras Babadag	TULCEA	0,6	A20 10911-BABADAG TL
20	15.11.2023	ATR	13689984	CEF	Centrala fotovoltaica	TULCEA	4,9	BABADAG 110/20 KV
21	08.05.2024	PIF	RO002E241172641/2	CEE	Dealu Redi	Tulcea	5	Tulcea Vest
22	25.10.2018	PIF	RO002E241113477 / 2	CEE	Somova	Tulcea	2	110/20 kV Tulcea-Vest
23	14.02.2007	PIF	RO002E240000224	CEE	Valea Nucarilor	Tulcea	0,75	Sarinasuf
24	14.02.2007	PIF	RO002E240000213	CEE	Valea Nucarilor	Tulcea	0,75	Sarinasuf

25	14.02.2007	PIF	6799	CEE	Valea Nucarilor	Tulcea	0,75	Sarinasuf
26	10.12.2015	PIF	RO002E240911506/1	CEE	CEEND BAIA 2 MW	Tulcea	2	110/20 kV Baia
27	05.08.2008	PIF	38	CEE	Valea Nucarilor	Tulcea	1,2	Sarinasuf
28	05.08.2008	PIF	40	CEE	Valea Nucarilor	Tulcea	1,35	Sarinasuf
29	05.08.2008	PIF	41	CEE	Valea Nucarilor	Tulcea	1,95	Sarinasuf
30	03.11.2006	PIF	RO002E240914532	CEE	Macin	Tulcea	1,6	Macin
31	27.11.2015	PIF	RO002E241057069/1	CEE	Valea Nucarilor	Tulcea	1,7	Sarinasuf
32	11.05.2015	PIF	RO002E241082708/1	CEE	Babadag 2	Tulcea	8,4	Babadag
33	14.10.2015	PIF	RO002E241126134 /1	CEE	Casimcea 1	Tulcea	10	Cismeaua Noua
34	14.08.2015	PIF	RO002E241076273/1	CEE	Casimcea	Tulcea	5,8	Cismeaua Noua
35	13.02.2009	PIF	2	CEE	Fagarasu Nou	Tulcea	6,69	Ostrov
36	14.04.2014	PIF	RO002E241054943/1	CEE	Nalbant	Tulcea	0,6	Zebil
37	07.08.2015	PIF	RO002E241073630/1	CEE	Baia 2	Tulcea	5	110/20 kV Baia
38	19.09.2024	PIF	RO002E241090853/2	CEE	Corugea-Cismeaua Noua	Tulcea	70	110/20 Kv Cismeaua Noua
39	06.02.2025	PIF	RO002E241087376/1	CEE	Salbatica 2	Tulcea	70	Tulcea Est-Tulcea Oras
40	06.02.2025	PIF	RO002E241086960/1	CEE	Salbatica 1	Tulcea	70	Tulcea Vest - Tulcea Est
41	26.06.2015-actualizat	ATR	5	CEE	Agighiol-Valea Nucarilor	Tulcea	35	Tulcea Vest - Sarinasuf
42	24.10.2014	PIF	RO002E241092293/1	CEE	Sarichioi	Tulcea	33	Tulcea Vest - Zebil

43	27.11.2014	PIF	RO002E241094543/1	CEE	Babadag 1	Tulcea	33,6	Babadag
44	10.08.2015	PIF	RO002E241081909/1	CEE	Baia 3	Tulcea	10	110/20 kV Baia
45	27.10.2014	PIF	RO002E241098345/1	CEE	Mahmudia	Tulcea	4	Sarinasuf
46	22.02.2016	PIF	RO 002E241085116/2	CEE	Baia	Tulcea	10	Baia
47	4.09.2023	PIF	RO002E241112544/2	CEE	Centrala electrica mixta Blue 2- Bestepe- 7,15 MW- CEED+CEF+BS	Tulcea	7,75	A20 10004-SARINASUF TL
48	28.11.2014	PIF	RO002E2411116881/1	CEE	Stejaru	Tulcea	34	Mihai Viteazu - Zebil
49	01.03.2017	PIF	RO002E241130498/1	CEE	Babadag 3	Tulcea	31,5	Babadag
50	28.05.2015	PIF	RO002E241116830/1	CEE	Cerna	Tulcea	17,5	Traianu
51	12.12.2014	PIF	RO002E241118393/1	CEE	Nalbant	Tulcea	27,5	Zebil-Tulcea Vest
52	15.12.2021	PIF	RO002E241062234/1	CEE	Agighiol-Valea Nucarilor	Tulcea	34	Tulcea Vest - Sarinasuf
53	19.12.2014	PIF	RO002E241113792/1	CEE	Mihai Bravu	Tulcea	6	110/20 kV Zebil
54	04/08/2011 actualizat in data de 11.01.2022	ATR	6916	CEE	Tulcea	Tulcea	6,9	110/20 kV Marmura
55	01.09.2016	PIF	RO002E241130713/1	CEE	Bestepe	Tulcea	4,1	110/20 KV Sarinasuf

56	16/01/2024	PIF	RO002E241194173 / 1	CEE	Atmagea	Tulcea	4	110/20 KV Baia
57	06.05.2011 actualizat in data de 31.05.2013	PIF	6905	CEE	CEE Valea Teilor	Tulcea	2,6	110/20 kV Traian
58	22.12.2015	PIF	8008	CEE	CEE Mahmudia	Tulcea	1,372	110/20 kV statia Tulcea Marmura
59	20.05.2017	PIF	RO002E241141412/1	CEE	CEE Nalbant 2	Tulcea	0,9	110/20 kV din staţia Zebil
60	20.12.2016	PIF	RO002E241138700/1	CEE	CEE Nalbant 3	Tulcea	0,9	110/20 kV din staţia Zebil
61	29/05/2023	ATR	9757439	CEE	Construire CEE si montare baterii de stocare energie elctrica	TULCEA	6,9	TRAIAN 110/20 KV
62	16/05/2023	ATR	9062333	CEE	Parc Eolian	TULCEA	6	A20 9607-BAIA TL
63	19.09.2024	PIF	RO002E241104961/2	CEE	CEE Topolog - 27 MW	TULCEA	27	TOPOLOG 110/20 KV
64	30.10.2014	PIF	RO002E241102509/1	CEF	Isaccea	Tulcea	7,5	110/20 kV Isaccea
65	21.10.2014	PIF	RO002E241117358/1	CEF	CFV Babadag 1	Tulcea	4,99992	PTAB 332 CEF 1 BABADAG L 10905
66	05.04.2021	PIF	RO00E241129250/2	CEF	CEF Macin	Tulcea	1,98	110/20 Macin
67	09.04.2023	PIF	RO002E241112544/2	CEF	Centrala electrica mixta Blue 2- Bestepe- 7,15 MW- CEED+CEF+BS	TULCEA	7,75	A20 10004-SARINASUF TL
68	28/09/2023	ATR	13591021	CEF	CEF BAIA 4 - 2,7MW	TULCEA	2,625	A20 9601-BAIA TL
69	05/10/2023	ATR	13591091	CEF	CEF BAIA 6 - 2,625 MW	TULCEA	2,625	A20 9603-BAIA TL

70	13.02.2024	ATR	17250611	CEF	CEF 3100 kW producator	TULCEA	2	A20 9603-BAIA TL
71	06.05.2024	ATR	18499282	CEF	CEF Tulcea Sud 1 - 3300 kW	TULCEA	3	A20 9219-MARMURA TL
72	01.06.2016	PIF	RO002E241127810/1	biogaz	CEBiogaz Tulcea	Tulcea	0,527	110/20 kV Tulcea Marmura
73	-	SS avizate	-	IS	IS Isaccea	Tulcea	50	bara 110 kV St Isaccea
74	-	SS avizate	-	IS	Instalatie de stocare energie electrica 6000kWh Tulcea	Tulcea	5,15	bara 20 kV Tulcea Vest
75	-	SS in curs de avizare	-	IS	IS Tulcea 100 MW	Tulcea	100	L 110 kV Tulcea Vest - Fero 1 c1 si c2
76	-	SS in curs de elaborare	-	IS	IS Mihai Bravu 3MW	Tulcea	3	
77	-	SS avizate	-	IS	CEE+CEF+IS Babadag 1 spor de putere consum	Tulcea		bara 110kV statia 110/20 kV Babadag
78	-	SS in curs de avizare	-	IS	IS Cerna 17,5MW	Tulcea		
79	-	SS in curs de elaborare	-	IS	IS Tulcea 48MW	Tulcea		
80	-	SS in curs de elaborare	-	CEF	CEF Mihai Bravu 2,5MW	Tulcea	2,5	L9503?? St zebil??
81	-	SS in curs de elaborare	-	CEF+ IS	CEF+ IS Matcons 3MW	Tulcea	3	

3.1.2 Retele electrice

Conform Fig. 1 „Harta capacitatilor de racordare” noua centrala este situata in zona electrica A, echivalenta cu sectiunea S6, zona delimitata de reteaua de transport prin:

- LEA 400 kV Smardan – Gutinas (legatura cu zona J, sectiunea S5);
- LEA 220 kV Barbosi – Focsani Vest (legatura cu zona J, sectiunea S5);
- LEA 400 kV Bucuresti Sud – Pelicanu (legatura cu zona B);
- LEA 400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei (legatura cu zona B);
- LEA 400 kV Rahman – Dobrudja (legatura cu sistemul electroenergetic bulgar);

- LEA 400 kV Stupina – Varna (legatura cu sistemul electroenergetic bulgar).

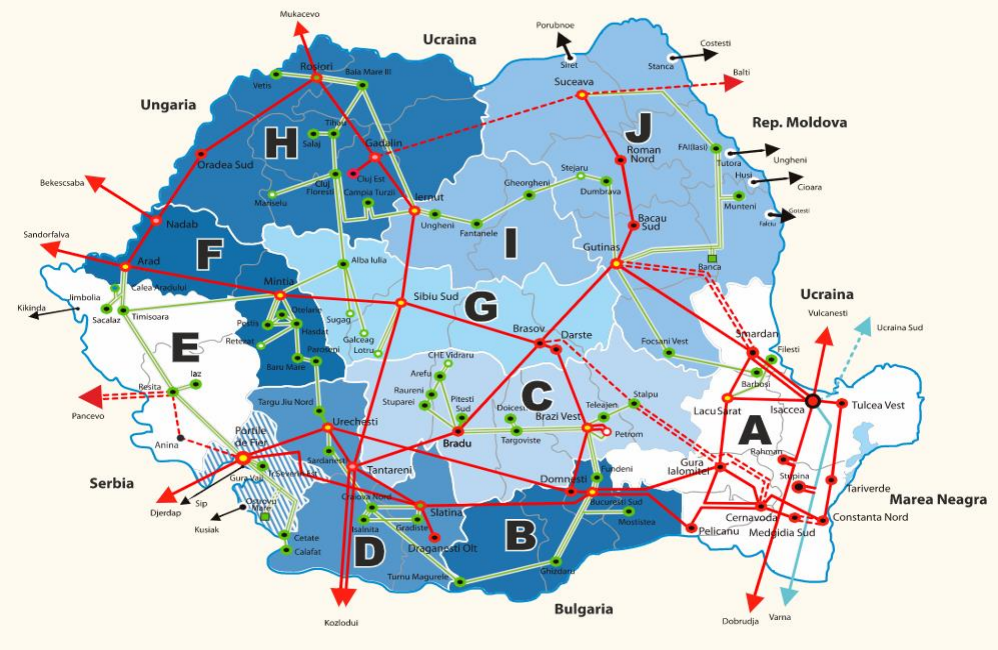

Fig. 1

3.1.3 Consumuri de putere

Pentru CEF UAT TULCEA 2 MW s-a analizat posibilitatea racordarii intrare-iesire in LEA 91.13 alimentata din statia 110/20kV Tulcea Oras.

Statia Tulcea Oras 110/20kV este echipata cu doua transformatoare de putere 25MVA 110/20kV, din care un transformator in functie si un transformator in rezerva.

In Statia Tulcea Oras 110/20kV **nu sunt inregistrati producatori** cu PIF sau CR, ATR, SS valabile.

Total Bara 2 (Verde) = 0 MW (fara noul producator)
Total Bara 2 (Verde) = 1,93 MW (cu noul producator)

Puterea minimă consumată este min(VDV;VDI) = (14,62 MW; 10,35 MW) = 10,35 MW conform citirilor din data de 17.07.2024 respectiv 15.01.2025, transmise de OD.

Analiza impact CEF UAT Tulcea 2 MW in reteaua MT din zona:
Statia 110/20kV Tulcea Oras (schema normala de functionare)
Incarcarea pe statie fara noul producator:
(Productie (0 MW) - Consum 10,35 MW) /0,9/25MVAx100) = **46%**
Incarcarea pe statie cu noul producator:
(Productie (1,93 MW) - Consum 10,35 MW) /0,9/25MVAx100) = **37,42%**

In urma calculului incarcarilor pe trafo. din Statia Tulcea Oras 110/20 kV cu considerarea noului producator CEF UAT Tulcea 2MW nu au rezultat supraincarcari pe trafo. in functie.

Varianta 1:
Pe axul liniei 20kV 91.13 (baza, alimentată din statia 110/20 kV Tulcea Oras):
Pe linia analizata **nu sunt inregistrati producatori** cu PIF sau CR, ATR, SS valabile.
Consumul conform citirilor VDI din data de 15.01.2025, transmise de OD este de 0,59 MW / 0,65 MVA

Sectiunea minima de la **punctul de racordare** pana in Statia 110/20 kV Tulcea Oras este de 150 mm2 corespunzatoare unei puteri de 12 MVA
Puterea aparenta a CEF UAT TULCEA este de 2,14 MVA
Incarcarea liniei 20kV 91.13 (in procente), va fi: (2,14 MVA – 0,65 MVA) / 12 MVA*100 = 12,41%

Pe axul liniei 20kV 91.13 (baza, alimentată din statia 110/20 kV Tulcea Oras) nu se depaseste limita de 60% (in conformitate cu regulile RER).

Pe axul linia 20kV 91.14 (rezerva, alimentată din statia 110/20 kV Tulcea Oras):
Pe linia analizata **nu sunt inregistrati producatori** cu PIF sau CR, ATR, SS valabile.
Consumul conform citirilor VDI din data de 15.01.2025, transmise de OD este de 0,49 MW / 0,54 MVA
Sectiunea minima de la **punctul de racordare** pana in Statia 110/20 kV Tulcea Oras este de 50 mm2 corespunzatoare unei puteri de 6,1 MVA
Puterea aparenta a CEF UAT TULCEA este de 2,14 MVA
Incarcarea liniei 20kV 91.14 (in procente), va fi:
(2,14 MVA – 0,54 MVA – 0,65 MVA) / 6,1 MVA*100 = 15,57%

Pe axul linia 20kV 91.14 (rezerva, alimentată din statia 110/20 kV Tulcea Oras) nu se depaseste limita de 100% (in conformitate cu regulile RER).

Varianta 2:
Pe axul liniei 20kV 91.13 (baza, alimentată din statia 110/20 kV Tulcea Oras):
Pe linia analizata **nu sunt inregistrati producatori** cu PIF sau CR, ATR, SS valabile.
Consumul conform citirilor VDI din data de 15.01.2025, transmise de OD este de 0,59 MW / 0,65 MVA

Sectiunea minima de la **punctul de racordare** pana in Statia 110/20 kV Tulcea Oras este de 150 mm2 corespunzatoare unei puteri de 12 MVA
Puterea aparenta a CEF UAT TULCEA este de 2,14 MVA
Incarcarea liniei 20kV 91.13 (in procente), va fi: (2,14 MVA – 0,65 MVA) / 12 MVA*100 = 12,41%

Pe axul liniei 20kV 91.13 (baza, alimentată din statia 110/20 kV Tulcea Oras) nu se depaseste limita de 60% (in conformitate cu regulile RER).

Pe axul linia 20kV 93.01 (rezerva, alimentată din statia 110/20 kV Tulcea Vest):
Pe linia analizata **nu sunt inregistrati producatori** cu PIF sau CR, ATR, SS valabile.
Consumul conform zilei caracteristice este de 0,3 MW / 0,33 MVA.
Sectiunea minima de la **punctul de racordare** pana in Statia 110/20 kV Tulcea Vest este de 50 mm2 corespunzatoare unei puteri de 6,1 MVA
Puterea aparenta a CEF UAT TULCEA este de 2,14 MVA

Incarcarea liniei 20kV 93.01 (in procente), va fi:
(2,14 MVA – 0,33 MVA – 0,65 MVA) / 6,1 MVA*100 = 19,01%

Pe axul linia 20kV 93.01 (rezerva, alimentată din statia 110/20 kV Tulcea Vest) nu se depaseste limita de 100% (in conformitate cu regulile RER).

3.1.4 Analiza situatiei energetice de perspectiva in zona pentru orizontul apropiat (etapa de analiza 2028) si orizontul indepartat (2033)

Procesul de analiza a retelei IT/ FIT pentru etapele 2028/2033 se va realiza in conformitate cu regulilor aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de baza si regimurilor de dimensionare utilizate in studiile de solutie de racordare a centralelor/grupurilor noi si a bazelor de date puse la dipozitie de CNTEE Transelectrica la data elaborarii fiecarui studiu

3.1.5 Surse de putere 2028 si 2033

Conform studiilor de solutie avizate de Transelectrica, sursele de putere existente sunt:
Luand in considerare si listele transmise de Retele Electrice Dobrogea, studiile de solutie in curs de avizare pentru zona sunt:

Nr. crt.	Denumire centrala	Judetul	Puterea (MW)	U(kV)	Solutie de racordare
1	Tulcea	Tulcea	685	400	LEA 400kV Isaccea -Stupina
2	CEE Cherchezu-Dumbraveni (CEE South Wind)	Constanta	300	400	in statia 400 kV Deleni
3	CEE Gurbanesti	Calarași	252.8	220	racordare in derivatia Mostistea circuitul 1 si 2 printr-o statie de conexiuni intrare-iesire. Rezulta liniile Gurbanesti-Bucuresti Sud si Gurbanesti-Ghizdaru. Statia Mostistea ramane radiala din Gurbanesti
4	CEE Mereni	Constanta	54	110	racordare in linia 110 kV Basarabi-Tataru sau in bara de 110 kV a statiei 110/20 kV Basarabi
5	CEE Rahman	Tulcea	85.8	110 sau 400	Soluția 1 – racord direct in bara 110 kV a statiei 400/110 kV Rahman sau Solutia 2 – racord direct in bara 400 kV a statiei 400/110 kV Rahman
6	CEE Ialomita Nord	Ialomita	252.4	400	V1: racordare printr-o statie 400kV in sistem intrare-iesire in LEA 400kV Gura Ialomitei – Bucuresti Sud sau V2: racordare printr-o statie 400kV in sistem intrare-iesire in LEA 400kV Gura Ialomitei – Lacu Sarat.
7	CEE Alexandru Odobescu	Calarasi	155	400	Intrare iesire in LEA 400kV Bucuresti Sud - Pelicanu sau direct in statia 400kV Pelicanu

8	CEE Crucea Vulturu	Constanta	474	400	racordare intr-o statie 400kV intrare iesire in LEA Isaccea Stupina
9	CEE Cerna	Tulcea	10.4	20	in antena pe bara B 20 kV a statiei Traian intr-o celula existenta de rezerva din containerul existent
10	CEE Topalu	Constanta	47.7	110	V1: in sistem intrare-iesire in LEA 110 kV Harșova – Topalu sau V2: in sistem intrare-iesire in LEA 110 kV Gura Ialomitei Baltagesti
11	CEE Romcim	Constanta	30		Racordare in statia 6 kV F.C.M. 2 printr-o statie noua 30/6 kV
12	CEE Saveni 1	Ialomita	42	110	Racordare pe bara 110 kV a statiei 110/20 kV Tandarei sau in LEA 110 kV Gura Ialomitei-Stefan cel Mare
13	Oltenita 4	Calarasi	49	110	LEA 110 kV Oltenita Nord-Mostistea/ bara 110 kV Oltenita Nord
14	CEF Murighiol	Tulcea	20	110	LEA 110kV Sarinasuf – Crișan/Sarinasuf
15	CEF Budesti	Calarasi	12,91	110	LEA 110 kV Budesti - Ciornuleasa/ bara 110 kV Budesti
16	CEE Mihai Bravu	Tulcea	6,2	20	Bara 1 20 kV Babadag
17	CEF Stefan Voda	Calarasi	29,83	110	bara 110 kV Dragalina/ LEA 110 kV Dragalina-Calarasi
18	CEF Dragalina	Calarasi	42	110	LEA 110 kV Dragalina – Calarasi
19	CEF Gheorghe Doja	Ialomita	7	20	bara A 20 kV Gheorghe Doja/bara 110 kV Gheorghe Doja
20	CEF Cazanesti	Ialomita	0,98	20	LEA 20kV Malu
21	CEF+CEE+IS Galbiori	Constanta	16	20	LEA 20 kV 8001
22	CEF Purcareni 1	Ialomita	4	20	intrare-iesire in LEA 20kV Soia alimentata din statia 110/20 kV Urziceni
23	CEF Purcareni 2	Ialomita	4,95	20	derivatie in LEA 20 kV Petrol din statia 110/20 kV Barbulesti

24	CEF Baia 5	Tulcea	2,7	20	LES 20 kV 9603/bara 20 kV Baia
25	CEF Baia 6	Tulcea	2,7	20	LES 20 kV 9603/bara 20 kV Baia
26	CEF Plataresti	Calarasi	48,64	-	instalatiile EDM
27	CEF Carcaliu	Tulcea	1	20	PT 425 Carcaliu - LEA 20kV 9906/ LEA 20kV 9906
28	Babadag 1	Tulcea	14	110	bara 110 kV Babadag
29	CEF Cernavoda 1	Constanta	17.69	110	110 kV Mircea Voda Nord/ LEA 110 kV Mircea Voda - Mircea Voda Nord - Medgidia Nord
30	Poarta Alba	Constanta	86	110	bara 110 kV Medgidia Sud
31	CEE Gurbanesti	Calarasi	252,8	-	-

3.2 Retele electrice 2028 si 2033

Pentru marirea sigurantei in functionare si cresterii capacitatii de transport a RET sunt prevazute lucrari de retea in planul de dezvoltare RET al CNTEE Transelectrica pentru perioada 2024-2033 aprobat de ANRE.

PIF 2024

- Racordarea LEA 400 kV Stupina - Varna si LEA 400 kV Rahman - Dobrudja in statia 400 kV Medgidia Sud. Etapa II Extinderea statiei 400 kV Medgidia Sud
- Extinderea statiei 400 kV Gura Ialomitei cu două celule: LEA 400 kV Cernavoda 3 şi LEA 400 kV Stalpu

PIF 2025

- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Gutinas - Smardan
- Marirea capacitatii de transport LEA 400kV Bucuresti Sud - Pelicanu (8km)

PIF 2026

- Retehnologizarea statiei 400 kV Isaccea (etapa II retehnologizare statie 400kV)
- LEA 400kV Brazi Vest – Teleajen – Stalpu
- Retehnologizarea statiei electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu

PIF 2028

- Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stalpu, inclusiv: Achizitie AT 400 MVA, 400/ 220/20 kV si lucrari de extindere statiile 400 kV si 220 kV aferente, in statia 400/220/110 kV Brazi Vest
- LEA 400 kV d.c. (1c.e) Constanta Nord - Medgidia Sud
- Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Gutinas-Dumbrava
- Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei
- Echiparea circuitului 2 a LEA 400kV d.c. Gutinas -Smardan

PIF 2029
- Instalare trafo 3 nou 400/110kV Medgidia Sud
- Instalare trafo 3 nou 400/110kV Smardan
- Inlocuire Trafo 2 400/110kV statia Smardan
- Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit

PIF 2030
- Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Cernavoda - Pelicanu (53km)
- Trecere la 400kV LEA Isaccea-Ucraina Sud (Primorska) instalare celula in statia Isaccea 400kV
- Inlocuire trafo T1 si T2 400/110kV Constanta Nord

PIF 2031
- Reconductorare LEA 220kV Lacu Sărat -Filești -Barboși - Focșani Vest - Gutinaș

3.3 Consumuri de putere 2028 si 2033

Consumul din zona analizata pentru VDV 2028 conform informatiilor transmise de Transelectrica este:

Nume	Total Pcons. (MW)
	VDV 2028
TL	229.37

4. VARIANTE DE RACORDARE LA SEN A NOULUI PRODUCATOR/ PROSUMATOR

Varianta 1: Realizare racord intrare-iesire in LES 20 kV 91.13 intre PT 194 si PC 293 (alimentata din statia 110/20 kV Tulcea Oras) prin intermediul unui PC nou instalat.

Punctul de racordare: la nivelul de tensiune de 20 kV in LES 20 kV 91.13
Punctul de delimitare: la nivelul tensiunii 20 kV la papucii cablului plecare din celula de măsura din compartimentul de racordare (Retele Electrice Romania) catre compartimentul utilizatorului.
Punctul de măsurare: la nivelul tensiunii 20 kV in celula de măsură din compartimentul de racordare (Retele Electrice Romania) din punctul de conexiuni.
Punctul comun de cuplare: la nivelul de tensiune de 20 kV din PC 20kV proiectat.

Lucrari pe tarif de racordare:

- **Montare PC 20 kV proiectat** in anvelopa de beton amplasata langa LEA 20kV 91.13 echipat cu:
  - 2 celule de linie motorizate 24 kV, 630A, 16 kA cu separator de sarcina in SF6 conform specificatii unificate OD;
  - loc pentru inca o celula de linie;
  - celula de masura motorizata UTM cu separator si grup de masura format din doua transformatoare de tensiune 20/0,1 kV, clasa de precizie 0,2 şi doua transformatoare de curent de 400/5A, clasa de precizie 0,2S si contor electronic trifazat static clasa de precizie 0,2s dotat cu curba de sarcina si interfata de comunicatie RS 232 si modul comunicatie GSM, amplasat

intr-o cutie de masura; cutia de masura se va amplasa intr-o nisa cu posibilitatea vizualizarii atat de catre OD cat si de catre beneficiar;

- integrarea in telecontrol a celulelor de linie si masura din PC 20kV proiectat prin montarea de RGDAT-2 buc, UP 2020 LITE-1 buc, baterii acumulatori - 2 buc, TSA-1 buc, Router Rugged pt comunicatii 4G - CISCO IR1101, Swich-uri rugged CISCO IE-4000-8S4G-E, dulap pentru echipamente de telecomunicatii FT-045_TLC-M_ed02 - TIP B si accesoriile de conectica: Modul SFP CISCO GLC_FE-100LX-RGD de tip SM, FT-277_MAT – 2 buc, Patch-cord duplex LC/PC – E2000 APC, 2m – 2 buc, E2000/APC complet echipat – 2 buc, Patch-cord ftp cat. 6e (lungime 1 m), Patch-cord ftp cat. 6e (lungime 10 m).

- **Mansonare LES existent 20 kV 91.13** dintre PT 194 si PC 293 la distanta de 15m de la PC 293 respectiv la 250m de la PT 194.
- **Montare LES 20 kV** cu cablu tip XLPE 3x(1x185mm2) intre celula de linie 1 din PC proiectat si celula de linie 2 existenta in PC 293 (**nume actual celula de linie:** *PLECARE PT.194*) in lungime de cca. 50m.
- **Montare LES 20 kV** cu cablu tip XLPE 3x(1x185mm2) intre celula de linie 2 din PC proiectat si loc manson LES 20 kV 91.13 in lungime de cca. 40m.

Achizitia si montarea contorului revin in sarcina Operatorului de Distributie.

Tensiunea 0,4 kV necesara telecontrolului va fi asigurata din instalatiile beneficiarului.

Punctul de conexiune 20 kV va fi amplasat pe terenul utilizatorului, cu acces din domeniu public; amplasamentul pentru PC proiectat va fi pus la dispoziție de utilizator (construcția PC este în sarcina utilizatorului și va rămâne în proprietatea acestuia).

Varianta 2: Realizare racord intrare-iesire in LES 20 kV 91.13 intre PT 283 si PC 298 (alimentata din statia 110/20 kV Tulcea Oras) prin intermediul unui PC nou instalat.

Punctul de racordare: la nivelul de tensiune de 20 kV in LES 20 kV 91.13
Punctul de delimitare: la nivelul tensiunii 20 kV la papucii cablului plecare din celula de măsura din compartimentul de racordare (Retele Electrice Romania) catre compartimentul utilizatorului.
Punctul de măsurare: la nivelul tensiunii 20 kV in celula de măsură din compartimentul de racordare (Retele Electrice Romania) din punctul de conexiuni.
Punctul comun de cuplare: la nivelul de tensiune de 20 kV din PC 20kV proiectat.

Lucrari pe tarif de racordare:

- **Montare PC 20 kV proiectat** in anvelopa de beton amplasata langa LEA 20kV 91.13 echipat cu:
  - 3 celule de linie motorizate 24 kV, 630A, 16 kA cu separator de sarcina in SF6 conf. specificatii unificate OD;
  - loc pentru inca o celula de linie;
  - celula de masura motorizata UTM cu separator si grup de masura format din doua transformatoare de tensiune 20/0,1 kV, clasa de precizie 0,2 şi doua transformatoare de curent de 400/5A, clasa de precizie 0,2S si contor electronic trifazat static clasa de precizie 0,2s dotat cu curba de sarcina si interfata de comunicatie RS 232 si modul comunicatie GSM, amplasat intr-o cutie de masura; cutia de masura se va amplasa intr-o nisa cu posibilitatea vizualizarii atat de catre OD cat si de catre beneficiar;
  - integrarea in telecontrol a celulelor de linie si masura din PC 20kV proiectat prin montarea de RGDAT-3 buc, UP 2020 LITE-1 buc, baterii acumulatori - 2 buc, TSA-1 buc, Router Rugged pt comunicatii 4G - CISCO IR1101, Swich-uri rugged CISCO IE-4000-8S4G-E, dulap pentru

echipamente de telecomunicatii FT-045_TLC-M_ed02 - TIP B si accesoriile de conectica: Modul SFP CISCO GLC_FE-100LX-RGD de tip SM, FT-277_MAT – 2 buc, Patch-cord duplex LC/PC – E2000 APC, 2m – 2 buc, E2000/APC complet echipat – 2 buc, Patch-cord ftp cat. 6e (lungime 1 m), Patch-cord ftp cat. 6e (lungime 10 m).

- **Mansonare LES existent 20 kV 91.13** dintre PT 283 si PC 298 la distanta de 150m de la PT 283
- **Mansonare LES existent 20 kV 91.13** dintre PT 283 si PC 298 la distanta de 190m de la PC 298
- **Montare LES 20 kV** cu cablu tip XLPE 3x(1x185mm2) intre celula de linie 2 din PC proiectat si loc manson 1 LES 20 kV 91.13 in lungime de cca. 25m.
- **Montare LES 20 kV** cu cablu tip XLPE 3x(1x185mm2) intre celula de linie 3 din PC proiectat si loc manson 2 LES 20 kV 91.13 in lungime de cca. 15m.
- **Montare stalp nou *Stalp 2057 bis1*** intre SS 2058 si stalpul 2057 (la 10m fata de stalpul SS 2058 si la 25m fata de stalpul 2057) aferent LEA 93.01 (alimentata din stati Tulcea Vest)
    - **Stalpul nou *Stalp 2057 bis1* va fi echipat cu:** consola de intindere MT, consola de derivatie MT, 3 lanturi duble de intindere cu izolatoare compozit.
- **Montare stalp nou *SS 2057 bis2*** la 10m fata de stalpul ***Stalp 2057 bis1***
    - **Stalpul nou *SS 2057 bis2* va fi echipat cu:** consola de intindere MT, lanturi duble de intindere cu izolatoare compozit, separator STEPNV 24kV in montaj vertical cu actionare de la sol, set descarcatoare cu ZnO 20 kV, set capete terminale 20 kV de exterior performante. La baza stalpului nou montat se va realiza o priza artificiala de legare la pamant cu Rp<4 ohmi.
- **Montare LES 20 kV** intre celula de linie 1 din PC proiectat si SS 2057 bis2 in lungime de cca. 2000m.

Nota: celula de linie suplimentara instalata in PC proiectat la fel si SS 2057 bis respectiv LES 20kV, vor avea scopul asigurarii buclarii liniilor L91.13 (ST. 110/20kV Tulcea Oras) si L93.01 (ST. 400/110/20kV Tulcea Vest). In schema normala de functionare separatorul din celula de linie 20kV aferent PC proiectat va fi deschis, respectiv nu se modifica schema normala de functionare a SEN. Motivul acestei decizii a fost intentia asigurarii continuitatii producatorului CEF UAT TULCEA 2MW.

Achizitia si montarea contorului revin in sarcina Operatorului de Distributie.

Tensiunea 0,4 kV necesara telecontrolului va fi asigurata din instalatiile beneficiarului.

Punctul de conexiune 20 kV va fi amplasat pe terenul utilizatorului, cu acces din domeniu public; amplasamentul pentru PC proiectat va fi pus la dispoziție de utilizator (construcția PC este în sarcina utilizatorului și va rămâne în proprietatea acestuia).

Lucrari ce se realizeaza prin grija beneficiarului (in varianta 1/2):

- **Montare punct de conexiune** prevazut cu doua compartimente: unul de racordare, pentru instalatiile aferente operatorului de retea si unul de utilizare pentru instalatiile electrice ale utilizatorului (echipamentele montate in compartimentul de racordare si integrarea in sistemul de telecontrol vor fi incluse in tariful de racordare). Compartimentul de racordare va fi cu actionarea echipamentelor din interior si cu acces direct din exterior, va avea caracteristici minime echivalente cu cele prevazute in prescriptiile OD si un gabarit care sa permita montarea echipamentelor instalatiei de racordare si a inca unei celule de MT;
- **Realizare LES 20 kV** de Cu, 95 mmp, L≤ 20m între celula de măsură din compartimentul de racordare şi celula cu întrerupător din compartimentul utilizatorului;
- **Montare analizor** pentru monitorizarea calitatii energiei electrice;

- **Echipare punct de conexiune cu :**
  - **Dispozitivul general (DG)** - celula sosire cu intrerupator automat si separator in compartimentul utilizatorului. Sistemul de protectie general (SPG) asociat dispozitivului general cuprinde:
    - protecţie maximală de curent cel puţin pe doua faze, cu trei trepte. Prima treapta se foloseşte împotriva suprasarcinii, a doua pentru a permite o functionare temporizata şi a treia pentru a permite o intervenţie rapidă;
    - protecţie homopolară direcţională cu două trepte (o treapta pentru punerile la pamant simple, şi a doua treapta pentru duble puneri la pamant);
    - maximala de curent directionala homopolara.
  - **Dispozitivul de interfata (DI) -** celula plecare din PC spre utilizator, cu intrerupator automat si separator in compartimentul utilizatorului.

Nota: Pentru racordarea producatorului in plus fata de DG (dispozitiv general) se va prevedea un dispozitiv, denumit Dispozitiv de Interfaţă (DI) in scopul de a garanta separarea instalaţiei de producere de reţeaua de distribuţie în caz de întrerupere de la reţea.Sistemul de protectie SPI asociat DI contine relee de frecvenţă, de tensiune şi eventual de tensiune homopolară.

Sistemul de protectie de interfata (SPI) asociat dispozitivului de interfata cuprinde:

- functie protectie de tensiune minima /maxima in 2 trepte;
- functie protectie de frecventa minima /maxima in 2 trepte;
- functie de protectie de maxima de tensiune mediata la 10 minute.

- **Celula 20 kV** cu separator, sigurante fuzibile si transformator monofazat de 4 kVA, pentru asigurarea serviciilor interne in compartimentul utilizatorului ,respectiv al distribuitorului;
- **Instalare traductoare** de putere activa P, putere reactiva Q, frecventa f si tensiune U montate in compartimentul utilizator. Acestea se vor racorda in circuitele de masura ale transformatoarelor de curent si de tensiune. Semnalele de iesire ale traductoarelor, impreuna cu cel de pozitie al dispozitivului general DG, vor fi disponibile intr-un sir de cleme. De la sirul de cleme pana la UP 2020 LITE amplasat in compartimentul OD, semnalele vor fi transmise printr-un cablu special ecranat, care va face parte impreuna cu traductoarele, din instalatia de utilizare. Lungimea cablului nu trebuie sa depaseasca 20m;
- **Realizare LES 20kV** intre PC 20kV proiectat si CEF in lungime de cca. 10 m.
- Posturi trafo si tablouri JT aferente CEF cu trafo ≤ 2500kVA.

La amplasarea PC 20 kV proiectat trebuie avut in vedere asigurarea accesului, din domeniul public, pentru personalul OD la acesta.

Terenul pentru PC 20 kV proiectat va fi pus la dispozitie de catre beneficiarul centralei.

5. CALCULUL REGIMURILOR STATIONARE PENTRU ETAPELE ORIZONT APROPIAT 2028 SI ORIZONT DEPARTAT 2033

5.1 Consideratii generale

In conformitate cu regulile stabilite in "Codul Tehnic al Retelei Electrice de Distributie" dezvoltat de ANRE si PE-026/92, s-a realizat analiza conditiilor de evacuare a puterii din noua centrala. Scopul a fost asigurarea incadrarii nivelurilor de tensiune si a fluxurilor de putere pe elementele de racord ale centralei, precum si pe celelalte elemente ale retelei din zona, in limitele permise pentru functionarea pe termen lung. Aceste limite sunt determinate de criteriile de dimensionare a Sistemului Electric National (SEN).

In cadrul studiului, s-au efectuat analize privind RMB (regimurile medii de baza) si RD (regimurile de dimensionare) pentru palierele caracteristice VDV si VDI pentru anii 2028 si 2033. In aceste analize, s-au modelat in intregime reteaua SEN de 400 kV, 220 kV si 110 kV, luand in considerare debuclarile retelei de 110kV conform schemei normale. Urmatoarele analize au fost realizate:

- Analize de regim permanent cu verificarea criteriilor N si N-1 pentru regimurile de dimensionare construite pentru sectiunea S6 a SEN (zona Dobrogea), pornind de la RMB si respectand regulile din PE 026, completate cu cele impuse de CNTEE Transelectrica SA. Aceste reguli includ faptul ca centrala analizata produce 100% din puterea instalata, in timp ce celelalte CEE din zona analizata produc 70% din puterea instalata daca sunt racordate in RET (Reteaua Electrica de Transport) si respectiv 80% din puterea instalata daca sunt racordate in RED (Reteaua Electrica de Distributie).
- Regimurile de dimensionare vor fi construite pentru doua cazuri: cu si fara noua centrala, luand in considerare toate contractele de racordare (CR) si avizele tehnice de racordare (ATR) valabile la momentul realizarii studiului.
- Pentru fiecare caz si pentru fiecare regim de dimensionare analizat, se vor identifica intaririle de retea pentru a respecta criteriul N-1 fata de reteaua actuala.

Calculul de dimensionare pentru palierele VDV/VDI 2028 si VDV/VDI 2033 s-a efectuat luand in considerare urmatoarele:

- Centralele eoliene racordate la RED din zona au fost considerate cu o incarcare de 85% din puterea instalata (85%Pinst). Centralele care sunt racordate in aceeasi statie au fost considerate cu o incarcare de 100%.
- Centralele electrice eoliene (CEE) racordate la reteaua de transport vor fi luate in considerare in regimurile cu N si N-1 elemente in functiune, incarcate la 70% din puterea instalata (70%Pinstalat).
- Centralele hidroelectrice (CHE) vor fi considerate incarcate la 100% din P_{disp}. Se va accepta o reducere de maxim 10% fata Pmax disponibil a puterii in centralele hidroelectrice pentru a reduce suprasarcinile.

Pentru a analiza regimurile stationare de functionare, s-au utilizat datele de intrare care includ configuratia retelei si sursele transmise de CNTEE "Transelectrica" - SA pentru palierele caracteristice de varf de dimineata vara (VDV) si varf de dimineata iarna (VDI).

In cadrul calculelor efectuate, s-a efectuat modelarea in intregime a retelelor de 400kV, 220kV si 110kV a SEN, luand in considerare debuclarile retelei de 110kV conform schemei normale. Capacitatea maxima a liniilor a fost determinata conform ultimelor reguli stabilite de CNTEE Transelectrica SA, in functie de palierul analizat (VDV, GNV, VSI sau VDI).

Conform regulilor, balanta se va echilibra prin scaderea, pana la limite acceptabile pentru siguranta alimentarii consumatorilor, in afara zonei excedentare analizate, a productiei in centrale termoelectrice fara program de cogenerare (in ordinea descrescatoare a costurilor de productie estimate: 1. hidrocarburi, 2. huila, 3. lignit) si in centrale electrice eoliene din zone indepartate - aplicand ipoteza lipsei vantului/ nefinalizarii acelor proiecte.

De asemenea, conform metodologiei Transelectrica, se va realiza o analiza extinsa (de sensibilitate) in care se vor lua in considerare toti producatorii care detin contracte de racordare (CR), avize tehnice de racordare (ATR) si studii de solutii. Aceasta analiza se va efectua atat pentru situatia fara noul producator, cat si pentru situatia cu noul producator.

5.1.1 Construirea regimurilor medii de bază (RMB)

RMB se refera la regimul mediu de baza construit pentru scenariul de baza in care sunt prevazute instalate grupurile/centralele noi având contract de racordare.

In scenariul de baza mai sunt introduse si grupurile noi termoelectrice si hidroelectrice cu studii de solutie avizate, chiar dacă nu au Contract de racordare sau ATR, la termenele de punere în funcțiune anunţate, conform comunicărilor Transelectrica.
In conformitate cu satisfacerea conditiilor de sistem impuse, grupurile instalate in scenariul de bază se incarca pe criteriul minimizarii costurilor variabile, pornind de la rezultate POWRSYM rulat de Transelectrica, in care:
- Centralele hidroelectrice sunt incarcate pentru conditii de hidraulicitate medie;
- CEE sunt considerate utilizand profilarea orara a productiei pe baze statistice si tinte UE;
- Centralele fotoelectrice (CEF) se consideră funcţionand doar la VDV si VDI si sunt considerate utilizand profilarea orara a productiei pe baze statistice;
- Centralele termoelectrice si centralele bazate pe alte resurse regenerabile (biomasa, biogaz) sunt încarcate conform rezultatelor din rularea programului POWERSYM de simulare a pietei de electricitate.

5.1.2 Construirea regimurilor de dimensionare (RD)

Pornind de la scenariul de baza prezentat anterior (RMB), conform cu Reguli aplicate la construirea regimurilor medii de baza si a regimurilor de dimensionare" transmis de CNTEE Transelectrica (anexa 1), se construiesc regimurile de dimensionare (RD).
S-a identificat o zonă excedentară care a fost analizată și delimitată de restul sistemului energetic național (SEN) printr-o secțiune de rețea. Această secțiune de rețea are o capacitate care poate fi depășită datorită evacuării excedentului de putere, inclusiv a producției centralei sau grupului nou racordat.
S-a identificat zona excedentara care a fost analizata si delimitata de restul sistemului energetic national (SEN) printr-o sectiune de retea. Aceasta sectiune de retea are o capacitate care poate fi depasita datorita evacuarii excedentului de putere, inclusiv a productiei centralei sau grupului nou racordat.
Acest nou obiectiv se concentreaza pe implementarea unei centrale bazata pe resurse regenerabile, centrala care va fi incarcata la 100 % din puterea instalata in regimurile cu N si N-1 elemente in functiune.
In situatia in care exista alte centrale conectate la elementul de retea (statie, linie) la care urmeaza sa fie racordata noua centrala, toate aceste centrale vor fi luate în considerare ca fiind incarcate la 100% din puterea lor instalata in conditiile in care atat elementele N, cat si cele N-1 sunt in functiune.
Grupurile generatoare s-au considerat încărcate la 80% din puterea nominală în zona analizată.
Celelalte centrale (biomasa, biogaz, cogenerare) s-au considerat incarcate la 100% din puterea nominala in zona analizata.
In zonele din restul SEN puterea este calculata conform datelor aferente regimului RMB.
Luand in considerare capacitatile de productie cu contracte de racordare din listele puse la dispozitie de operatorul de distribuție precum si pe cele puse la dispozitie de operatorul de transport si aplicand setul de reguli al operatorului de transport CNTEE Transelectrica SA toate prezentate in anexele prezentului studiu obtinem regimurile de dimensionare analizate cu urmatoarele surse considerate in functiune:
- existenti deja in bazele de date ale Transelectricii;
- cu contracte de racordare;
- cu avize de racordare;
- cu studii de solutie avizate.

5.1.3 Regimul de dimensionare

Pentru zona analizata S6 intaririle de retea cu impact mentionate in Planul de Dezvoltare 2024-2031 al CNTEE Transelectrica S.A sunt:

PIF 2024
- Racordarea LEA 400 kV Stupina - Varna si LEA 400 kV Rahman - Dobrudja in statia 400 kV Medgidia Sud. Etapa II Extinderea statiei 400 kV Medgidia Sud
- Extinderea statiei 400 kV Gura Ialomitei cu două celule: LEA 400 kV Cernavoda 3 şi LEA 400 kV Stalpu

PIF 2025
- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Gutinas - Smardan
- Marirea capacitatii de transport LEA 400kV Bucuresti Sud - Pelicanu (8km)

PIF 2026
- Retehnologizarea statiei 400 kV Isaccea (etapa II retehnologizare statie 400kV)
- LEA 400kV Brazi Vest – Teleajen – Stalpu
- Retehnologizarea statiei electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu

PIF 2028
- Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stalpu, inclusiv: Achizitie AT 400 MVA, 400/ 220/20 kV si lucrari de extindere statiile 400 kV si 220 kV aferente, in statia 400/220/110 kV Brazi Vest
- LEA 400 kV d.c. (1c.e) Constanta Nord - Medgidia Sud
- Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Gutinas-Dumbrava
- Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei
- Echiparea circuitului 2 a LEA 400kV d.c. Gutinas - Smardan

PIF 2029
- Instalare trafo 3 nou 400/110kV Medgidia Sud
- Instalare trafo 3 nou 400/110kV Smardan
- Inlocuire Trafo 2 400/110kV statia Smardan
- Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit

PIF 2030
-Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Cernavoda - Pelicanu (53km)
- Trecere la 400kV LEA Isaccea-Ucraina Sud (Primorska) instalare celula in statia Isaccea 400kV
- Inlocuire trafo T1 si T2 400/110kV Constanta Nord

PIF 2031
- Reconductorare LEA 220kV Lacu Sărat -Filești -Barboși - Focșani Vest -Gutinaș

Pentru marirea sigurantei in functionare si cresterii capacitatii de distributia sunt prevazute lucrari de retea in planul de dezvoltare RED pentru perioada 2025-2031 aprobat de ANRE.

5.2 Etapa 2028 Palier VDV (RD)

Regim cu N elemente in functie:

Incarcarile pe cele 3 transformatoare de putere 250 MVA din statia 400/110/20 kV Tulcea Vest:

Element de retea incarcat	Cu centrala %	Fara centrala %	Aport generator %
TR. 2 400/110 KV TULCEA VEST	41.27	41.04	0.23
TR. 1 400/110 KV TULCEA VEST	41.27	41.04	0.23
TR. 3 400/110 KV TULCEA VEST	41.47	41.24	0.23

Incarcari pe linii :

Element de retea incarcat	Cu centrala %	Fara centrala %	Aport generator %
LEA 110 KV TULCEA VEST - TOPOLOG	87.03	87.02	0.01
LEA 110 KV TULCEA VEST - TULCEA ORAS	70.67	68.36	2.31
LEA 110 KV TULCEA VEST - ISACCEA	69.53	69.51	0.02
LEA 110 KV TULCEA VEST - SALBATICA 1	61.58	61.56	0.02
LEA 110 KV SARINASUF - VALEA NUCARILOR	60.47	60.45	0.02
LEA 110 KV TULCEA VEST - SARINASUF	60.47	60.45	0.02
LEA 110 KV TULCEA ORAS - SALBATICA 2	58.58	58.58	0

Regim cu N -1 elemente in functie:

Incarcarile pe cele 3 transformatoare de putere 250 MVA din statia 400/110/20 kV Tulcea Vest:

Element de retea incarcat	Element sensibil	Cu centrala %	Fara centrala %	Aport %
TR. 1 400/110 KV TULCEA VEST	TR. 3 400/110 KV TULCEA VEST	59,74	59,39	0,35
	TR. 2 400/110 KV TULCEA VEST	59,70	59,35	0,35
TR. 3 400/110 KV TULCEA VEST	TR. 1 400/110 KV TULCEA VEST	59,74	59,39	0,35
	TR. 2 400/110 KV TULCEA VEST	59,70	59,35	0,35
TR. 2 400/110 KV TULCEA VEST	TR. 1 400/110 KV TULCEA VEST	59,71	59,36	0,35
	TR. 3 400/110 KV TULCEA VEST	59,71	59,36	0,35

Incarcari pe linii :

Element de retea incarcat	Element sensibil	Cu centrala %	Fara centrala %	Aport %
LEA 110 KV TULCEA MARMURA - SALBATICA 1	LEA 110 KV TULCEA VEST - TULCEA ORAS	65,28	63,14	2,14
LEA 110 KV TULCEA VEST - SALBATICA 1	LEA 110 KV TULCEA VEST - TULCEA ORAS	64,7	62,58	2,11

5.3 Concluziile analizei de sistem

Pentru respectarea criteriului cu **n elemente** in functie, beneficiarul centralei analizate este conditionat de realizarea urmatoarelor lucrari de intarire:

- Nu este cazul

Pentru respectarea criteriului cu **n-1 elemente** in functie, beneficiarul centralei analizate este conditionat de realizarea urmatoarelor lucrari de intarire:

- Nu este cazul

6. ANALIZA SOLUTIILOR DE RACORDARE SUB ASPECTUL IMPACTULUI NOII CENTRALE ASUPRA RETELEI ELECTRICE DE MEDIE TENSIUNE EXISTENTE (VERIFICARI PENTRU RACORDARE)

Variatiile de tensiune au fost efectuate conform Instructiunilor Operative PD_IO 2337-RETELE ELECTRICE DOBROGEA -PL86_vrs01 "Criterii tehnice de racordare a clienților la retelele de IT, MT, JT" si sa confirme ca functionarea în paralel a generatoarelor nu duce la variatii de tensiune peste limitele stabilite de SR EN 50160 pentru toti utilizatorii si generatoarele racordate la reteaua de MT. Se vor verifica urmatoarele:

- variatiile de tensiune lente,
- variatiile de tensiune rapide,
- variatiile de tensiune absolute.

Tip de verificare	Conditie care trebuie verificata
Variatii lente de tensiune	$\frac{\lvert V_{1LF} - V_{3LF} \rvert}{V_n} * 100 \leq 5\%$
Variatii rapide de tensiune	$\frac{\lvert V_{3LF} - V_{4LF} \rvert}{V_n} * 100 \leq 4\%$
Valoarea absoluta de tensiune in noduri	$\frac{\lvert V_{6LF} - V_{3LF} \rvert}{V_n} * 100 \leq 8\%$

Varianta 1

Pe axul liniei 20kV 91.13 (baza, alimentată din statia 110/20 kV Tulcea Oras) nu au fost identificati producatori existenti:

Consumul comunicat este de 0,59 MW / 0,65 MVA

Variatiile pe LEA 20kV 91.13 (alimentata din statia Tulcea Oras 110/20kV):

Nume	Variatii lente %	Variatii rapide %	Variatii absolute %
DC10-2-041168	0.12	0.12	0.1
DC10-2-041233	0.12	0.12	0.1
DC10-2-041283	0.12	0.12	0.1
DC10-2-041106	0.12	0.12	0.1
DC10-2-041194	0.12	0.12	0.1
DC10-2-041293	0.12	0.12	0.1
DC10-4-041168	0.11	0.11	0.1
DC10-2-041145	0.11	0.11	0.1
DC10-3-042103	0.11	0.11	0.1
DC10-2-041144	0.11	0.11	0.09

DC10-2-041123	0.05	0.05	0.05

La schema normala de functionare, LEA 20kV 91.13, noul producator se incadreaza in limitele de variatii de tensiune:

- variatiile de tensiune lente (≤5%),
- variatiile de tensiune rapide (≤4%),
- variatiile de tensiune absolute (≤8%).

Pe axul liniei 20kV 91.14 (rezerva, alimentată din statia 110/20 kV Tulcea Oras) nu au fost identificati producatori existenti:

Consumul comunicat este de 0,49 MW / 0,54 MVA

Variatiile pe LEA 20kV 91.14 (alimentata din statia Tulcea Oras 110/20kV), la preluare de pe LEA 91.13:

Nume	Variatii lente %	Variatii rapide %	Variatii absolute %
DC10-2-041293	0.22	0.22	0.17
DC10-2-041144	0.21	0.21	0.17
DC10-2-041233	0.21	0.21	0.17
DC10-2-041283	0.21	0.21	0.17
DC10-2-041106	0.21	0.21	0.17
DC10-2-041194	0.21	0.21	0.17
DC10-2-041123	0.21	0.21	0.17
DC10-2-041168	0.2	0.2	0.16
DC10-2-041145	0.2	0.2	0.16
DC10-3-042103	0.2	0.2	0.16
DC10-4-041168	0.19	0.19	0.15
DC10-2-041113 A	0.08	0.08	0.11
DC10-2-041113 B	0.07	0.07	0.1
DC10-2-041069	0.05	0.05	0.08
DC10-2-041022	0.03	0.03	0.05
DC10-2-041211	0.02	0.02	0.04

La deconectarea LEA 20kV 91.13, si preluarea de linia LEA 20kV 91.14, noul producator se incadreaza in limitele de variatii de tensiune:

- variatiile de tensiune lente (≤5%),
- variatiile de tensiune rapide (≤4%),
- variatiile de tensiune absolute (≤8%).

Varianta 2

Pe axul liniei 20kV 91.13 (baza, alimentată din statia 110/20 kV Tulcea Oras) nu au fost identificati producatori existenti:

Consumul comunicat este de 0,59 MW / 0,65 MVA

Variatiile pe LEA 20kV 91.13 (alimentata din statia Tulcea Oras 110/20kV):

Nume	Variatii lente %	Variatii rapide %	Variatii absolute %
PC Nou Varianta 2	0.16	0.16	0.1
DC10-2-041283	0.15	0.15	0.1
PC 298	0.15	0.15	0.1
DC10-2-041194	0.13	0.13	0.1
DC10-2-041233	0.13	0.13	0.1
DC10-2-041106	0.13	0.13	0.1
DC10-2-041293	0.12	0.12	0.1
DC10-2-041168	0.12	0.12	0.1
DC10-3-042103	0.12	0.12	0.1
DC10-2-041145	0.11	0.11	0.1
DC10-4-041168	0.11	0.11	0.1
DC10-2-041144	0.11	0.11	0.09
DC10-2-041123	0.05	0.05	0.05

La schema normala de functionare, LEA 20kV 91.13, noul producator se incadreaza in limitele de variatii de tensiune:

- variatiile de tensiune lente (≤5%),
- variatiile de tensiune rapide (≤4%),
- variatiile de tensiune absolute (≤8%).

Pe axul liniei 20kV 93.01 (rezerva, alimentată din statia 400/110/20 kV Tulcea Vest) nu au fost identificati producatori existenti:

Consumul comunicat este de 0,3 MW / 0,33 MVA.

Variatiile pe LEA 20kV 93.01 (alimentata din statia Tulcea Vest 400/110/20kV), la preluare de pe LEA 91.13:

Nume	Variatii lente %	Variatii rapide %	Variatii absolute %
DC10-2-041123	1.32	1.32	0.77
DC10-2-041144	1.32	1.32	0.77
DC10-2-041293	1.32	1.32	0.76

DC10-2-041194	1.32	1.32	0.76
DC10-2-041233	1.32	1.32	0.76
DC10-2-041168	1.32	1.32	0.76
DC10-2-041106	1.32	1.32	0.76
DC10-2-041145	1.32	1.32	0.76
DC10-3-042103	1.32	1.32	0.76
DC10-4-041168	1.32	1.32	0.76
DC10-2-041283	1.32	1.32	0.74
PC 298	1.32	1.32	0.74
PC Nou Varianta 2	1.32	1.32	0.73
DC10-2-041150	1.21	1.21	0.63
DC10-3-042958	1.21	1.21	0.63
DC10-3-042939	0.52	0.52	0.35
DC10-2-041050	0.51	0.51	0.35
DC10-2-041162	0.48	0.48	0.32
DC10-2-049078	0.48	0.48	0.32
DC10-2-041216	0.39	0.39	0.21
DC10-4-041215	0.39	0.39	0.21
DC10-3-042083	0.39	0.39	0.21
DC10-2-041204	0.13	0.13	0.14
DC10-4-041204	0.13	0.13	0.13
DC10-4-041216	0.13	0.13	0.07
DC10-2-041217	0.13	0.13	0.07
DC10-4-041973	0.13	0.13	0.07
DC10-3-042137	0.13	0.13	0.07
DC10-4-041196	0.13	0.13	0.07
DC10-3-042141	0.13	0.13	0.07
DC10-3-042134	0.13	0.13	0.07
DC10-3-042087	0.01	0.01	0.01

La deconectarea LEA 20kV 91.13, si preluarea de linia LEA 20kV 93.01, noul producator se incadreaza in limitele de variatii de tensiune:

- variatiile de tensiune lente (≤5%),
- variatiile de tensiune rapide (≤4%),
- variatiile de tensiune absolute (≤8%).

Astfel, noul producator poate evacua intreaga putere solicitata de 2 MW, atat in schema normala de functionare, cat si la abatere de la schema normala de funcitonare, in ambele variante de racordare analizate.

6.1 Calculul nivelului de siguranta al retelei in punctul de delimitare dintre instalatiile producator/prosumatorului si ale operatorului de retea

Conform precizarilor din normativul NTE 005/06/00 privind metodele si elementele de calcul al sigurantei in functionare a instalatiilor energetice, aprobat prin decizia ANRE 1424/2006 – ce inlocuieste PE013/94 se pot calcula indicatorii de siguranta estimati ca necesari pentru evaluarea comportamentului instalatiilor electrice, utilizati pentru contractele de racordare a utilizatorilor la reteaua de energie electrica si pentru studiile de planificare si dezvoltare.

Starea de succes considerata este prezenta tensiunii in punctul de racord al noii centrale la reteaua RED/RET, in ceea ce priveste functia de evacuare a puterii din centrala.

Mai jos se prezinta calculul indicatorilor de fiabilitate asigurati de reteaua electrica in care se realizeaza racordarea. Metodologia de calcul cuprinsa in NTE 005/06/00 si acceptata de Codul Tehnic al Rețelei de distribuție a fost utilizata pentru evaluarea nivelului de siguranta al schemei de evacuare a puterii generate de pe barele de medie tensiune (MT) ale instalatiei beneficiarului. In acest scop, s-au folosit valorile intensitatilor de reparatie si defectare conform prevederilor respective.

Premisele generale de calcul se refera la tipurile de entitati (sisteme, instalatii, dispozitive) prezentate in Normativ.

Premisele generale de calcul sunt urmatoarele:

Orice element component al unui dispozitiv (instalatie) energetic se poate afla intr-una din urmatoarele situatii (stari):

- functionare (normala sau degradata);
- MC - mentenanta corectiva (reparare sau inlocuire in urma unui defect);
- MP - mentenanta preventiva (reparatie planificata, revizie, etc.);
- rezerva sau asteptare.

Dupa defectare, actiunea de MC incepe imediat (elementul intra imediat in reparatie sau se inlocuieste), iar in urma reparatiei recapata integral toate proprietatile pe care le-a avut inainte de aparitia defectului. Exceptie fac entitatile in regim de asteptare, la care momentul initiere actiunii de restabilire dupa un defect depinde de intervalul dintre actiunile de mentenanta preventiva (in urma carora se constata defectul) sau/si de nivelul de autosemnalizare (semnalizare automata) a defectelor.

Restabilirea starii de succes (de functionare) a unei entitati in urma unui defect se poate realiza prin: reparatie, inlocuire, manevre manuale, manevre automate.

In conformitate cu NTE 005/06 categoriile de echipamente care se constituie ca date de intrare in analiza de fiabilitate sunt: separatoare, intreruptoare, dispozitivele de actiune ale intreruptoarelor, transformatoare de tensiune, transformatoare de curent, transformatoare si autotransformatoare de putere, linii electrice aeriene si in cablu.

S-au calculat indicatorii care se refera la intreruperi accidentale. Intreruperile planificate, ca numar si durata, vor fi in conformitate cu Standardul de Performanta al OD.

Valorile pentru indicatorii de fiabilitate utilizate in calcule sunt cele din Anexa 2 din NTE 005/2006.

- Bara 110 kV : λ=0,015 *An-1; μ=1125 *An-1;
- Bara 20 kV: λ=0,022 *An-1; μ=600 *An-1;
- Trafo 110/20 kV: λ=0,1 *An-1; μ=50 *an-1;
- Intreruptor 220 kV: λ=0,56 *An-1; μ=1400 *An-1;
- Separator 220 kV : λ=0,075 *An-1; μ=650 *An-1;
- Intreruptor 110 kV: λ=0,25 *An-1; μ=625 *An-1;

− Separator 110 kV : λ=0,005 *An-1; μ=500 *An-1;
− Intreruptor 20 kV: λ=0,155 *an-1; μ=750 *An-1;
− Separator 20 kV : λ=0,001 *An-1; μ=800 *An-1;
−TC: λ=0,004 *An-1; μ=500 *An-1;
− Cablu nou/km: λ=0,02 *An-1; μ=200 *An-1;
− LEA 20 kV /km: λ=0,06 *An-1; μ=1000 *An-1;
Unde:
− λ – intensitatea de defectare echivalenta asociata acelor stari de defect pentru care restabilirea se face prin reparare si manevra manuala;
− μ – intensitatea de reparare echivalenta asociata acelor stari de defect pentru care restabilirea se face prin reparare si manevra manuala;
Conform standardului de performanta, durata medie totala de insucces Tdmed - in perioada de referinta T, este de 8760 ore.
Intensitatile de defectare calculate reprezinta un cumul al actiunilor incluse in intensitatea de defectare echivalenta asociata acelor stari de defect pentru care restabilirea se face prin reparare si prin manevra.
Indicatorii de siguranta obtinuti sunt prezentati in continuare.

Varianta 1

a) numarul mediu anual de intreruperi eliminate prin reparatii: $M[v_R(T)]= 0,943$ defecte
b) numarul mediu anual de intreruperi eliminate prin manevra: $M[v`_M(T)]= 1,561$ defecte
c) durata medie a unei intreruperi eliminate prin reparatii: $M[T_D]= 13,523$ ore
d) durata medie totala de insucces (de nefunctionare): M[ß(T)]= 16,855 ore
e) numarul maxim anual de intreruperi eliminate prin reparatii: $N_{Rmax}= 3$
f) numarul maxim anual de intreruperi eliminate prin manvere: $N_{Mmax} = 4$
g) numarul maxim anual total de intreruperi: $N_{max} = 5$
h) durata maxima de restabilire a unei intreruperi: $T_{dmax} = 6,8$ ore

Varianta 2

i) numarul mediu anual de intreruperi eliminate prin reparatii: $M[v_R(T)]= 2,405$ defecte
j) numarul mediu anual de intreruperi eliminate prin manevra: $M[v`_M(T)]= 1,557$ defecte
k) durata medie a unei intreruperi eliminate prin reparatii: $M[T_D]= 13,413$ ore
l) durata medie totala de insucces (de nefunctionare): M[ß(T)]= 32,264 ore
m) numarul maxim anual de intreruperi eliminate prin reparatii: $N_{Rmax}= 3$
n) numarul maxim anual de intreruperi eliminate prin manvere: $N_{Mmax} = 5$
o) numarul maxim anual total de intreruperi: $N_{max} = 8$
p) durata maxima de restabilire a unei intreruperi: $T_{dmax} = 9,8$ ore

Valorile duratelor medii anuale de insucces se incadreaza in conditiile impuse prin Standardul de Performanta a energiei electrice pentru mediul rural, in conditii normale de vreme (maximum 12 ore).
Indicatorii precizati mai sus se refera numai la intrefruperile accidentale. Durate mai mari de intrerupere pot aparea in cazuri exceptionale, care trebuie rezolvate conform prevederilor Standardului de performanta.

6.1.1 Calculul aportului la curentul de scurtcircuit şi conditii tehnice pentru echipamentele de comutatie şi protectie

Calculele au fost realizate in conformitate cu normativul PE 134 "Metodologia de calcul a curentilor de scurtcircuit in retelele electrice cu tensiunea peste 1kV" care respecta prevederile normei CEI 60909-0/2001.

Scopul efectuatii acestor calcule il reprezinta determinarea aportului maxim din sistem (necesar pentru dimensionarea instalaţiilor in conditiile aparitiei noii centrale).

In calculul curentilor de scurtcircuit se vor considera efectuate toate lucrarile de intarire rezultate ca necesare din calculele de regimuri stationare de sensibilitate cu N, repectiv N-1 elemente in functiune, calculul efectuandu-se pentru RD etapa VDV 2033, toate CE din zona analizata avand ATR sau cerere depusă pentru emitere ATR.

Conform PE 134, pentru regimul maxim de scurtcircuit s-au considerat:

- toate generatoarele, transformatoarele retelei in functiune;
- toată reteaua de 110 kV buclata;
- nr. maxim de transformatoare funcţionand cu neutrul legat la pamant.

Curentii de scurcircuit pe barele 20 kV din statia Tulcea Oras

	Cu centrala	Fara centrala
I_{k3}	6.034	6.014
I_{k1}	6.034	6.014

Curentii de scurcircuit pe barele 110 kV din statia Tulcea Oras

	Cu centrala	Fara centrala
I_{k3}	6.588	6.584
I_{k1}	6.585	6.581

I_{k1} = curent de scurtcircuit monofazat (kA)
I_{k3} = curent de scurtcircuit trifazat (kA)

Se constata faptul ca aportul curentului de scurtcircuit nu conduce la depasirea valorilor pentru care au fost dimensionate echipamentele din statia de transformare.

6.2 Calculul curentului capacitiv

Pentru Varianta 1: Realizare racord intrare-iesire in LES 20 kV 91.13 intre PT 194 si PC 293 (alimentata din statia 110/20 kV Tulcea Oras) prin intermediul unui PC nou instalat.

Tratarea neutrului se face prin intermediul a doua bobine de stingere de 300A.

In urma calculelor realizate au rezultat urmatoarele:

- Icp intre PC nou proiectat si PC 293 + PC nou proiectat si punctul de mansonare pentru LES 3x1x185mmp in lungime de **0,09 km = 0,326 A**
- Icp intre PC si CEF pentru LES 3x1x150mmp in lungime de **0,01 km = 0,028A**

Rezulta un curent capactivi suplimentar **Icp = 0,326A + 0,028A = 0,354 A**

Curentul capacitiv total pe statia Tulcea Oras considerand CEF analizata va fi in valoare de:
Icp statie = 210,1 A + 0,354 A = 210,454 A

Pentru Varianta 2: Realizare racord intrare-iesire in LES 20 kV 91.13 intre PT 283 si PC 298 (alimentata din statia 110/20 kV Tulcea Oras) prin intermediul unui PC nou instalat.

Tratarea neutrului se face prin intermediul a doua bobine de stingere de 300A.

In urma calculelor realizate au rezultat urmatoarele:
- Icp intre PC nou proiectat si punctul de mansonare 1 + punctul de mansonare 2 pentru LES 3x1x185mmp in lungime de **0,05 km= 0,181A**
- Icp intre PC si CEF pentru LES 3x1x150mmp in lungime de **0,01 km = 0,028A**

Rezulta un curent capactivi suplimentar **Icp = 0,181A + 0,028A = 0,209 A**

Curentul capacitiv total pe statia Tulcea Oras considerand CEF analizata va fi in valoare de:
Icp statie = 210,1 A + 0,209 A = 210,309 A

Calculul curentului capacitiv in urma realizarii buclarii liniilor L91.13 (ST. 110/20kV Tulcea Oras) si L93.01 (ST. 400/110/20kV Tulcea Vest)

Tratarea neutrului in SET 400/110/20 kV Tulcea Vest se face prin intermediul a doua bobine de stingere de 100A. Curentul capacitiv inregistrat in statatie este de 98 A

In urma calculelor realizate au rezultat urmatoarele:
- Icp intre PC nou proiectat si ***Stalp 2057 bis1*** pentru LES 3x1x185mmp in lungime de **2 km= 7,248 A**

Rezulta un curent capactivi suplimentar **Icp = 7,248 A**

Curentul capacitiv total pe statia Tulcea Vest considerand linia de buclare va fi in valoare de:
Icp statie = 98 A + 7,248 A = 105,248 A > 100 A

In urma calculului de curent capacitiv, a rezultat ca este nevoie de **montarea TFN SA + Bobina de stingere 200A** in SET 400/110/20 kV Tulcea Vest.

6.3 Pierderile suplimentare de putere in SEN si RED, ca urmare a racordarii noii centrale

Pierderile de putere în reţea la racordarea centralei analizate s-au calculat pentru funcţionarea la puterea maximă instalată.
Pierderile de putere în zona analizată pentru soluţiile de racordare sunt prezentate sintetic în tabelul de mai jos:

2028	Cu centrala	Fara centrala	ΔP (MW)
Pierderi(MW)	16,61	16,54	0,27

2033	Cu centrala	Fara centrala	ΔP (MW)
Pierderi(MW)	19,53	19,49	0,04

6.4 Calculul limitei de putere reactiva produsa de noua centrala

Calculul se efectueaza in reteaua interna a centralei si tine seama de toate elementele care contribuie la aportul de putere activa si reactiva in punctul comun de cuplare PCC.
Rezultatul calculului evidentiaza eventuala necesitate a unor instalatii pentru compensarea puterii reactive (capacitiv/inductiv). Solutia de compensare a puterii reactive, prin folosirea de surse specializate de putere reactiva se stabileste pe baza de calcule tehnico-economice.

6.5 Participarea la reglajul tensiunii in zona

Analiza se efectueaza pentru solutiile analizate, considerand plaja de variatie a puterii reactive aferenta puterii active produse, in concordanta cu conditiile pe care trebuie sa le indeplineasca noua centrala, prezente in normele tehnice in vigoare.
Reglajul tensiune-putere reactiva in punctul comun de cuplare al centralei trebuie sa poata fi realizat automat prin:

a) Reglajul tensiunii;

b) Reglajul puterii reactive schimbate cu sistemul

c) Reglajul factorului de putere

In conformitate cu "Normativul pentru proiectarea SEN" (PE 026/92) analiza reglajului de tensiune se va realiza prin modelarea a doua regimuri stationare corespunzatoare unor tensiuni minime si maxime in punctele analizate.

7. COMPARAREA ECONOMICA POSIBILE DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC DE RACORDARE A NOULUI PRODUCATOR/PROSUMATOR

7.1 Evaluarea investitiilor

Anexat este devizul general al acestei investitii, pentru lucrari pe taxa de racordare

Varianta 1: Realizare racord intrare-iesire in LES 20 kV 91.13 intre PT 194 si PC 293 (alimentata din statia 110/20 kV Tulcea Oras) prin intermediul unui PC nou instalat.

Varianta 2: Realizare racord intrare-iesire in LES 20 kV 91.13 intre PT 283 si PC 298 (alimentata din statia 110/20 kV Tulcea Oras) prin intermediul unui PC nou instalat.

7.2 Calculul Tarifului De Racordare

Tariful de racordare este o taxa stabilita conform regulilor care reprezinta costurile suportate de un operator de retea pentru a conecta un utilizator sau un producator la reteaua electrica. Aceste costuri acopera lucrarile necesare pentru a realiza racordarea locului de consum sau de producere la reteaua electrica.
Conform Ordinului ANRE nr. 11/2014, Art.9, tariful de racordare, T are 3 componente:
$T = T_i + T_r + T_u$

- **T_i** reprezinta cota de participare la finantarea lucrarilor de intarire a retelei electrice, necesare pentru evacuarea puterii aprobate utilizatorilor;
- **T_r** reprezinta componenta corespunzatoare realizarii instalatiei de racordare;
- **T_u** reprezinta componenta corespunzatoare verificarii.

Valoarea lucrarilor de racordare aferente componentei Ti a tarifului de racordare

Conform ord. 11/2014 completat cu ord. 87/2014, Art. 10. - (1) Componenta T_i a tarifului de racordare este egala cu valoarea minima dintre: valoarea T_i (SS) calculate pe baza de deviz si valoarea T_i (SS) calculate pe baza de indici.

Valoarea Ti pe baza de deviz (Tid)

Varianta 1:

Lucrarile de intarire necesare in **RED la calculul de N elemente** in functiune:
Nu este cazul.

Lucrarile de intarire necesare in **RED la calculul de N-1 elemente** in functiune:
Nu este cazul.

Lucrarile de intarire necesare in **RET la calculul de N elemente** in functiune:
Nu este cazul.

Lucrarile de intarire necesare in **RET la calculul de N-1 elemente** in functiune:
Nu este cazul.

TOTAL LUCRARI DE INTARIRE RET + RED: 0 de lei fara TVA

Varianta 2:

Lucrarile de intarire necesare in **RED la calculul de N elemente** in functiune:
Nu este cazul.

Lucrarile de intarire necesare in **RED la calculul de N-1 elemente** in functiune:
Nu este cazul.

Lucrarile de intarire necesare in **RET la calculul de N elemente** in functiune:

- Inlocuire grup tratare neutru existent de la 100 A la 200 A – 800.000 lei fara TVA;

Lucrarile de intarire necesare in **RET la calculul de N-1 elemente** in functiune:
Nu este cazul.

TOTAL LUCRARI DE INTARIRE RET: 800.000 de lei fara TVA

TOTAL LUCRARI DE INTARIRE RET + RED: 800.000 de lei fara TVA

Valoarea lucrarilor de intarire pe baza de deviz:

Varianta 1:
Tid = 0 lei fara TVA

Varianta 2:
Tid = 800.000 lei fara TVA

Valoarea Ti pe baza de indici (Tii)
Conform Ord. 141/2014 si ORDIN pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public Ord 11/2014:

Varianta 2:
Art. 42. În situația în care punctul de racordare este la medie tensiune, într-o linie electrică subterană sau pe bara de medie tensiune a unui post de transformare, tariful specific pentru calculul componentei TI a tarifului de racordare se notează i6 și se stabilește utilizând următoarea formulă:
i6 = iMTS + iST110/MT [lei/MVA]
iMTS = 0 lei - nu sunt necesare lucrari de intarire in instalatia OD
i6 = 0 + 432.000 = 432.000 [lei/MVA]
Costul total al intaririlor:
Tii = 432.000 * 2,14 MVA = 924.480 lei fara TVA

In varianta 2:
Ti= min (Tid; Tii) = min (800.000 lei; 924.480 lei) = 800.000 lei fara TVA

Din lipsa suprasarcinilor la N-1 elemente, beneficiarul CEF UAT TULCEA nu are nevoie de ALO.

Valoarea lucrarilor de racordare aferente componentei Tr a tarifului de racordare.
Varianta 1: Tr = 315.423,64 lei fara TVA

Varianta 2: Tr = 1.071.846,40 lei fara TVA

Valoarea lucrarilor de racordare aferente componentei Tu a tarifului de racordare.
Componenta TU a tarifului de racordare, in situatia racordarii locului de producere si de consum la reteaua electrica de medie tensiune, se calculeaza pe baza de tarife specifice, care reprezinta cheltuiala medie, exprimata in lei/instalatie, efectuata de operatorul de retea pentru realizarea verificarii dosarului instalatiei de utilizare si punerii sub tensiune a acestei instalatii.
Conform Ord.141/2014 - Anexa nr. 1, valoarea componentei Tu corespunzătoare certificării conformității tehnice a centralei electrice cu cerințele normelor tehnice în vigoare este 2.130 lei fără TVA (loc de producere/loc de consum si de producere, centrala nedispecerizabila, putere aprobata P > 1MW, racordare la MT), la care se adauga valoarea verificarii dosarului instalatiei de utilizare in valoare de 1045,12 lei fara TVA.
Tu = 2.130 + 1045,12 = 3.175,12 lei fara TVA
Tariful de racordare asociat fiecărei soluții de racordare propuse este:

Varianta 1:
T= Ti + Tr + Tu = 0 + 315.423,64 + 3.175,12 = 318.598,76 lei fara TVA

Varianta 2:
T= Ti + Tr + Tu = 800.000 + 1.071.846,40 + 3.175,12 = 1.875.021,52 lei fara TVA

Aceste valori sunt doar pentru lucrarile pe tarif de racordare, nu includ lucrarile aferente instalatiei de utilizare.

8. CERINTE TEHNICE PENTRU NOUL PRODUCATOR/PROSUMATOR

8.1. Cerinte tehnice de functionare si cerinte privind racordarea (functionarea in conditii normale si de variatie a frecventei in SEN si a nivelului de tensiune local)

Informatiile prezentate in acest capitol respecta prevederile Ordinului ANRE 208/2018 si 3/2023, care aproba Norma tehnica referitoare la cerintele tehnice pentru racordarea la retelele electrice de interes public a modulelor generatoare, centralelor alcatuite din module generatoare si centralelor alcatuite din module generatoare offshore (amplasate in larg) si a instalatiilor de stocare.

Pentru toate Centralele Electrice pe baza de surse regenerabile (CEFD) cu puteri instalate mai mari de 5 MW, sunt impuse urmatoarele cerinte minime:

1. Acestea trebuie sa fie capabile sa produca, in mod nelimitat, la punctul comun de cuplare, puterea activa si reactiva maxima corespunzatoare conditiilor meteorologice, conform diagramei P-Q echivalente, in intervalul de frecventa 49,5-50,5 Hz si in intervalul admisibil al tensiunii.
2. Toate invertoarele componente trebuie sa aiba urmatoarele capacitati:

- Sa ramana conectate la retea si sa functioneze in mod continuu, fara limita de timp, in domeniul de frecventa (47,5-52) Hz;
- Sa ramana conectate la reteaua electrica in cazul in care apar variatii de frecventa cu o viteza de pana la 1 Hz/secunda;
- Sa functioneze in mod continuu la o tensiune in punctul comun de cuplare (PCC) in intervalul (0,90-1,10)Un.

3. Trebuie sa asigure reglarea puterii active in punctul comun de cuplare intr-un interval de +5% fata de puterea instalata a CEFD in raport cu puterea nominala.
4. Sa functioneze in paralel cu reteaua fara a cauza variatii de tensiune mai mari de ± 4% fata de tensiunea nominala (la nivelul mediu si inalt al tensiunii retelei la care este conectata).
5. Trebuie sa asigure calitatea energiei electrice produse la punctul comun de cuplare, in conformitate cu normele in vigoare.

„Norma tehnica privind cerintele tehnice de racordare la retelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone" (Ord. ANRE Nr. 72/2017) stabileste cerinte pentru centralele de tip fotovoltaic in legatura cu urmatoarele aspecte:

→ Stabilitatea frecventei
→ Stabilitatea in functionare
→ Stabilitatea tensiunii
→ Operationalizarea sistemului
→ Restaurarea sistemului

Conform Regulamentului de Conducere prin Dispecer, centrala de tip D va avea grupurile generatoare sub autoritatea de decizie a DEC (Dispeceratul Energetic Central), iar instalatiile de racordare la retea se afla sub autoritatea de decizie, competenta si comanda operativa a DET (Dispeceratul Energetic Teritorial).
Producatorul este responsabil de protejarea centralei,inclusiv a instalatiilor auxiliare, impotriva daunelor cauzate de defectele proprii sau de impactul retelei electrice in cazul actionarii protectiilor deconectarii centralei sau in cazul unor incidente in retea (scurtcircuite cu si fara punere la pamant, actionarea protectiilor in retea, supratensiuni tranzitorii etc.), precum si in cazul aparitiei unor conditii exceptionale/anormale de functionare.
Setarile protectiilor la interfata centrala-RET sunt stabilite de catre Operatorul de Transport – CNTEE Transelectrica.
Daca grupurile generatoare au fost deconectate din cauza conditiilor meteorologice, aceastea trebuie sa aiba capacitatea de a se reconecta automat atunci cand conditiile/tensiunea generata revin la valorile normale de functionare.
Operatorul de retea verifica si se asigura ca racordarea si functionarea centralei prevazute pentru instalare nu incalca normele in vigoare privind calitatea energiei electrice, asigurand monitorizarea permanenta a calitatii energiei electrice.
Solutia de racordare a grupurilor generatoare trebuie sa evite functionarea in regim insularizat, inclusiv prin dotarea cu protectii care sa deconecteze intr-un astfel de regim.

8.2. Cerinte tehnice de monitorizare si reglaj, inclusiv interfata noicapaci surse cu sistemul SCADA si de telecomunicatii (inclusiv modalitatea de transmitere de date - semnalizari si masuri - la dispecer si incadrarea in conducerea operativa a RET)

Producătorul trebuie sa asigure, la performantele cerute de CNTEE Transelectrica SA, cai de comunicatie cu rezervare, de regula calea principala fiind asigurata prin suport de fibra optica, de la instalatiile de monitorizare si instalatiile de reglaj secundar ale centralei pana la interfata cu CNTEE Transelectrica SA aflata intr-o amplasare acceptata de aceasta. Construirea si intretinerea caii de comunicatie intre Producator si interfata CNTEE Transelectrica SA este in sarcina Producatorului.

Pentru integrarea in conducerea operativa a instalatiilor de racordare la SEN, precum si a grupurilor generatoare se vor prevedea sisteme de comanda – control si caile de transmitere a datelor pentru teleconducerea statiilor.
Necesitatea transmiterii datelor privind cunoasterea on-line a puterii produse rezida din impactul asupra sistemului electroenergetic a puterii active generate si din impactul asupra retelei a aportului de putere reactiva.
Centrala fotovoltaica se va integra in sistemul DMS-SCADA si EMS SCADA asigurand cel putin schimbul de semnale: putere activa, putere reactiva, tensiunea si frecventa in punctul de delimitare. In situatia in care nu exista DMS SCADA, aceste grupuri generatoare sunt obligate sa asigure in primii 3 ani integrarea masurilor amintite in EMS SCADA, pe o cale de comunicatie.
Integrarea in sistemul EMS/DMS-SCADA al OD este necesara pentru comanda operativa a instalatiilor respective prin DED si nu exclude necesitatea transmiterii de informatii in timp real in sistemul EMS/SCADA al CNTEE Transelectrica SA specifice grupurilor generatoare (in cazul de fata, grup de categoria B).
Pentru transmiterea informatiilor de la statia de transformare a centralei in sistemul SCADA OTS/DEN, producatorul va folosi mijloace si cai de comunicatie proprii, distincte, conforme cu specificatiile OTS

(protocoale, cai de comunicatie) si independente de integrarea in sistemul DMS SCADA al OD a echipamentelor din punctul de racord.
Producatorul va asigura interfete distincte cu sistemele SCADA OD si CNTEE Transelectrica SA. La OTS se vor transmite informatii referitoare la centrala (semnalizari si masurari: putere activa si reactiva bruta si neta generata, tensiune, frecventa; consemne si stare semnale: consemne pentru puterea activa, reactiva si tensiune si stare reglaj P/f si reglaj Q/U). Se va asigura compatibilitatea echipamentelor de schimb de date la nivelul interfetei cu sistemul DMS-SCADA si EMS/SCADA, la caracteristicile solicitate de acesta.
Necesitatea transmiterii datelor privind cunoașterea on-line a puterii produse rezida din impactul asupra Sistemului Electroenergetic National (SEN) a puterii active generate si din impactul asupra retelei a aportului de putere reactiva.
Indiferent de putere, grupurile generatoare sunt dispecerabile, in sensul ca indeplinesc dispozitiile de dispecer, inclusiv modifica Q la valoarea dispusa de OTS/OD. Notiunea de centrale nedispecerizabile este relativa la piata de echilibrare, in sensul ca pentru aceste centrale nu se dispune reducerea de P pe piata de echilibrare insa acestea pot fi deconectate pe criterii de siguranta.
Echipamentele si materialele vor respecta specificatia tehnica unificata a ODD, in vigoare la momentul intocmirii proiectului tehnic.
Comunicatia intre centrala analizata, statia de racord si Retele Electrice Dobrogea va realiza prin fibra optica si/sau ceva similar conform cerintelor Retele Electrice Dobrogea, in cadrul Proiectului Tehnic de Executie se vor detalia activitati legate de SCADA. Adresele si configuratia finala a listei de IEC - 60870-5-104 va fi stabilita de serviciul SCADA al Retele Electrice Dobrogea.
In cazul disparitiei tensiunii de alimentare a echipamentelor de comunicatii si a serviciilor interne, se va utiliza sursa neIntreruptibila tip UPS care va asigura alimentarea acestora pentru minim 48 de ore.
Se vor transmite in timp real informatii de stare (stare protectii, automatizari, pozitia echipamentelor de comutatie), preventive, de avarie (demarajele si semnalizarile de functionare ale tuturor protectiilor si automatizarilor).
Pentru participarea la piata de energie electrica trebuie prevazuta masurarea si teletransmiterea catre operatorul de masurare asignat, a contorizarilor de energie activa si reactiva (in ambele sensuri) in punctele de delimitare a instalatiilor. In aceasta etapa, orar interval Baza Deconectare (IBD) dar cu perspectiva la 15 minute.
Grupurile generatoare trebuie sa asigure interfata necesara cu operatorul de sistem si cel al pietelor de energie electrica pentru a primi eventuale valori de consemn pentru U, P, Q si f.
Conform Ordinului ANRE nr. 233/2019 privind aprobarea ”Metodologiei pentru schimbul de date intre operatorul de transport si de sistem si utilizatorii de retea semnificativi”, sectiunea a 2-a, art. 7 (1) Fiecare gestionar de instalatie de producere a energiei electrice racordata la sistemul de transport, care detine unitati generatoare de categorie B, C sau D desemnate ca URS, furnizeaza OTS, in timp real, cel putin urmatoarele date:
a) pozitia aparatajului de comutatie in punctul de racordare sau intr-un alt punct convenit cu OTS;
b) puterea activa si reactiva in punctul de racordare sau intr-un alt punct convenit cu OTS;
c) puterea activa si reactiva neta, tensiunea, curentul si frecventa in cazul instalatiilor de producere a energiei electrice cu alt consum decat cel al serviciilor proprii;
d) viteza medie a vantului si directia acestuia la nivelul centralelor electrice eoliene;
e) puterea disponibila a centralelor electrice eoliene;
f) radiatia solara medie la nivelul centralelor electrice fotovoltaice.

Redundanta cailor de comunicatie pentru transmiterea datelor de la unitatile generatoare prevazute este asigurata conform prevederilor Ordinului presedintelui Autoritatii Nationale de Reglementare in Domeniul Energiei nr. 72/2017 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerintele tehnice de racordare la retelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone, publicat in Monitorul Oficial al Romaniei, Partea I, nr. 688 și 688 bis din 24 august 2017, cu modificarile si completarile ulterioare si ale Ordinului presedintelui Autoritatii Nationale de Reglementare in Domeniul Energiei nr. 208/2018 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerintele tehnice de racordare la retelele electrice de interes public pentru modulele generatoare, centralele formate din module generatoare si centrale formate din module generatoare offshore (situate in larg), publicat in Monitorul Oficial al Romaniei, Partea I, nr. 26 si 26 bis din 10 ianuarie 2019.
De asemenea, instalatiile generatoare vor respecta cerintele incluse in norma tehnica aprobata prin ordinul ANRE nr. 208/14.12.2018 aferente modulelor generatoare de categorie B conform anexa 4.

8.3. Cerinte tehnice pentru sistemele de masurare energie electrica (inclusiv cerinte de securitate si regimul de proprietate asupra componentelor)

In conformitate cu „Codul de masurare a energiei electrice" aprobat prin Ordinul ANRE nr. 103/2015, noua centrala se incadreaza in categoria A de masurare (utilizata pentru masurarea energiei electrice tranzitate prin punctele de delimitare intre reteaua electrica de interes public si instalatiile de utilizare ale utilizatorilor cu puterea aprobata mai mare de 1MW).

Pentru sistemele de măsurare de categoria A „Codul de masurare a energiei electrice" Ordin ANRE nr. 103/2015 prevede urmatoarele cerinte tehnice minime pentru contoare si transformatoare de masurare si tinand seama de variatia in limite largi a puterii produse se vor prevedea:
- contoare cu clasa de exactitate 0,2S pentru energia activa si 1 pentru energia reactiva;
- transformatoare de curent si de tensiune ale caror infasurari pentru masurare au clasa de exactitate 0,2S şi respectiv 0,2.

Se vor respecta toate prevederile din Codul de Masurare a energiei electrice referitoare la cerintele de masurare pentru categoria A.
In conformitate cu prevederile Regulamentului si in acord cu ordinul ANRE nr. 113/2018, contorul de energie electrica din componenta grupului de masurare nu face parte din instalatia de racordare si va fi pus la dispozitie si instalat de catre operatorul de retea.:

8.4. Cerinte privind compensarea prin masuri proprii, local, in vederea reducerii circulatiei de energie reactiva.

Necesitatea instalarii unor echipamente/ mijloace suplimentare privind compensarea puterii reactive in punctul de delimitare va rezulta din concluziile studiului de compensare a puterii reactive in punctul de delimitare, studiu ce va fi intocmit dupa obtinerea ATR si va ţine cont de cerintele stipulate in Norma Tehnica aprobata prin Ordinul ANRE nr. 208/2018 precum si cele din Ordinul ANRE nr. 51/2019, pentru centralele formate din module generatoare de categorie B.

9. CONCLUZII

1. **Puterea maxima** ce poate fi evacuata de CEF UAT Tulcea este de **1,93MW / 2,14 MVA in ambele variante analizata**

2. **Pentru evacuarea** puterii maxime solicitata CEF UAT Tulcea **nu este conditionat de lucrarile de intarire in varianta 1.**
3. **Pentru evacuarea** puterii maxime solicitata CEF UAT Tulcea **este conditionat de urmatoarele lucrari de intarire in varianta 2:**
    - Inlocuire grup tratare neutru existent de la 100 A la 200 A – 800.000 lei fara TVA;

4. **La abatere de la schema normala de functionare** in ambele variante analizate, centrala poate evacua puterea maxima.

10. ANEXE

Anexa 1.1 - Reguli RER
Anexa 2.1 - Plan de incadrare in zona CEF UAT TULCEA
Anexa 3.1 - SCHEMA MONOFILARA DE CONEXIUNE Varianta 1
Anexa 3.2 - SCHEMA MONOFILARA DE CONEXIUNE Varianta 2
Anexa 3.3 - Schema monofilara Racarod intrare iesire V1 in L91.13 intre PC 293 si PT 194
Anexa 3.4 - Schema monofilara Racarod intrare iesire V2 in L91.13 intre PC 298 si PT 283 si bucla L93.01
Anexa 4.1 - VDI 2025 Tulcea
Anexa 4.2 - VDV 2024 Tulcea
Anexa 4.3 - Macheta Retele Electrice Dobrogea iul2024 CL+IL+CT+TL -agregate 3_ final date
Anexa 5.1 - Deviz-general tarif de racordare V1
Anexa 5.2 - Deviz-general tarif de racordare V2
Anexa 6.1 - CR_ 31.05.2025 - SITE
Anexa 6.2 - ATR_ 31.05.2025- SITE
Anexa 6.3 - Lista SS RED 01.07.2025
Anexa 6.4 - Studii racordare avizate CTES_13.05.2025
Anexa 7.1 - Cerere racordare CEF UAT TULCEA 2 MW