



**NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ**

**TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU  
STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE  
RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA  
REȚELELE ELECTRICE**

**Cod:  
NTI - TEL - DT - 012 - 2024 - 01**

**Pagina 1 din 16**

**Revizia: 1**

*Kn. 24233/8070251/*

**NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ**

**NTI - TEL - DT - 012 - 2024 - 01**

**TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU STUDIILE DE SOLUȚIE  
AFERENTE RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA REȚELELE ELECTRICE**

Aviz CTES nr. 284/2026

Prezentul NTI intră în vigoare la data aprobării avizului CTES

*Drept de proprietate*

*Prezentul document este proprietatea CNTEE Transelectrica SA. Multiplicarea sau utilizarea totală sau parțială a acestui document este permisă numai cu acordul scris al conducerii CNTEE Transelectrica SA.*

*Martie 2026*



**NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ**

**TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU  
STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE  
RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA  
REȚELELE ELECTRICE**

**Cod:  
NTI - TEL - DT - 012 - 2024 - 01**

Pagina 2 din 16

Revizia: 1

*Direcția responsabilă de elaborarea documentației  
Direcția Exploatare Mentenanță și Dezvoltare RET*

Aprobat:

Presedinte Directorat

**Stefăniță  
MUNTEANU**



Membru  
Directorat

**Cătălin Constantin  
NADOLU**

Membru  
Directorat

**Florin Cristian  
TATARU**

Membru  
Directorat

**Vasile Cosmin  
NICULA**

Avizat,

Director DEMDRET  
Daniel BALACI

P.

*OANA ZACHIA  
06.05.2026.*

Responsabil documentație  
Oana ZACHIA  
Manager DDRET



**NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ**

**TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU  
STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE  
RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA  
REȚELELE ELECTRICE**

**Cod:**  
**NTI - TEL - DT - 012 - 2024 - 01**

Pagina 3 din 16

Revizia: 1

**LISTA DE CONTROL A REVIZIILOR**

Documentul revizuit:  
**NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ**

**TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU STUDIILE DE SOLUȚIE  
AFERENTE RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA REȚELELE ELECTRICE**

**Cod NTI - TEL - DT - 012 - 2024 - 01**

Nr. rev	Conținutul reviziei	Autorul reviziei	
		Nume și prenume	Data
0.	Elaborare inițială	DEMDRET	2024
1	Revizia 1	DEN/DEMDRET	2026



## NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ

### TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA REȚELELE ELECTRICE

Cod:  
NTI - TEL - DT - 012 - 2024 - 01

Pagina 4 din 16

Revizia: 1

## CONȚINUTUL NORMEI TEHNICE

### CUPRINS

1. Scop	5
2. Domeniul de aplicare	5
3. Definiții și prescurtări	6
4. Documente de referință	6
5. Generalități	8
6. SECȚIUNEA I – Reguli aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de bază și a regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a centralelor / grupurilor noi	6
7. SECȚIUNEA II – Reguli aplicate la construirea regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a consumatorilor noi sau pentru emiterea ATR pentru creșterea consumului	12
8. SECȚIUNEA III – Reguli aplicate la construirea regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a instalațiilor de stocare sau a locurilor de producere / locurilor de consum și de producere cu instalație de stocare	12
9. Anexe: Anexa 1 – Zone de analiză	
Anexa 2 - Construirea cazurilor și analiza regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET	
Anexa 3 - Tabel centralizator al regimurilor de funcționare	



## NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ

### TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA REȚELELE ELECTRICE

Cod:  
NTI - TEL - DT - 012 - 2024 - 01

Pagina 5 din 16

Revizia: 1

#### 1. SCOP

Scopul Normei Tehnice Interne (NTI) este acela de a stabili cerințele Transelectrica și ale Operatorilor de Distribuție în legătură cu regulile aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de bază și a regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a utilizatorilor.

#### 2. DOMENIUL DE APLICARE

- 2.1. Prevederile NTI se aplică în activitățile de dezvoltare, avizare și acces la Rețeaua Electrică de Transport și Distribuție.
- 2.2. Studiile de soluție se realizează conform *Regulamentului privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 102/2015, cu modificările și completările ulterioare.
- 2.3. Termenii de Referință pentru studiile de soluție de racordare a utilizatorilor cuprind regulile aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de bază și a regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a utilizatorilor. Construirea acestor scenarii ține cont de țintele stabilite în PNIESC.

#### 3. DEFINIȚII ȘI PRESCURTĂRI

##### ACRONIME

ATR	– Aviz tehnic de racordare
CEE	– Centrală electrică eoliană
CEF	– Centrală electrică fotovoltaică
CEM	– Centrală electrică mixtă
CR	– Contract de racordare
CTES	– Consiliul tehnico-economic și științific
GNV	– Gol noapte vară
IS	– Instalație de stocare
NTI	– Normă tehnică internă
PNIESC	– Planul Național Integrat Energie și Schimbări Climatice
RD	– Regim de dimensionare
RET	– Rețea electrică de transport
RMB	– Regim mediu de bază
SS	– Studiu de soluție
VDI	– Vârf dimineață iarnă
VDV	– Vârf dimineață vară
VSI	– Vârf seară iarnă

#### 4. DOCUMENTE DE REFERINȚĂ

Nr. Crt.	Indicativ	Denumire
1	<b>Ordin ANRE 102/2005</b>	<i>Stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețele electrice de interes public</i>
2	<b>PE 026/1992</b>	<i>Normativ pentru proiectarea Sistemului Energetic Național</i>
3	<b>Ordin ANRE 59/2013</b>	<i>Ordin pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de distribuție de interes public, cu modificările și completările ulterioare;</i>



**NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ**

**TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU  
STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE  
RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA  
REȚELELE ELECTRICE**

**Cod:**  
**NTI - TEL - DT - 012 - 2024 - 01**

Pagina 6 din 16

Revizia: 1

4	<b>Ordin ANRE 208/2018</b>	<i>Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg);</i>
5	<b>Ordin ANRE 3/2023</b>	<i>Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru instalațiile de stocare a energiei electrice și procedura de notificare pentru racordarea instalațiilor de stocare a energiei electrice</i>
6	<b>Ordin ANRE 20/2025</b>	<i>Ordin modificarea și completarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei din domeniul racordării utilizatorilor la rețeaua electrică de interes public</i>



## NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ

### TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA REȚELELE ELECTRICE

Cod:  
NTI - TEL – DT – 012 – 2024 - 01

Pagina 7 din 16

Revizia: 1

## 5. GENERALITĂȚI

5.1. Studiile de soluție se realizează conform *Regulamentului privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul ANRE nr.102/2015, cu modificările și completările ulterioare.

5.2. Norma tehnica interna cuprinde trei secțiuni:

- **Sectiunea I:** Reguli aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de bază și a regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a centralelor / grupurilor noi.
- **Sectiunea II:** Reguli aplicate la construirea regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a consumatorilor noi sau pentru emiterea ATR pentru creșterea consumului.
- **Sectiunea III:** Reguli aplicate la construirea regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a instalațiilor de stocare sau a locurilor de producere / locurilor de consum și de producere cu instalație de stocare.

## 6. **SECȚIUNEA I – REGULI APLICATE LA CONSTRUIREA SCENARIILOR, REGIMURILOR MEDII DE BAZĂ ȘI A REGIMURILOR DE DIMENSIONARE UTILIZATE ÎN STUDIILE DE SOLUȚIE DE RACORDARE A CENTRALELOR / GRUPURILOR NOI**

6.1. La momentul începerii studiului de soluție, Operatorul de rețea pune la dispoziția elaboratorului situația actualizată a contractelor de racordare și ATR-urilor valabile.

6.2. Totodată, Operatorul de rețea pune la dispoziția elaboratorului o listă cu studii de soluție avizate pentru locuri de consum și / sau de producere care se află în aceeași zonă de rețea cu a-utilizatorului analizat. Dacă se realizează un studiu comun pentru mai mulți utilizatori care au un punct de racordare comun și un acord între ei în acest sens, atunci se iau în considerare împreună în cadrul studiului de soluție.

6.3. Operatorul de rețea poate suplimenta lista precizată mai sus și cu alte studii în curs de avizare pentru a fi luate în considerare, dacă acestea pot influența major soluția de racordare sau regimurile de funcționare, chiar și pe parcursul realizării noului studiu sau la ședința de analiză a acestuia. În această categorie intră de exemplu, studii de soluție care propun o soluție de racordare în aceeași stație sau linie electrică cu centrala analizată.

6.4. Transelectrica trimite lunar operatorilor de distribuție lista studiilor avizate, care include studiile pentru locuri de consum și/sau de producere cu putere instalată mai mare de 10 MW.

6.5. Transelectrica pune la dispoziția elaboratorilor cu care are contract de realizare pentru studii de soluție și operatorilor de distribuție modele de rețea pentru regimuri medii de bază construite conform regulilor prezentate în acest document.

6.6. Verificarea încadrării noii centrale în SEN se face aplicând regulile specifice dimensionării rețelei și de aceea regimurile se vor denumi în continuare la fel ca în metodologia de dimensionare a rețelei: RMB (regim mediu de bază) și RD (regim de dimensionare).

6.7. Regulile aplicate la construirea scenariilor RMB și a RD utilizate în studiile de soluție de racordare a utilizatorilor sunt stabilite pornind de la PE 026, după cum urmează:

### 6.7.1. Construirea regimurilor medii de bază (RMB)

6.7.1.1. Regimul mediu de bază se construiește de către Transelectrica pentru scenariul de bază privind evoluția capacităților instalate. Acest scenariu de bază este stabilit pentru Planul de Dezvoltare al RET în concordanță cu PNIESC și cu strategia energetică a României.

6.7.1.2. În scenariul de bază se consideră instalate grupurile/centralele noi eoliene sau fotovoltaice având contract de racordare sau ATR valabil, până la atingerea țintelor din PNIESC.

**Notă:** Dacă în momentul realizării RMB nu se pot atinge țintele respective în acest fel, **doar pentru studiile de Dezvoltare a RET**, se pot modela și centrale suplimentare, care au studiu de soluție avizat



## NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ

### TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA REȚELELE ELECTRICE

Cod:  
NTI - TEL - DT - 012 - 2024 - 01

Pagina 8 din 16

Revizia: 1

sau în curs de avizare, care au cerere de racordare depusă recent, sau care au solicitat informare preliminară. Pentru studiile de soluție nu se vor modela astfel de centrale suplimentare. Deci, dacă este cazul, Transelectrica va realiza modele de rețea RMB de două categorii: pentru studiile de Dezvoltare RET și pentru studii de soluție.

**6.7.1.3.** Grupurile noi nuclearelectrice, termoelectrice și hidroelectrice, prevăzute în strategia energetică a României și având studii de soluție avizate, se consideră instalate în scenariul de bază al etapei respective, chiar dacă nu au Contract de racordare sau ATR, la termenele de punere în funcțiune anunțate, conform comunicărilor Transelectrica.

Exemplu (conform informațiilor existente la momentul elaborării NTI)

- U3 și U4 700 MW Cernavodă se consideră instalate din anul 2031 respectiv 2033.
- În scenariul de bază încărcarea grupurilor se face respectând criteriul minimizării costurilor variabile, în condițiile satisfacerii condițiilor de sistem impuse, pornind de la rezultatele programului PLEXOS de modelare a pieței de electricitate rulat de Transelectrica, în care:
  - Centralele hidroelectrice sunt încărcate pentru condiții de hidraulicitate medie;
  - CEE sunt considerate utilizând profilarea orară a producției pe baze statistice (încărcate 20% la VDV și GNV și 30% la VSI și VDI);
  - Centralele fotoelectrice (CEF) se consideră funcționând doar la VDV și VDI și sunt considerate utilizând profilarea orară a producției pe baze statistice (încărcate 65% la VDV și 15% la VDI);
  - Centralele termoelectrice și centralele bazate pe alte resurse regenerabile (biomasă, biogaz) sunt încărcate pe baza ordinii de merit.
  - Instalațiile de stocare independente sau asociate cu o centrală se consideră că produc la puterea nominală la VSI, VDI și VDV și consumă puterea nominală la GNV.
- În cadrul centralelor peste 5 MW care au instalație de stocare, aceasta se modelează separat conform informațiilor deținute la momentul modelării.

#### **6.7.2. Construirea regimurilor de dimensionare (RD)**

**6.7.2.1.** Elaboratorii studiilor de soluție de racordare a utilizatorilor, construiesc RD pornind de la RMB descris mai sus, luând în considerare toate contractele de racordare, ATR-urile valabile, indiferent de termenul preconizat de PIF a acestora și studiile de soluție din lista furnizată de operatorul de rețea pentru locurile de consum și/sau de producere din zona analizată.

**6.7.2.2.** Se identifică zona de analiză conform zonelor definite pe site-ul Transelectrica, conform **Anexa 1** și a schemei normale de funcționare.

**Nota:** La fiecare racordare de grup nou pot fi avute în vedere, după caz, mai multe zone a căror capacitate este în pericol să fie depășită, delimitându-se mai multe zone excedentare analizate, din ce în ce mai largi.

**6.7.2.3.** În funcție de zona în care se preconizează instalarea grupului / grupurilor noi, și a schemei normale de funcționare, se construiesc RD pornind de la RMB și încărcând grupurile generatoare conform regulilor stabilite în PE 026/1992, completate conform celor de mai jos:

#### **Noul obiectiv**

1. Dacă noul obiectiv analizat este o centrală clasică, aceasta se consideră la 100% din Pinstalat atât la N, cât și la (N-1).
2. Dacă noul obiectiv analizat este o centrală bazată pe resurse regenerabile (eoliană, fotovoltaică, biomasă etc), aceasta va fi încărcată la 100 % din puterea instalată în regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune. Dacă noul obiectiv analizat este o centrală cu instalație de stocare sau o



## NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ

### TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA REȚELELE ELECTRICE

Cod:  
NTI - TEL – DT – 012 – 2024 - 01

Pagina 9 din 16

Revizia: 1

centrală mixtă, aceasta va fi încărcată la 100% din puterea evacuată conform solicitării utilizatorului.

3. Dacă în stația la care se face racordarea noii centrale mai sunt racordate și alte centrale, se vor considera toate încărcate la 100% Pinstalat în regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune.

#### Celelalte centrale la VSI / VDI, VDV – când centrala analizată este o centrală regenerabilă

4. Producția CEE racordate în RET în zona (secțiunea) în care se racordează centrala analizată, va fi 70% din Pinstalat. Toate CEE din RED din zona / secțiunea analizată, se vor considera încărcate la 85% din Pinstalat în regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune. Pentru dimensionare se iau în considerare toate CEE cu CR, ATR și SS avizate și contracte încheiate pentru elaborarea studiilor de soluție din zona analizată.
5. La VSI / VDI, VDV, centralele termoelectrice din zona analizată rămân încărcate ca în RMB.
6. La VSI / VDI, VDV, CNE se încarcă la Pmax disponibil (pentru S6).
7. La VSI / VDI, VDV, toate centralele Hidro din zona analizată se încarcă la Pmax disponibil. Se acceptă o reducere de maxim 10% față de Pmax disponibil a puterii în centrale Hidro pentru reducerea suprasarcinilor.

**Nota:** Încărcarea CHE Porțile de Fier și CHE Djerdap (Serbia) se va face corelat, în aceeași măsură.

8. Producția CEF, din zona în care se racordează centrala analizată, la VDV se consideră 80% din Pinstalat iar la VDI se consideră 30%. În regimul de dimensionare se iau în considerare toate CEF cu CR, ATR și SS avizate și contracte încheiate pentru elaborarea studiilor de soluție din zona analizată.
9. Instalațiile de stocare independente se consideră că produc 50% din puterea aprobată la VDV și VSI și consumă 50% din puterea aprobată pentru consum la GNV. În regimul de dimensionare se iau în considerare toate IS cu CR, ATR și SS avizate și contracte încheiate pentru elaborarea studiilor de soluție din zona analizată.
10. CEE și CEF care au și instalații de stocare, precum și centralele mixte, se consideră că produc 100% din puterea aprobată pentru evacuare.

#### Celelalte centrale la GNV – când centrala analizată este o centrală regenerabilă

11. Producția CEE din RET din zona în care se racordează centrala analizată, (v. pag. 2) va fi 70% din Pinstalat în scenariul de verificare a încădrării. Toate CEE din RED din secțiunea analizată, se vor considera încărcate la 85% din Pinstalat în regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune. În regimul de dimensionare se iau în considerare toate CEE cu CR, ATR și SS avizate și contracte încheiate pentru elaborarea studiilor de soluție din zona analizată.
12. La GNV, centralele termoelectrice din zona analizată rămân încărcate ca în RMB
13. La GNV, CNE se încarcă la Pmax disponibil (pentru S6).
14. La GNV, toate centralele Hidro din zona excedentară analizată se încarcă la 50% Pmax disponibil, dacă în RMB erau sub această valoare. Se poate accepta descărcarea CHE cu lac de acumulare sub această valoare sau chiar oprirea lor, specificându-se în studiu aceste reduceri (inclusiv la Concluzii). Nu se acceptă valori sub Pmin tehnic sau sub valoarea din RMB pentru centralele fără lac de acumulare.
15. Instalațiile de stocare independente consumă 50% din puterea nominală. În regimul de dimensionare se iau în considerare toate IS cu CR, ATR și SS avizate și contracte încheiate pentru elaborarea studiilor de soluție din zona analizată.
16. CEE care au și instalații de stocare se consideră că produc 100% din puterea aprobată pentru evacuare.



## NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ

### TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA REȚELELE ELECTRICE

Cod:  
NTI - TEL - DT - 012 - 2024 - 01

Pagina 10 din 16

Revizia: 1

#### Celelalte centrale la VSI/ VDI, VDV, GNV – când centrala analizată este o centrală pe gaze

17. Centralele pe gaze în cogenerare din zona analizată se consideră încărcate la puterea nominală de cogenerare. Cea mai mare centrală pe gaze se consideră de asemenea încărcată la puterea nominală, chiar dacă nu este în cogenerare. În regimul de dimensionare se iau în considerare toate centralele pe gaze cu CR, ATR și SS avizate și contracte încheiate pentru elaborarea studiilor de soluție din zona analizată.
18. Producția CEE, CEF, CHE în zona (secțiunea) în care se racordează centrala analizată, se consideră ca în RMB (nu se iau în considerare CEE și CEF din listele cu CR, ATR și SS avizate).
19. La VSI/ VDI, VDV, centralele termoelectrice pe cărbune din zona analizată rămân încărcate ca în RMB.
20. La VSI/ VDI, VDV, CNE se încarcă la Pmax disponibil (pentru S6).
21. Instalațiile de stocare independente sau asociate cu o centrală rămân ca în RMB. Pentru rezolvarea congestiilor se poate apela și la instalațiile de stocare și se va specifica în cadrul studiului.

#### Echilibrarea balanței

22. Balanța se va echilibra prin scăderea, până la limite acceptabile pentru siguranța alimentării consumatorilor, în afara zonei excedentare analizate, a producției în centrale termoelectrice fără program de cogenerare (în ordinea descrescătoare a costurilor de producție estimate) și în centrale eoliene din zone îndepărtate – aplicând ipoteza lipsei vântului / nefinalizării acelor proiecte.
23. Nu se va reduce producția la grupuri nucleare.
24. Având în vedere cuplajul între zonele Dobrogea și Moldova, care evacuează prin S3 comună, încărcarea grupurilor în una din aceste zone nu se va echilibra prin scăderea în cealaltă.
25. Dacă rămâne un excedent după aplicarea condițiilor de mai sus, acesta se va considera export suplimentar față de soldul din RMB (50% pe direcția Sud, 50% pe direcția Vest) păstrând proporțiile față de regimul inițial. Pentru Secțiunea S6 (Zona A) se va considera export 30% pe direcția Sud și 70% pe direcția Vest.

Rezultă astfel valoarea fluxului maxim de putere prognozat a fi evacuat din zona analizată, pentru care se identifică întăririle necesare.

Modul în care s-a echilibrat balanța se va descrie în Studiu (lista centrale și încărcări modificate, valoare sold).

#### 6.7.3. Precizări privind conținutul studiilor

- 6.7.3.1. În cadrul studiului de soluție, calculele de regimuri permanente cu N și N-1 elemente în funcțiune se realizează pentru orizontul de timp pentru care se solicită PIF a obiectivului analizat, luând în considerare toate contractele de racordare, ATR-urile valabile indiferent de termenul lor de PIF, studiile de soluție din lista furnizată de operatorul de rețea, din zona analizată. Dacă pentru orizontul de timp analizat (etapa de PIF solicitată) rezultă necesitatea unor întăriri față de rețeaua aflată în exploatare, se recomandă analizarea mai multor orizonturi de timp, pentru a determina momentul optim de PIF, corelat cu realizarea întăririlor de rețea necesare.

#### Note:

Având în vedere faptul că utilizatorii sunt interesați să realizeze centralele cât mai curând dar pentru construirea acestora este necesară o perioadă de timp de câțiva ani, în general este suficient să se



## NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ

### TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA REȚELELE ELECTRICE

Cod:  
NTI - TEL – DT – 012 – 2024 - 01

Pagina 11 din 16

Revizia: 1

analizeze RD pentru palierele caracteristice VSI, VDI, VDV și GNV pentru termen mediu (orizont de timp de 5 ani față de momentul elaborării modelelor de rețea RMB).

Analizele pentru termen lung (orizont de timp de 10 ani față de momentul elaborării modelelor de rețea RMB) sunt necesare pentru a verifica suficiența întăririlor de rețea în perspectivă și în contextul apariției de noi centrale conform Strategiei Energetice a României (ex: CNE Cernavodă grupurile 3 și 4).

În cazul în care, în zona analizată, nu sunt centrale fotoelectrice instalate sau preconizate, se admite analizarea doar a palierelor VSI și GNV. În acest caz (pentru a acoperi și palierul de VDV) se va considera la VSI curentul admisibil corespunzător temperaturii de 40 °C (aplicând raportul față de valoarea admisibilă la 5 °C din modelele Transelectrica pentru VSI:  $I_{max40grade}=0.68 \cdot I_{max5grade}$ ).

Având în vedere caracteristicile centralelor fotovoltaice, studiile de soluție pentru racordarea acestora vor considera palierele VDV și VDI pentru termen mediu și termen lung.

- 6.7.3.2. Studiul de soluție va respecta Conținutul Cadru prezentat în Anexă
- 6.7.3.3. Se va prezenta în studii lista centralelor și a încărcării acestora considerate în calcule.
- 6.7.3.4. Se vor realiza calcule pentru termen mediu, pe RD fără proiectele de dezvoltare modelate (care se afla în Planul de Dezvoltare a RET pe zece ani), verificându-se dacă puterea din noua centrală și din celelalte centrale luate în considerare în regimul de dimensionare, se poate evacua fără aceste proiecte (fără întăririi de rețea). Eventual, întăririle de rețea se vor introduce pe rând, în ordinea cronologică din Planul de Dezvoltare, pentru a stabili setul de întăririi strict necesare pentru evacuarea puterii din noua centrală și din celelalte centrale cu contract de racordare, ATR și studii din lista furnizată de operatorul de rețea. Dacă este necesar, se vor propune noi întăririi de rețea, în plus față de Planul de Dezvoltare a RET pe zece ani.
- 6.7.3.5. Setul de întăririi necesare pentru racordare se va stabili pe baza rezultatelor analizelor de dimensionare pentru termen mediu. În cazul în care se estimează că PIF pentru cel puțin una din întăririle de rețea rezultate ca fiind necesare la termen mediu se va face la termen lung, atunci setul de întăririi necesare pentru racordare se va stabili conform rezultatelor analizelor de dimensionare pentru termen lung. Se va preciza (inclusiv la Concluzii) puterea care poate fi aprobată (evacuată) fără întăririi de rețea determinată pe baza regimurilor de dimensionare cu contracte, ATR-uri valabile și studii de soluție din lista furnizată de operatorul de rețea.
- 6.7.3.6. Verificarea criteriului N-1 se va face și pentru declanșarea liniilor de interconexiune. La analiza criteriului N-1 se va verifica și declanșarea ambelor circuite ale LEA pe stâlpi comuni pe distanțe mai mari de 10km. Pentru liniile din stația 400kV Cernavodă se va verifica criteriul N-2.
- 6.7.3.7. Se vor verifica atât stabilitatea de tensiune, cât și stabilitatea de unghi. Se va verifica respectarea rezervelor normate pentru schema cu N elemente în funcțiune și pentru scheme cu N-1 elemente în funcțiune.
- 6.7.3.8. Verificarea stabilității tranzitorii se va efectua doar pentru termen mediu VSI (VDI pentru racordarea centralelor fotovoltaice), pentru soluția selectată (soluțiile selectate) de racordare la RET / RED a noului obiectiv.
- 6.7.3.9. Soluția selectată de racordare la RET/RED a noului obiectiv trebuie să îndeplinească condițiile de stabilitate statică și dinamică.
- 6.7.3.10. Analizele de stabilitate tranzitorie se vor efectua:
  - pentru zonele definite la pct. 6.7.2.2. în regimurile de funcționare corespunzătoare valorilor admisibile de stabilitate statică, cu respectarea valorilor normate de rezervă;
  - pentru determinarea timpului critic de eliminare a defectului.
- 6.7.3.11. În cazul în care mai multe proiecte de centrale situate în zone apropiate primesc soluții de racordare la aceeași linie de transport, se vor propune soluții în care racordarea acestora să se facă prin intermediul unei singure stații conectate prin racord intrare-ieșire la linia de înaltă



## NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ

### TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA REȚELELE ELECTRICE

Cod:  
NTI - TEL – DT – 012 – 2024 - 01

Pagina 12 din 16

Revizia: 1

tensiune. De asemenea, se recomandă a se evita secționarea liniilor de transport în apropierea stațiilor existente (la o distanță mai mică de 10 km), preferându-se racordarea în aceste stații.

- 6.7.3.12. Se va preciza explicit în concluziile studiilor că racordarea centralei analizate este condiționată de realizarea tuturor întăririlor RET și RED care au reieșit ca fiind necesare din regimurile de dimensionare (RD) conform punctului 6.7.2. Aceste întăriri (chiar dacă au fost modelate și în modelul de bază sau în RMB) se vor enumera în clar și se va preciza termenul de PIF al acestora.
- 6.7.3.13. Variantele de racordare analizate vor fi prezentate și prin scheme/ desene, nu numai prin text;
- 6.7.3.14. Calculul componentei  $T_i$  a tarifului de racordare se va face luând în considerare toate întăririle de rețea necesare în plus față de Planul de Dezvoltare al RET în vigoare, rezultate din analizele RD cu contracte de racordare, ATR-uri valabile, studii de soluție conform listei transmise de Operatorul de rețea.
- 6.7.3.15. Dacă utilizatorul agreează se poate prezenta și descrierea unei automatice de limitări operaționale (ALO) care să acționeze în regimurile cu N-1 elemente în funcțiune care suprasarcini la care utilizatorul analizat participă. În acest caz studiul va respecta Conținutul cadru ALO.
- 6.7.3.16. La racordarea unei centrale în RED 110 kV trebuie luate în considerare întăriri de rețea din zona de 110kV în care se racordează centrala respectivă, dacă centrala duce la creșterea unor suprasarcini care se pot elimina prin întăririle respective. De asemenea trebuie luate în considerare întăriri de rețea și din alte zone dacă acestea sunt conectate direct cu zona de racordare prin linii de 110kV (sunt buclate). În plus, trebuie luate în considerare întăriri din RET pentru evacuarea puterii din secțiunea de rețea pe care s-a făcut analiza de dimensionare.
- 6.7.3.17. Studiul trebuie să conțină un capitol de pierderi de putere și de energie în care se va prezenta impactul racordării.

#### 6.7.4. Precizări privind elaborarea modelelor de calcul

- 6.7.4.1. Transelectrica actualizează și pune la dispoziția consultanților elaboratori de studii cu care are contract de servicii și operatorilor de distribuție, modele de rețea de bază ale SEN (RMB). Modelele de rețea sunt construite pentru palierele VSI, VDV, VDI și GNV. În aceste modele, grupurile sunt încărcate conform regulilor de construire a RMB iar proiectele de dezvoltare RET cuprinse în Planul de Dezvoltare pe zece ani în vigoare sunt modelate ținând seama de termenul lor de PIF. Proiectele de reconducătorare nu sunt modelate, cu excepția celor foarte avansate.
- 6.7.4.2. Deoarece lista de Contracte, ATR-uri și studii de soluție avizate este în continuă și rapidă evoluție, pentru fiecare studiu de soluție, elaboratorii construiesc, pornind de la modelul de rețea de bază, modelele de calcul pentru RD, utilizând listele actualizate privind stadiul proiectelor de racordare (Contracte, ATR, studii de soluție) puse la dispoziție de Operatorul de rețea la începutul studiului, aplicând regulile de echilibrare a balanței de la 6.7.2.3. și verificând centralele modelate deja în RMB în zona de analiză.

## 7. **SECȚIUNEA II – REGULI APLICATE LA CONSTRUIREA REGIMURILOR DE DIMENSIONARE UTILIZATE ÎN STUDIILE DE SOLUȚIE DE RACORDARE A CONSUMATORILOR NOI SAU PENTRU EMITEREA ATR PENTRU CRESTEREA CONSUMULUI**

- 7.1. Regimurile de dimensionare se construiesc respectând regulile de dimensionare a capacității de transport a rețelei de alimentare a unei zone deficitare, așa cum este prezentat mai jos.
- 7.2. Rețeaua se analizează la palierul VSI, pentru un orizont de termen mediu (+5 ani) și lung (+10 ani). În acest caz (pentru a acoperi și palierul de VDV) se va considera la VSI curentul admisibil



## NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ

### TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA REȚELELE ELECTRICE

Cod:  
NTI - TEL - DT - 012 - 2024 - 01

Pagina 13 din 16

Revizia: 1

corespunzător temperaturii de 40 °C (aplicând raportul față de valoarea admisibilă la 5 °C din modelele Transelectrica pentru VSI:  $I_{max40grade}=0.68 \cdot I_{max5grade}$ ).

- 7.3. Se analizează și regimurile la palierul VDV, pentru creșterea consumului în zone unde deficitul este mai mare la VDV decât la VSI, ca urmare a opririi grupurilor din zonă în timpul verii. Dacă racordarea se face prin LES se va analiza și palierul GNV.
- 7.4. Se construiește RD pornind de la RMB, la palierul/ palierele de mai sus, aplicând următoarele modificări ale încărcării centralelor din zona analizată:
- Se oprește grupul cu cea mai mare putere în funcțiune în RMB;
  - Se opresc toate CEE;
  - Se consideră în funcțiune CEF existente (PIF), exclusiv la VDV, funcționând la 50% din încărcarea din RMB;
  - Instalațiile de stocare independente sau asociate cu o centrală se consideră ca în RMB;
  - Balanța se echilibrează încărcând o putere corespunzătoare (în ordinea crescătoare a costurilor de producție estimate) în zone îndepărtate din SEN.
- 7.5. Se verifică îndeplinirea criteriului de siguranță N-1, inclusiv prin declanșarea grupului cu cea mai mare producție din zonă în regimul analizat (RMB sau RD). La analiza criteriului N-1 se va verifica și declanșarea ambelor circuite ale LEA pe stâlpi comuni pe distanțe mai mari de 10 km.
- 7.6. Se iau în considerare simultan toate solicitările de creștere a consumului în zonă: Contracte, ATR, studii de soluție conform listei furnizate de operatorul de rețea. Nu se iau în considerare alte centrale sau instalații de stocare în afara celor deja modelate în RMB.
- 7.7. Se precizează întăririle de rețea necesare pentru alimentarea consumatorului și puterea care poate fi aprobată fără întăriri de rețea (această putere se calculează pe baza unor analize de regimuri fără întăriri de rețea la etapa de termen mediu).
8. **SECȚIUNEA III – REGULI APLICATE LA CONSTRUIREA REGIMURILOR DE DIMENSIONARE UTILIZATE ÎN STUDIILE DE SOLUȚIE DE RACORDARE A INSTALAȚIILOR DE STOCARE SAU A LOCURILOR DE PRODUCERE / LOCURILOR DE CONSUM ȘI DE PRODUCERE CU INSTALAȚIE DE STOCARE**
- 8.1. Dacă se analizează o centrală electrică care are asociată o instalație de stocare (loc de producere/loc de consum și de producere cu instalație de stocare), atunci regimul de dimensionare se construiește astfel:
- 8.1.1. CEM (CEF+IS)**
- 8.1.1.1. Dacă instalația de stocare asociată centralei are puterea cel puțin egală cu CEF, iar instalația de stocare și are un sistem de încărcare – descărcare de 4h, atunci puterea aprobată se consideră puterea CEF sau IS (nu se însumează) și calculele se realizează pe RMB, pentru VDI, VDV și GNV, astfel:
- Instalația de stocare se consideră că produce 100% capacitate la VDI și VDV și consumă la GNV. (explicație: în regimul de vârf de zi cu condiții de producție mare în CEF se consideră că bateria se încarcă din centrală, iar în condiții de producție medie în CEF se consideră că CEF+IS produce puterea aprobată, adică puterea CEF sau IS);
  - Instalațiile de stocare independente din zona analizată cu CR, ATR sau studii de soluție avizate produc 50% capacitate la VDI și VDV și consumă 50% din capacitate la GNV;
  - CEE și CEF care au și instalații de stocare se consideră că produc 100% din puterea aprobată pentru evacuare la VSI și VDV;



## NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ

### TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA REȚELELE ELECTRICE

Cod:  
NTI - TEL - DT - 012 - 2024 - 01

Pagina 14 din 16

Revizia: 1

- CEE și CEF care au și instalații de stocare consumă 50% din puterea instalată a IS (sau din puterea aprobată pentru consum dacă aceasta este mai mică decât puterea instalată a IS) la GNV;
- Restul centralelor electrice (inclusiv regenerabile) se consideră ca în RMB (nu se iau în considerare alte centrale regenerabile care au CR, ATR, studii avizate, în afară celor deja modelate în RMB).

#### Excepție:

Pentru regimul de dimensionare se vor lua în considerare toate sursele de producere a energiei electrice (PIF, CR, ATR, SS avizate și contracte încheiate pentru elaborarea studiilor de soluție) utilizând coeficienții definiți de specificul grupurilor generatoare și punctul de racordare pentru următoarele situații:

- configurații ale rețelei electrice care în schema normală de funcționare este radială, inclusiv cele prevăzute cu RABD (Reanclanșare Automată în Bucle Deschise): se va analiza impactul acestora și al noii centrale mixte/IS atât pe axa radială cât și asupra zonei de rețea analizată RED/RET);
- se analizează racordarea la MT într-o stație de transformare IT/MT: se va analiza impactul acestora și al noii centrale mixte/IS asupra rețelei electrice de MT și stației de transformare IT/MT – transformatoare, I<sub>sc</sub>, tratarea neutrilor, variații de tensiune etc.

**8.1.1.2.** Dacă instalația de stocare asociată centralei are puterea mai mică decât centrala, iar instalația de stocare are un sistem de încărcare – descărcare de 4h, atunci calculele se realizează astfel:


- Pentru puterea instalației de stocare egală cu puterea CEF calculele se realizează pe RMB conform punctului 9.1.1.1
- Pentru diferența dintre puterea centralei și puterea instalației de stocare, calculele se realizează conform Secțiunii I (se consideră ca și spor de putere la o centrală fotovoltaică).

#### 8.1.2.CEM (CEE+IS)

- Pentru centralele mixte formate din centrale eoliene și instalație de stocare, calculele se realizează conform Secțiunii I.

**8.2.** Dacă se analizează o instalație de stocare independentă, calculele se realizează pe pentru VDV, VSI, GNV astfel:

- Se consideră că instalația de stocare produce 100% din puterea instalată la regimurile de vârf și consumă 100% din puterea instalată la GNV;
- Instalațiile de stocare independente din zona analizată cu CR, ATR sau studii de soluție avizate și contracte încheiate pentru elaborarea studiilor de soluție produc 50% capacitate la VSI și VDV și consumă 50% din capacitate la GNV;
- CEE și CEF care au și instalații de stocare se consideră că produc 100% din puterea aprobată pentru evacuare la VSI și VDV;
- CEE și CEF care au și instalații de stocare consumă 50% din puterea instalată a IS (sau din puterea aprobată pentru consum dacă aceasta este mai mică decât puterea instalată a IS) la GNV;

	<b>NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ</b>  <b>TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA REȚELELE ELECTRICE</b>	<b>Cod:</b> <b>NTI - TEL – DT – 012 – 2024 - 01</b>
		<b>Pagina 15 din 16</b>
		<b>Revizia: 1</b>

- Alte centrale electrice în zona analizată se consideră încărcate ca în RMB (nu se iau în considerare alte centrale regenerabile care au CR, ATR, studii avizate, în afara celor deja modelate în RMB).

*Excepție:*

Pentru regimul de dimensionare se vor lua în considerare toate sursele de producere a energiei electrice (PIF, CR, ATR, SS avizate) utilizând coeficienții definiți de specificul grupurilor generatoare și punctul de racordare pentru următoarele situații:

- configurații ale rețelei electrice care în schema normală de funcționare este radială, inclusiv cele prevăzute cu RABD (Reanclanșare Automată în Bucla Deschisă): se va analiza impactul acestora și al noii centrale mixte/IS atât pe axa radială cât și asupra zonei de rețea analizată RED/RET);
- se analizează racordarea la MT într-o stație de transformare IT/MT: se va analiza impactul acestora și al noii centrale mixte/IS asupra rețelei electrice de MT și stației de transformare IT/MT – transformatoare, I<sub>sc</sub>, tratarea neutruului, variații de tensiune etc.

**8.3.** În situația unui ATR existent pentru o CEF, valabil, cu sau fără contract de racordare încheiat, în situația în care se solicită actualizarea acestuia în vederea montării unei instalații de stocare, cu păstrarea puterii aprobate, iar instalația de stocare are un sistem de încărcare – descărcare mai mic de 4h și se va încărca doar din CEF, atunci analiza de sistem rămâne valabilă cea din ATR existent.

**8.4.** În situația unui ATR existent pentru o CEF, valabil, cu sau fără contract de racordare încheiat, în situația în care se solicită actualizarea acestuia în vederea montării unei instalații de stocare, cu păstrarea puterii aprobate, iar instalația de stocare are un sistem de încărcare – descărcare mai mare sau egal cu 4h, indiferent de unde se încarcă, atunci analiza de sistem se va realiza ca la punctul 9.1.1.1, la data plății contractului de elaborare pentru studiul pentru actualizarea ATR.

**8.5.** În situația unui ATR existent valabil pentru o IS independentă, iar instalația de stocare are un sistem de încărcare – descărcare mai mic de 4h, cu sau fără contract de racordare încheiat, în situația în care se solicită actualizarea acestuia cu mărirea capacității instalației de stocare la 4h și în vederea montării unei CEF cu o putere mai mică sau egală decât a instalației de stocare, cu păstrarea puterii aprobate în ATR, atunci analiza de sistem ramâne valabilă cea din ATR existent, dacă CEF este mai mică de minim 4 ori față de capacitatea IS (MWh).

**8.6.** În situația unui ATR existent valabil pentru o IS independentă, iar instalația de stocare are un sistem de încărcare – descărcare mai mic 4h, cu sau fără contract de racordare încheiat, în situația în care se solicită actualizarea acestuia cu mărirea capacității instalației de stocare la 4h și în vederea montării unei CEF cu o putere mai mare decât a instalației de stocare, cu păstrarea puterii aprobate în ATR, atunci analiza de sistem se va realiza la data plății contractului de elaborare pentru studiul pentru actualizarea ATR și în conformitate cu punctul 9.1.1.2.

**8.7.** În funcție de rezultatele regimurilor de dimensionare analizate se acceptă impunerea restricției de funcționare pentru centralele electrice/IS la anumite paliere de funcționare. Restricția de funcționare se asigură prin sistemul de management al centralei electrice/IS.



**NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ**

**TERMENI DE REFERINȚĂ PENTRU  
STUDIILE DE SOLUȚIE AFERENTE  
RACORDĂRII UTILIZATORILOR LA  
REȚELELE ELECTRICE**

**Cod:  
NTI - TEL - DT - 012 - 2024 - 01**

Pagina 16 din 16

Revizia: 1

Anexe:

- Anexa 1 – Zone de analiză
- Anexa 2 - Construirea cazurilor și analiza regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET
- Anexa 3 - Tabel centralizator al regimurilor de funcționare

**Anexa 1 - Zone de analiză**

Zonele de rețea sunt definite conform tabelului următor:

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
A	Brăila Calarăși (partea de est) Constanța Galați Ialomița Tulcea	LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
		LEA 400 kV Gura Ialomiței – București Sud
		LEA 400 kV Pelicanu – București Sud
		LEA 400 kV Rahman – Dobrudja
		LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești
		LEA 400 kV Stupina – Varna
		LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși
		LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud
		LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu
		LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni
		CT 110 kV Liești
A1	Galați	LEA 110 kV Smârdan – Brăilița
		LEA 110 kV Abator – Brăilița
		LEA 110 kV Măxineni – Liești
		CT 110 kV Liești
		CLT 110 kV Smârdan
		AT 200 MVA, 220/110 kV Filești
		Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan
A2	Brăila	LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu
		LEA 110 kV Lacu Sărat – Ostrov derivație Lunca, Lebăda, Zatina circ. 1
		LEA 110 kV Lacu Sărat – Ostrov derivație Lunca, Lebăda, Zatina circ. 2
		LEA 110 kV Smârdan – Brăilița
		LEA 110 kV Abator – Brăilița
		LEA 110 kV Măxineni – Liești
		CT 110 kV Gura Ialomiței
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Lacu Sărat
		Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței
A3	Tulcea	LEA 110 kV Hârșova – Topolog derivație Cișmeaua Nouă
		LEA 110 kV Lacu Sărat – Ostrov derivație Lunca, Lebăda, Zatina circ. 1
		LEA 110 kV Lacu Sărat – Ostrov derivație Lunca, Lebăda, Zatina circ. 2
		LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu derivație Fântânele
		LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu
		Trafo 1, 2, 3 – 250 MVA, 400/110 kV Tulcea Vest
A4	Constanța	LEA 110 kV Hârșova – Topolog derivație Cișmeaua Nouă
		LEA 110 kV Basarabi – Băltăgești
		LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu derivație Fântânele
		LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu
		Trafo 1, 2 – 250 MVA, 400/110 kV Constanța Nord

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
		Trafo 1, 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud
A5	Ialomița Călărași	LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia
		LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni
		LEA 110 kV Basarabi – Băltăgești
		LEA 110 kV Solex – Fundulea
		LEA 110 kV Hotarele – Oltenița Nord
		CT 110 kV Pelicanu
		CT 110 kV Gura Ialomiței
		AT – 200 MVA, 220/110 kV Mostiștea
		Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței
		Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Pelicanu
B	București Giurgiu Ilfov Teleorman	LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței
		LEA 400 kV București Sud – Pelicanu
		LEA 400 kV Domnești – Urechești
		LEA 400 kV Slatina – București Sud
		LEA 400 kV Domnești – Brazi Vest
		LEA 220 kV Turnu Măgurele – Craiova Nord
		LEA 220 kV Brazi Vest – Fundeni d.c.
		LEA 110 kV Afumați – Căciulați
		LEA 110 kV Fundeni – CET Brazi derivație Tâncăbești
		LEA 110 kV Icoana – Hârlești
		LEA 110 kV Titu – Arcuda
		LEA 110 kV Chitila – Potlogi
		LEA 110 kV Preajba – Mozăceni
		CT 110 kV Turnu Măgurele
B1	Giurgiu Teleorman	LEA 110 kV Hotarele – Oltenița Nord
		LEA 110 kV Icoana – Hârlești
		LEA 110 kV Preajba – Mozăceni
		LEA 110 kV Mihăilești – Domnești
		LEA 110 kV Jilava – Copăceni
		LEA 110 kV Jilava – Colibași
		CT 110 kV Turnu Măgurele
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru
AT1, 2, 3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele		
B2	București Ilfov	LEA 110 kV Mihăilești – Domnești
		LEA 110 kV Jilava – Copăceni
		LEA 110 kV Jilava – Colibași
		LEA 110 kV Hotarele – Oltenița Nord
		LEA 110 kV Titu – Arcuda
		LEA 110 kV Chitila – Potlogi
		LEA 110 kV București Nord – București Centru
		LEA 110 kV Cotroceni – Panduri
		LEA 110 kV Grozăvești – Filaret
		LEA 110 kV Vulcan – Sălaj

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
		CL 110 kV Pajura
		CT 110 kV București Nord
		CT 110 kV Răzoare
		CT 110 kV Progresu
		Trafo 1, 2, 3 – 250 MVA, 400/110 kV Domnești
B3	București Ilfov	LEA 110 kV Grozăvești – Filaret
		LEA 110 kV Vulcan – Sălaj
		LEA 110 kV București Nord – București Centru
		LEA 110 kV FCME – Republica
		LEA 110 kV Solex – Fundulea
		CT 110 kV Progresu
		CL 110 kV Mihai Bravu
		CL 110 kV Faur
		CT 110 kV Solex
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV București Sud
B4	București Ilfov	LEA 110 kV Titan – Republica
		LEA 110 kV Afumați – Căciulați
		LEA 110 kV Fundeni – CET Brazi derivație Tâncăbești
		CL 110 kV Faur
		CL 110 kV Mihai Bravu
		CT 110 kV București Nord
		CL 110 kV Pajura
		CT 110 kV Solex
		AT1, 2 – 400 MVA 220/110 kV Fundeni
C	Argeș Buzău Dâmbovița Prahova Vâlcea	LEA 400 kV Dârste – Brazi Vest
		LEA 220 kV Brazi Vest – Fundeni d.c.
		LEA 400 kV Bradu – Țânțăreni
		LEA 400 kV Brașov – Bradu
		LEA 400 kV Brazi Vest – Domnești
		LEA 110 kV Pojaru – Berbești
		LEA 110 kV Mozăceni – Preajba
		LEA 110 kV Titu – Arcuda
		LEA 110 kV Chitila – Potlogi
		LEA 110 kV CET Brazi – Tâncăbești derivație Fundeni
		LEA 110 kV Afumați – Căciulați
		LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni
		LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu
		LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni
		CT 110 kV Valea Largă
		CT 110 kV Brădișor
		CT 110 kV Drăgășani
C1	Buzău Prahova	LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni
		LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
		LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni
		LEA 110 kV Afumați – Căciulați
		LEA 110 kV CET Brazi – Tâncăbești derivație Fundeni
		LEA 110 kV Gura Ocniței – Păstârnacu
		CT 110 kV Doftana
		AT 200 MVA, 220/110 kV Teleajen
		AT 200 MVA, 220/110 kV Stâlpu
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest
C2	Dâmbovița	LEA 110 kV Gura Ocniței – Păstârnacu
		LEA 110 kV Chitila – Potlogi
		LEA 110 kV Titu – Arcuda
		LEA 110 kV Drăgăiești – Pătroaia
		CT 110 kV Valea Largă
		CT 110 kV Doftana
		AT1, 2, 3 – 200 MVA, 220/110 kV Târgoviște
C3	Arges Valcea	LEA 110 kV Drăgăiești – Pătroaia
		LEA 110 kV Mozăceni – Preajba
		LEA 110 kV Poiana Lacului – Căzânești
		LEA 110 kV Argeș Sud – Jiblea
		LEA 110 kV Valea Danului – Cornetu derivație Gura Lotrului
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu
		AT – 200 MVA, 220/110 kV Pitesti Sud
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu
		LEA 110 kV Pojaru – Berbești
		CT 110 kV Drăgășani
		CT 110 kV Brădișor
		AT – 200 MVA, 220/110 kV Stupărei
AT – 200 MVA, 220/110 kV Răureni		
D	Dolj Gorj Mehedinți Olt	LEA 400 kV Urechești – Domnești
		LEA 400 kV Slatina – București Sud
		LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud
		LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu
		LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
		LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui d.c.
		LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c.
		LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele
		LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord
		LEA 110 kV Turnu Severin – Topleț d.c.
		LEA 110 kV Pojaru – Berbești
		LEA 110 kV Icoana – Hârlești
		CT 110 kV zona Turnu Măgurele
		CT 110 kV Drăgășani
		AT 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
D1	Olt Dolj	LEA 110 kV Craiova Nord – Bals d.c.
		LEA 110 kV Bals – Craiova Est derivație Olcit
		LEA 110 kV Icoana – Hârlești
		LEA 110 kV Bechet – Horezu Poenari
		LEA 110 kV Caracal Vest – Jianca
		CT 110 kV Drăgășani
		CT 110 kV Turnu Măgurele
		AT 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Grădiște
		Trafo 4 – 250 MVA, 220/110 kV Drăgănești Olt
D2	Dolj Gorj Mehedinți Olt	LEA 110 kV Pojaru – Berbești
		LEA 110 kV Craiova Nord – Bals d.c.
		LEA 110 kV Bals – Craiova Est derivație Olcit
		LEA 110 kV Caracal Vest – Jianca
		LEA 110 kV Bechet – Horezu Poenari
		CT 110 kV Banovița
		CT 110 kV CET Drobeta 1A – 2A
		CL 110 KV CET Drobeta 2A – 2B
		CL 110 kV Ostrovu Mare 2A – 2B
		CT 110 kV Cetate
		AT 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița
		AT 200 MVA, 220/110 kV Urechești
AT 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești		
D3/E3	Mehedinți	LEA 110 kV Turnu Severin – Topleț circ. 2
		CT 110 kV Topleț
		CT 110 kV Banovița
		CT 110 kV CET Drobeta 1A – 2A
		CL 110 KV CET Drobeta 2A – 2B
		CL 110 kV Ostrovu Mare 2A – 2B
		CT 110 kV Cetate
		AT 200 MVA, 220/110 kV Calafat
		AT 200 MVA, 220/110 kV Cetate
AT1,2 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Severin Est		
D4/E4	Mehedinți	CT 110 kV Basarabi
		CL 110 kV Ostrovu Mare 2A – 2B
		CT 110 kV Cetate
		AT 200 MVA, 220/110 kV Calafat
		AT 200 MVA, 220/110 kV Cetate
E	Caraș – Severin Mehedinți Timiș	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
		LEA 400 kV Porțile de Fier – Urechești –
		LEA 400 kV Porțile de Fier – Slatina
		LEA 400 kV Reșița – Pancevo circ. 1+2
		LEA 220 kV Calea Aradului – Arad

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
		LEA 220 kV Timișoara – Arad
		LEA 220 kV Timișoara – Mintia
		LEA 110 kV Oțelu Roșu – Retezat derivație Rușchița
		LEA 110 kV Oțelu Roșu – Baru Mare
		LEA 110 kV Fântânele – Orțișoara
		LEA 110 kV Sinnicolau Mare – Lovrin
		CT 110 kV Banovița
		CT 110 kV CET Drobeta 1A – 2A
		CL 110 kV CET Drobeta 2A – 2B
		CL 110 kV Ostrovu Mare 2A – 2B
		CT 110 kV Cetate
E1	Timiș	LEA 110 kV Fântânele – Orțișoara
		LEA 110 kV Sinnicolau Mare – Lovrin
		LEA 110 kV Moșnița Nouă – Gătaia
		CL 110 kV Lugoj
		AT1,2 – 200 MVA, 220/110 kV Timișoara
		AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Săcălaz
E2	Caraș – Severin	LEA 110 kV Oțelu Roșu – Retezat derivație Rușchița
		LEA 110 kV Oțelu Roșu – Baru Mare
		LEA 110 kV Turnu Severin – Topleț circ. 1
		LEA 110 kV Moșnița Nouă – Gătaia
		CT 110 kV Topleț
		CL 110 kV Lugoj
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Reșița
		Trafo 250 MVA, 400/110 kV Reșița
AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz		
F	Arad Hunedoara	LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud
		LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud
		LEA 400 kV Arad – Sandorfalva
		LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba
		LEA 220 kV Mintia – Alba Iulia
		LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord
		LEA 220 kV Mintia – Timișoara
		LEA 220 kV Arad – Timișoara
		LEA 220 kV Arad – Calea Aradului
		LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș
		LEA 110 kV Brad – Gura Roșiei
		LEA 110 kV Orăștie – Cugir derivație Șibot
		LEA 110 kV Baru Mare – Oțelu Roșu
		LEA 110 kV Retezat – Oțelu Roșu derivație Rușchița
		LEA 110 kV Fântânele – Orțișoara
		LEA 110 kV Sinnicolau Mare – Lovrin
		CT 110 kV Vașcău
F1	Arad	LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș
		LEA 110 kV Sinnicolau Mare – Lovrin

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
		LEA 110 kV Fântânele – Orțișoara
		LEA 110 kV CFR Vărădia – CFR Câmpuri Surduc
		AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Arad
		Trafo 250 MVA, 400/110 kV Arad
F2	Hunedoara	LEA 110 kV Brad – Gura Roșiei
		LEA 110 kV Orăștie – Cugir derivație Șibot
		LEA 110 kV Hășdat – Laminoare d.c.
		LEA 110 kV CFR Vărădia – CFR Câmpuri Surduc
		CT 110 kV Vașcău
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Pestis
F3	Hunedoara	LEA 110 kV Hășdat – Laminoare d.c.
		LEA 110 kV Cârnești – Retezat circ. 1 derivație CHE Ostrovul Mare
		LEA 110 kV Cârnești – Retezat circ. 2 derivație CHE Ostrovul Mic
		CL 110 kV Baru Mare
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Hășdat
F4	Hunedoara	LEA 110 kV Baru Mare – Oțelu Roșu
		LEA 110 kV Retezat – Oțelu Roșu derivație Rușchița
		LEA 110 kV Cârnești – Retezat circ. 1 derivație CHE Ostrovul Mare
		LEA 110 kV Cârnești – Retezat circ. 2 derivație CHE Ostrovul Mic
		CL 110 kV Baru Mare
		AT 200 MVA, 220/110 kV Paroșeni
		AT 200 MVA, 220/110 kV Baru Mare
G	Alba Brașov Covasna Sibiu	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
		LEA 400 kV Dârste – Brazi Vest
		LEA 400 kV Brașov – Bradu
		LEA 400 kV Sibiu Sud – Țânțăreni
		LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut
		LEA 400 kV Sibiu Sud – Mintia
		LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești
		LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia
		LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului
		LEA 110 kV Copșa Mică – Mediaș
		LEA 110 kV Tăuni – Blaj
		LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud derivație IMA
		LEA 110 kV Gura Roșie – Brad
		LEA 110 kV Orăștie – Cugir derivație Șibot
		CT 110 kV Brădișor
		CT 110 kV Valea Largă
		CT 110 kV Hoghiz
CL 110 kV Ocna Mureș		
G1	Brașov	LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
	Covasna	LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz
		CT 110 kV Valea Largă
		CT 110 kV Hoghiz
		Trafo 2 – 250 MVA, 400/110kV Dârste
		Trafo 1, 2 – 250 MVA, 400/110 kV Brașov
G2	Alba Sibiu Brașov	LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz
		LEA 110 kV Copșa Mică – Medias
		LEA 110 kV Tăuni – Blaj
		LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud derivație IMA
		LEA 110 kV Gura Roșie – Brad
		LEA 110 kV Sadu V – CHE Lotru derivație Jidoaia
		LEA 110 kV Orlat –Cugir derivație Șibot
		CL 110 kV Ocna Mureș
		Trafo 3, 4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Alba Iulia
G3	Vâlcea (partea de Nord)	LEA 110 kV Sadu V – CHE Lotru derivație Jidoaia
		CT 110 kV Brădișor
		AT – 200 MVA, 220/110 kV Lotru
H	Bihor Bistrița – Năsăud Cluj Maramureș Sălaj Satu Mare	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori
		LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut
		LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab
		LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești
		LEA 220 kV Ungheni – Iernut circ.1
		LEA 220 kV Ungheni – Iernut circ.2
		LEA 110 kV Chișineu Criș – Salonta
		LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud derivație IMA
		LEA 110 kV Deda – Lechința
		CT 110 kV Iernut
		CT 110 kV Vașcău
		CL 110 kV Ocna Mureș
		AT3 – 200 MVA, 220/110 kV Iernut
H1	Bihor	LEA 110 kV Chișineu Criș – Salonta
		LEA 110 kV Șimleu – Suplac
		LEA 110 kV Sărmășag – Suplac
		LEA 110 kV Huedin – Munteni derivație Săcuieu
		CT 110 kV Vașcău
H2	Sălaj	Trafo 1, 2 – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud
		LEA 110 kV Suplac – Șimleu
		AT 200 MVA, 220/110 kV Tihău
H3	Maramureș Satu Mare	AT 200 MVA, 220/110 kV Sălaj
		LEA 110 kV Suplac – Sărmășag
		LEA 110 kV Baciou – Baia Mare 3
		LEA 110 kV Dej – Șomcuta
		AT 200 MVA, 220/110 kV Vetis

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Baia Mare 3
H4	Cluj Bistrița-Năsăud	LEA 110 kV Șomcuța – Dej
		LEA 110 kV Baia Mare 3 – Baci
		LEA 110 kV Munteni – Huedin derivație Săcuieu
		LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud derivație IMA
		LEA 110 kV Deda – Lechința
		CL 110 kV Ocna Mureș
		CT 110 kV Iernut
		Trafo 7 – 250 MVA, 400/110 kV Cluj Est
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Cluj Florești
		AT – 200 MVA, 220/110 kV Câmpia Turzii
		I
LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ. 1		
LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ. 2		
LEA 110 kV Lechința – Deda		
LEA 110 kV Bolovăniș – Miercurea Ciuc		
LEA 110 kV Valea Crișului – Tușnad		
LEA 110 kV Copșa Mică – Mediaș		
LEA 110 kV Blaj – Tăuni		
CT 110 kV Iernut		
CT 110 kV Hoghiz		
I1	Mureș	LEA 110 kV Lechința – Deda
		LEA 110 kV Miercurea Ciuc – Vlăhița
		LEA 110 kV Copșa Mică – Mediaș
		LEA 110 kV Blaj – Tăuni
		CT 110 kV Iernut
		CT 110 kV Hoghiz
		AT3 – 200 MVA, 220 kV Iernut
		AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni
		AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni
AT 200 MVA, 220/110 kV Fântânele		
I2	Harghita	LEA 110 kV Bolovăniș – Miercurea Ciuc
		LEA 110 kV Valea Crișului – Tușnad
		LEA 110 kV Miercurea Ciuc – Vlăhița
		AT1, 2 – 200 MVA, 220/110 kV Gheorgheni
J	Bacău Botoșani Iași Neamț Suceava Vaslui Vrancea	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
		LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
		LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru
		LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest
		LEA 110 kV Miercurea Ciuc – Bolovăniș
		LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni
		CT 110 kV Liești
J1	Botoșani Neamț(zona Nord-	CT 110 kV Stejaru
		Trafo 250 MVA, 400/110 kV Suceava

Zonă de rețea	Județe	Elemente RET/ RED 110 kV
	Vest) Suceava	AT 200 MVA, 220/110 kV Suceava AT 200 MVA, 220/110 kV Stejaru
J2	Neamț(fara zona Nord-Vest)	LEA 110 kV CHE Costișa – CHE Buhuși LEA 110 kV Roman Laminor – Filipești LEA 110 kV Roman Laminor – Mărgineni LEA 110 kV Roman Nord – Războieni LEA 110 kV Vatra – Târgu Frumos CT 110 kV Stejaru Trafo 250 MVA, 400/110 kV Roman Nord AT 1(2) – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava
J3	Iași Vaslui	LEA 110 kV Roman Nord – Războieni LEA 110 kV Vatra – Târgu Frumos LEA 110 kV Bârlad - Glăvănești AT 1(2) – 200 MVA, 220/110 kV FAI AT – 200 MVA, 220/110 kV Munteni
J4	Bacău Vrancea	LEA 110 kV Miercurea Ciuc – Bolovăniș LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni LEA 110 kV Bârlad – Glăvănești LEA 110 kV CHE Costișa – CHE Buhuși LEA 110 kV Roman Laminor – Filipești derivație Roman Vest LEA 110 kV Roman Laminor – Mărgineni CT 110 kV Liești AT 2 – 200 MVA, 220/110 kV Borzești AT 3(4) – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș AT – 200 MVA, 220/110 kV Focșani Vest Trafo 250 MVA, 400/110 kV Bacău Sud

## Anexa 2

### Construirea cazurilor și analiza regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET

#### A. Construirea cazurilor de funcționare în vederea dimensionării RET

Performanțele de funcționare a RET se stabilesc prin analiza unui număr mare de regimuri de funcționare care pot apărea în condiții normale de funcționare a SEN interconectat sincron cu sistemul electroenergetic european continental .

Analiza dimensionării RET la diferite orizonturi de prognoză este realizată în conformitate cu prevederile Normativului pentru proiectarea sistemului energetic national (PE026/1992) și cu regulile din prezentul document.

În vederea realizării calculelor și analizelor de sistem se elaborează modele de rețea corespunzătoare unor cazuri caracteristice:

- cazuri considerate Regimuri Medii de Bază (RMB) de funcționare a RET;
- cazuri care conduc la regimurile de funcționare cele mai dificile care pot apărea în condiții normale de funcționare a SEN și la care rețeaua trebuie să facă față - Regimuri de Dimensionare (RD).

Cazurile caracteristice pentru RMB și RD se construiesc pentru paliere caracteristice ale curbei de sarcină: vârf de consum seară iarnă (VSI), vârf de consum dimineața vară (VDV), vârf de consum dimineată iarnă (VDI) și gol de consum noapte de vară zi de sărbătoare (GNV), pentru fiecare din cele 3 orizonturi de prognoză: An0+1, An0+5, An 0+10 (An0 fiind ultimul an anterior perioadei analizate) .

Regulile de elaborare atât pentru RMB cât și pentru RD sunt stipulate în PE 026/1992.

Deoarece documentul menționat nu are prevederi pentru centralele eoliene și fotovoltaice, având în vedere caracterul stocastic al regimului de funcționare al acestor centrale, prevederile PE 026/1992 au fost completate pentru acestea cu reguli specifice, prezentate mai jos.

#### **Construirea regimurilor medii de bază (RMB)**

Regimul mediu de bază se construiește de către Transelectrica pentru scenariul de bază privind evoluția capacităților instalate. Acest scenariu de bază este stabilit pentru Planul de Dezvoltare a RET în concordanță cu PNIESC și cu Strategia Energetică a României.

În scenariul de bază se consideră instalate, în afară de centralele puse în funcțiune, grupurile/centralele noi eoliene sau fotovoltaice având contract de racordare sau ATR valabil, în ordinea semnării acestora, până la atingerea țintelor din PNIESC.

*Notă: Dacă în momentul realizării RMB nu se pot atinge țintele respective în acest fel, doar pentru studiile de Dezvoltare a RET, se pot modela și centrale suplimentare, care au studiu de soluție avizat sau în curs de avizare, care au cerere de racordare depusă recent, care au solicitat informare preliminară sau care au avut în trecut contract de racordare. Pentru studiile de soluție nu se vor modela astfel de centrale suplimentare. Deci, dacă este cazul, Transelectrica va realiza*

modele de rețea RMB de două categorii: pentru studiile de Dezvoltare RET și pentru studii de soluție.

Grupurile noi termoelectrice și hidroelectrice, prevăzute în strategia energetică a guvernului și având studii de soluție avizate, se consideră instalate în scenariul de bază al etapei respective, chiar dacă nu au Contract de racordare sau ATR, la termenele de punere în funcțiune anunțate, conform comunicărilor Transelectrica.

De exemplu, conform informațiilor din momentul elaborării acestui document:

- U3 și U4 700 MW Cernavodă se consideră instalate din 2030 respectiv 2031.

În scenariul de bază încărcarea grupurilor se face respectând criteriul minimizării costurilor variabile, în condițiile satisfacerii condițiilor de sistem impuse, pornind de la rezultatele programului Plexos de modelare a pieței de electricitate rulat de Transelectrica, în care:

- Centralele hidroelectrice sunt încărcate pentru condiții de hidraulicitate medie;
- CEE onshore sunt considerate utilizând profilarea orară a producției pe baze statistice (încărcate 20% la VDV și GNV și 30% la VSI și VDI);
- CEE offshore sunt încărcate la 95% Pi la VSI, VDV, VDI și GNV;
- Centralele fotoelectrice (CEF) se consideră funcționând doar la VDV și VDI și sunt considerate utilizând profilarea orară a producției pe baze statistice (încărcate 65% la VDV și 15% la VDI);
- Centralele termoelectrice și centralele bazate pe alte resurse regenerabile (biomasă, biogaz) sunt încărcate pe baza ordinii de merit.
- Instalațiile de stocare independente se consideră că produc 50% din puterea aprobată la VDV și VSI și consuma 50% din puterea aprobată pentru consum la GNV.

## **B. Analiza regimurilor de funcționare în vederea dimensionării RET**

Analizele se realizează considerându-se sistemul electroenergetic al României interconectat sincron cu sistemul electroenergetic european continental.

Se realizează analizele solicitate conform temei de studiu sau a caietului de sarcini dedicat studiului suport respectiv pentru Planul de Dezvoltare a RET.

În continuare sunt prezentate câteva principii generale.

### **1. Regimurile staționare**

Se analizează regimurile medii de bază și regimurile de dimensionare, la palierul curbei de sarcină VSI, VDV, VDI și GNV, în schema N și N-1, prin calcule de regim staționar.

Verificarea criteriului N-1 se va face și pentru declanșarea liniilor de interconexiune. La analiza criteriului N-1 se va verifica și declanșarea ambelor circuite ale LEA pe stâlpi comuni pe distanțe mai mari de 10km. Pentru liniile din stația 400kV Cernavodă se va verifica criteriul N-2.

Se identifică, aplicându-se criteriile de dimensionare conform PE 026/1992, regulilor de mai sus și Codului tehnic al RET, zonele în care nu se îndeplinesc condițiile tehnice normate privind calitatea energiei electrice și siguranța funcționării SEN și se stabilesc soluții de rezolvare.

Regimurile staționare sunt analizate din punct de vedere al:

- gradului de încărcare a elementelor RET și RED (110 kV);
- nivelului de tensiune în nodurile RET și RED (110 kV);
- nivelului pierderilor de putere activă în RET.

Gradul de încărcare admis este determinat de caracteristicile echipamentelor.

Benzile admisibile de tensiune admise, în acord cu legislația în vigoare, sunt:

- o Rețeaua de 400 kV: 380 kV și 420 kV;
- o Rețeaua de 220 kV: 198 kV și 242 kV;
- o Rețeaua de 110 kV: 99 kV și 121 kV.

În aceste calcule, se modelează T și AT pe plotul nominal, considerându-se posibilitatea de utilizare a reglajului ca o rezervă pentru operarea rețelei în cazurile care exced regimurile de dimensionare. Într-o abordare similară, nu se utilizează posibilitatea de funcționare a grupurilor în regim inductiv, caracterizat de absorbție de putere reactivă.

#### **1. Verificarea dimensionării RET la condiții de stabilitate statică - Determinarea puterilor maxime admisibile în secțiunile caracteristice**

Pentru determinarea regimului critic și a valorii maxime admisibile a puterii tranzitate printr-o secțiune a SEN din considerente de stabilitate statică, se modifică în pași succesivi regimul inițial, în sensul creșterii deficitului sau excedentului, de o parte și alta a secțiunii analizate, prin creșteri/ scăderi de consum/ producție.

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

Se calculează limitele de stabilitate statică în secțiunile caracteristice și puterile admisibile prin secțiuni care asigură rezervele normate față de limite, în scheme de durată complete (toate elementele în funcțiune) și, pentru identificarea cazurilor de retrageri din exploatare condiționate, în scheme de durată cu fiecare element din secțiune retras, pe rând, din exploatare.

Puterile admisibile pentru secțiunile caracteristice ale SEN trebuie să asigure rezerva normată - adică, simultan:

- 20% față de limita de stabilitate calculată pentru configurația de durată (completă sau cu un element retras)

și

- 8% față de limita de stabilitate calculată pentru configurația de scurtă durată rezultată în urma contingentelor semnificative aplicate la configurația de durată (linie, T/AT, grup generator sau consum concentrat) (verificarea criteriului N-1).

Deci, pentru fiecare configurație de durată (completă sau cu un element din secțiune retras), se stabilește valoarea admisibilă prin secțiune ca fiind minima dintre: valoarea admisibilă prin secțiune cu rezerva de 20% și valorile admisibile prin secțiune calculate cu fiecare dintre

celelalte elemente din secțiune declanșate suplimentar, pe rând, față de care se asigură o rezervă de 8%.

## **2. Analiza condițiilor de stabilitate tranzitorie**

Pentru centrale, se verifică stabilitatea tranzitorie, cu încărcarea grupurilor la maximum. Analiza se face pe secțiunea de evacuare din centrală, pentru configurație normală și configurații cu un element retras din exploatare de durată. Se analizează și scurtcircuitate trifazate pe barele stațiilor.

Pentru determinarea soluției tehnice din punct de vedere al performanței necesare a echipamentelor de reglaj, comutație și protecție, în regimurile staționare cu rezervă normată de stabilitate statică asociate fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, se calculează:

- (1) timpul critic de eliminare a defectului pe liniile electrice de 400 kV sau 220 kV adiacente barei la care se racordează grupul analizat, lângă stație - la scurtcircuit permanent trifazat, eliminat prin acționarea corectă a protecției de bază și a întreruptoarelor, cu considerarea dispozitivelor RAR; pentru scenariul la care s-a identificat timpul critic, se reia simularea cu extinderea intervalului de simulare la 20-30 secunde, pentru a identifica eventuala necesitate a echipării cu PSS pentru amortizarea oscilațiilor;
- (2) timpul critic de eliminare a defectului pe barele de 400 kV sau 220 kV adiacente barei la care se racordează grupul (separate de această bara printr-o linie, un transformator sau o cuplă) - la scurtcircuit trifazat; se identifică eventualele situații de neamortizare a oscilațiilor;
- (3) timpul critic de eliminare a defectului pe bara de 400 kV sau 220 kV la care se racordează grupul - la scurtcircuit trifazat, pentru verificarea efectului asupra grupurilor existente.

Ținând seama de prevederile Codului tehnic al RET și PE 026 / 1992 – Normativ pentru proiectarea SEN, verificarea condițiilor de stabilitate tranzitorie pe secțiunile caracteristice ale SEN se efectuează în următoarele condiții și pentru următoarele perturbații:

- În regimurile staționare cu rezervă normată de stabilitate statică, corespunzătoare fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, la vârf de sarcină, în configurație de durată (completă și respectiv cu câte un element din secțiune retras programat, pe rând): scurtcircuit polifazat permanent (bifazat cu pamantul sau trifazat) pe o linie din RET, eliminat prin acționarea corectă a protecției de bază și a întreruptoarelor, fără RAR (RAR anulat) și cu RAR nereușit;
- În regimurile staționare cu rezervă normată de stabilitate statică, corespunzătoare fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, la vârf de sarcină, în configurație de scurtă durată cu un element declanșat (rezultată în urma contingențelor semnificative aplicate, pe rând, la configurația completă): scurtcircuit monofazat pe o altă linie din RET, eliminat prin acționarea corectă a protecției de bază și a întrerupătoarelor, urmat de RARM reușit.

Se verifică astfel faptul că încărcarea fiecăreia dintre secțiuni la valoarea puterii limită de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate nu prezintă risc de pierdere a stabilității grupurilor generatoare din SEN la solicitări de scurtcircuit simetric și nesimetric în RET.

Calculule se realizează considerându-se apariția scurtcircuitului, pe rând, la ambele capete ale liniilor.

Pentru zonele în care este instalată o putere semnificativă în centrale eoliene, scenariile de declanșare pentru verificarea criteriului N-1 iau în considerare, ca variantă pentru identificarea situațiilor periculoase, și declanșarea grupurilor eoliene în regimul tranzitoriu determinat de declanșarea elementului de rețea.

În funcție de tipul instalațiilor de RAR și teleprotecției cu care este echipată linia respectivă, se utilizează următoarele scenarii de evoluție a regimului tranzitoriu:

- În cazul în care linia nu este prevăzută cu teleprotecție și RAR trifazat, scurtcircuitul trifazat este eliminat definitiv prin protecția de distanță.
- În cazul în care linia este prevăzută cu RART, scurtcircuitul trifazat permanent este eliminat prin protecția de distanță, cu reconectarea pe defect din capătul în care dispozitivul RART este prevăzut cu "control lipsă tensiune", după care linia este deconectată definitiv prin acționarea protecției.
- În cazul liniilor fără instalații de teleprotecție, scurtcircuitul trifazat permanent este eliminat de protecția de distanță în trepte, cu o temporizare de 0,4 s între acționarea celor două întreruptoare de la capetele liniei respective.
- În cazul liniilor echipate cu instalații de teleprotecție, scurtcircuitul trifazat este eliminat prin protecție la ambele capete, cu considerarea timpului de transmisie a semnalului de deblocare.
- În cazul unui scurtcircuit pe bare, se consideră acționarea corectă a protecției diferențiale de bare.

#### **4. Evaluarea solicitărilor la scurtcircuit**

---

Valorile curenților de scurtcircuit sunt calculate în conformitate cu prevederile PE 134 / 1995 – "Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV", normativ elaborat în conformitate cu prevederile CEI.

Se determină valorile curenților de scurtcircuit trifazat, monofazat și bifazat cu pământul în stațiile de 400 kV și 220 kV din RET, și în stațiile de 110 kV aflate în administrarea Transelectrica S.A.

Calculule sunt efectuate utilizând metoda simplificată în care se admit următoarele:

- egalitatea în modul și argument a tuturor tensiunilor electromotoare din nodurile rețelei;
- neglijarea rezistenței rețelei;
- neglijarea sarcinilor din noduri.
- în regimul inițial sistemul este perfect echilibrat;
- se neglijează fenomenele tranzitorii.

Aceste simplificări pot conduce la o eroare de cca. 10% în raport cu rezultatele obținute printr-un calcul exact, eroare considerată admisibilă.

Calculule de dimensionare a echipamentelor și aparaturii din instalațiile electrice, a prizelor de pământ și a protecției liniilor de telecomunicație se efectuează pentru regimul maxim de funcționare. Acesta este caracterizat prin:

- Toate generatoarele, liniile și unitățile de transformare ale rețelei, în funcțiune;
- Toate autotransformatoarele 400/220 kV și 220/110 kV, și transformatoarele 400/110 kV considerate cu neutrele legate la pământ;
- Toate transformatoarele de bloc din stațiile centralelor funcționează cu neutrul legat la pământ;
- Rețeaua de 400, 220 și 110 kV buclată, cuplele conectate.

Valorile curenților de scurtcircuit servesc la:

- verificarea instalațiilor existente și determinarea etapei în care, eventual, sunt depășite performanțele acestora, stabilirea performanțelor echipamentelor și aparatajului ce urmează a fi asimilate în perspectivă;
- dimensionarea noilor instalații la solicitări dinamice și termice care pot apărea în rețea;
- stabilirea reglajelor pentru protecțiile prin relee și automatizările de sistem;
- determinarea influenței liniilor de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicații și a curenților prin prizele stațiilor.

Anexa 3 - Tabelul centralizator al regimurilor de dimensionare ale rețelelor electrice

Regim	CNE	Gaze	CHE	CEE	CEF	IS	CEM(CEF=IS 4h)	centrale mixte CEE+IS	centrale mixte CEE+IS (+CEF)
			procent din puterea aprobată pentru evacuare/consum	procent din puterea aprobată pentru evacuare/consum	procent din puterea aprobată pentru evacuare/consum	procent din puterea aprobată pentru evacuare/consum	procent din puterea aprobată pentru evacuare/consum	procent din puterea aprobată pentru evacuare/consum	procent din puterea aprobată pentru evacuare/consum
VDV	Plexos	Plexos	Hidraulicitate medie	20%	65%	100%	100%	100%	100%
VDI	Plexos	Plexos	Hidraulicitate medie	30%	15%	100%	100%	100%	100%
VSI	Plexos	Plexos	Hidraulicitate medie	30%	0	100%	100%	100%	100%
GNV	Plexos	Plexos	Hidraulicitate medie	20%	0	-100%	-50%	-50%	-50%
RMB Transelectrica conform linie PNIESC									
VDV	100%	Plexos	90% RET, 85% RED	80%	50%	100%	100%	100%	100%
VDI	100%	Plexos	90% RET, 85% RED	30%	50%	100%	100%	100%	100%
VSI	100%	Plexos	90% RET, 85% RED	0	50%	100%	100%	100%	100%
GNV	100%	Plexos	50% RET, 85% RED	0	-50%	-50%	-50%	-50%	100%
RD Regenerabile									
VDV	100%	Plexos	Hidraulicitate medie	20%	65%	50%	100%	100%	100%
VDI	100%	Plexos	Hidraulicitate medie	30%	15%	50%	100%	100%	100%
VSI	100%	Plexos	Hidraulicitate medie	30%	0	50%	100%	100%	100%
GNV	100%	Plexos	Hidraulicitate medie	20%	0	-50%	-50%	-50%	-50%
RD Stocare									
VDV	100%	100%	Hidraulicitate medie	20%	65%	50%	100%	100%	100%
VDI	100%	100%	Hidraulicitate medie	30%	15%	50%	100%	100%	100%
VSI	100%	100%	Hidraulicitate medie	30%	0	50%	100%	100%	100%
GNV	100%	100%	Hidraulicitate medie	20%	0	-50%	-50%	-50%	-50%
RD Gaze									
VDV	100%	100%	Hidraulicitate medie	20%	65%	50%	100%	100%	100%
VDI	100%	100%	Hidraulicitate medie	30%	15%	50%	100%	100%	100%
VSI	100%	100%	Hidraulicitate medie	30%	0	50%	100%	100%	100%
GNV	100%	100%	Hidraulicitate medie	20%	0	-50%	-50%	-50%	-50%