

## ANEXA A

## **Termeni de referință pentru studiile de soluție de racordare a utilizatorilor**

### **Revizia 3**

#### **Introducere**

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

Întăririle de rețea necesare pentru racordarea utilizatorilor la rețele electrice de interes public, calculul componentei Ti a tarifului de racordare și condițiile de constituire a garanțiilor financiare, se stabilesc conform Procedurii Operaționale PO cod TEL03.33

Conform acestei proceduri, Termenii de Referință pentru studiile de soluție de racordare a utilizatorilor, care cuprind regulile aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de bază și a regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a utilizatorilor se avizează în CTES.

Planul Național Integrat Energie și Schimbări Climatice (PNIESC) prevede minimal instalarea de CEE cu o putere de 4334MW până în 2025 și 5255MW până în 2030 și instalarea de CEF cu o putere de 3393MW până în 2025 și 5054MW până în 2030. Planul de Dezvoltare a RET pe zece ani se realizează în concordanță cu PNIESC și cu Strategia Energetică a României.

Documentul de față cuprinde două secțiuni:

- 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
- Secțiunea II: Reguli aplicate la construirea regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a consumatorilor noi sau pentru emiterea de ATR pentru creșterea consumului
- **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**

#### **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**

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

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

Operatorul de rețea poate suplimenta lista 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 (ședința de preavizare). În această categorie intră de exemplu, studii de soluție care propun o soluție de racordare în aceeași stație sau linie electrică cu centrala analizată.

Transelectrica trimite săptămânal operatorilor de distribuție lista studiilor avizate, care include studiile pentru locuri de consum și/sau de producere cu putere instalată mai mare de 50MW. Verificarea încadrării noii centrale în SEN se face aplicând regulile specifice dimensionării rețelei și de aceea vom denumi în continuare regimurile la fel ca în metodologia de dimensionare a rețelei: RMB (regim mediu de bază) și RD (regim de dimensionare).

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

Regulile aplicate la construirea scenariilor, regimurilor medii de bază și a regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a utilizatorilor sunt stabilite pornind de la PE 026 – Normativ pentru proiectarea Sistemului Energetic Național, după cum urmează:

## **1. Construirea regimurilor medii de bază (RMB) și a regimurilor de dimensionare (RD)**

### **1.1 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 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 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.

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 POWRSYM 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 ca produc la puterea nominală la VSI, VDI și VDV și consumă puterea nominală la GNV

În cadrul centralelor peste 5MW care au instalație de stocare, aceasta se modelează separat.

## **1.2 Construirea regimurilor de dimensionare (RD)**

Elaboratorii studiilor de soluție de racordare a utilizatorilor, construiesc regimurile de dimensionare (RD) pornind de la regimul mediu de bază descris mai sus, (RMB), 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.

Se identifică zona excedentară analizată, delimitată de restul SEN printr-o secțiune de rețea a cărei capacitate poate fi depășită datorită evacuării excedentului de putere care include și producția centralei/ grupului nou racordat.

În sensul celor de mai sus, se definesc următoarele zone:

- a. Dobrogea+Galați+Brăila+Ialomița;

- b. Moldova+Vrancea;
- c. Prahova+Buzău;
- d. Mehedinți+ Caraș Severin ;
- e. Alte zone, definite de elaboratorul studiului, după caz

*Mențiune: La fiecare racordare de grup nou pot fi avute în vedere succesiv, după caz, mai multe secțiuni concentrice a căror capacitate este în pericol să fie depășită, delimitând mai multe zone excedentare analizate, din ce în ce mai largi (ex.: pentru racordare în rețeaua de 110 kV dintre Constanța și Medgidia, se pot avea în vedere: 1. secțiunea de evacuare spre rețeaua de 400 kV și 2. S6;)*

În funcție de zona în care se preconizează instalarea grupului/ grupurilor noi, se construiesc regimurile de dimensionare (RD), pornind de la RMB și încărcând grupurile generatoare conform regulilor stabilite în PE026/1992, 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 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 secțiunea analizată (ex:S6), se vor considera încărcate la 85%Pinstalat în regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune.
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.

*Mențiune: 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%.
9. Instalațiile de stocare independente consumă 100% din puterea nominală
10. CEE și CEF care au și instalații de stocare, precum și centralele mixte care au puterea aprobată pentru evacuare mai mică decât suma puterilor instalate, se consideră la 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 încadrării.  
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.
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 tehn sau sub valoarea din RMB pentru centralele fără lac de acumulare.
15. Instalațiile de stocare independente consumă 100% din puterea nominală (ca în RMB).
16. CEE care au și instalații de stocare se consideră la 100% din puterea aprobată pentru evacuare.

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.
18. Producția CEE, CEF, CHE în zona (secțiunea) în care se racordează centrala analizată, se consideră ca în RMB.
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.

Nu se va reduce producția la grupuri nucleare.

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.

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).

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).

## 2. Precizări privind conținutul studiilor

2.1 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.

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 analizeze RD pentru palierele caracteristice VSI, 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.

2.2 Se va prezenta în studii lista centralelor și a încărcării acestora considerate în calcule.

2.3 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 întăriri de rețea). Eventual, întăririle de rețea se vor introduce pe rând, în ordinea cronologică din Planul de Dezvoltare, pentru a stabili setul de întăriri 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 întăriri de rețea, în plus față de Planul de Dezvoltare a RET pe zece ani.

2.4. Setul de întăriri 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 întăriri 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 întăriri de rețea determinată pe baza regimurilor de dimensionare cu contracte, ATR-uri valabile și studii de soluție din lista furnizată de operatorul de rețea în două situații:

- fără întăririle de rețea care au fost detectate în plus față de Planul de Dezvoltare a RET/RED în vigoare. Această valoare se va trece în ATR în tabelul de la pct.2 Puterea aprobată.
- fără toate întăririle rezultate. Această valoare se va trece în ATR informativ, pentru corelarea termenului de PIF cu întăririle din Planul de Dezvoltare a RET/RED în vigoare

2.5 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.

2.6 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.

2.7 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.

Soluția selectată de racordare la RET/RED a noului obiectiv trebuie să îndeplinească condițiile de stabilitate statică și dinamică.

Analizele de stabilitate tranzitorie se vor efectua:



- pentru zonele definite la pct. 1.2. (a,b,c,d,e) în regimurile de funcționare corespunzătoare valorilor admisibile de stabilitate statică, cu respectarea valorilor normate de rezervă;
- pentru determinarea timpului critic de eliminare a defectului.

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

2.9. 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 2.4. 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 a acestora. 2.10. Variantele de racordare analizate vor fi prezentate și prin scheme/ desene, nu numai prin text;

2.10 Calculul componentei  $T_i$  a tarifului de racordare se va face luând în considerare întăririle de rețea necesare în plus față de Planul de Dezvoltare a RET în vigoare rezultate din analizele RD cu contracte de racordare, ATR-uri valabile, studii de soluție conform listei prezentate de operatorul de rețea.

2.11 La racordarea unei centrale în RED 110kV 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.

2.12. Studiul trebuie să conțină un capitol de pierderi de putere și de energie în care se va prezenta impactul racordării.

### 3. Precizări privind elaborarea modelelor de calcul

Transelectrica actualizează și pune la dispoziția consultanților elaboratori de studii cu care are contract de servicii, **modele de rețea de bază** ale SEN interconectat cu primul inel de țări vecine. Transelectrica pune la dispoziția operatorilor de distribuție modele izolate. 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 sunt modelate ținând seama de termenul lor de PIF.

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 Transelectrica/operatorul de rețea la începutul studiului și aplicând regulile de echilibrare a balanței de la 1.2.

## Sectiunea II

### **Reguli aplicate la construirea regimurilor de dimensionare utilizate în studiile de soluție de racordare a consumatorilor noi sau pentru emiterea de ATR pentru creșterea consumului**

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.

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

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.

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, exclusiv la VDV, funcționând la 50% din încărcarea din RMB; instalațiile de stocare independente sau asociate cu o centrală se consideră ca în RMB (produc),
- balanța se echilibrează încărcând o putere corespunzătoare (în ordinea crescătoare a costurilor de producție estimate) în zone îndepărtate din SEN.

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 10km.

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

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).

### **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**

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 ca la Secțiunea I, iar centrala analizată împreună cu instalația de stocare se consideră încărcată la puterea aprobată (solicitată) pentru evacuare conform cerinței utilizatorului. Similar sunt tratate și locurile de producere mixte (diferite centrale electrice+instalație de stocare).

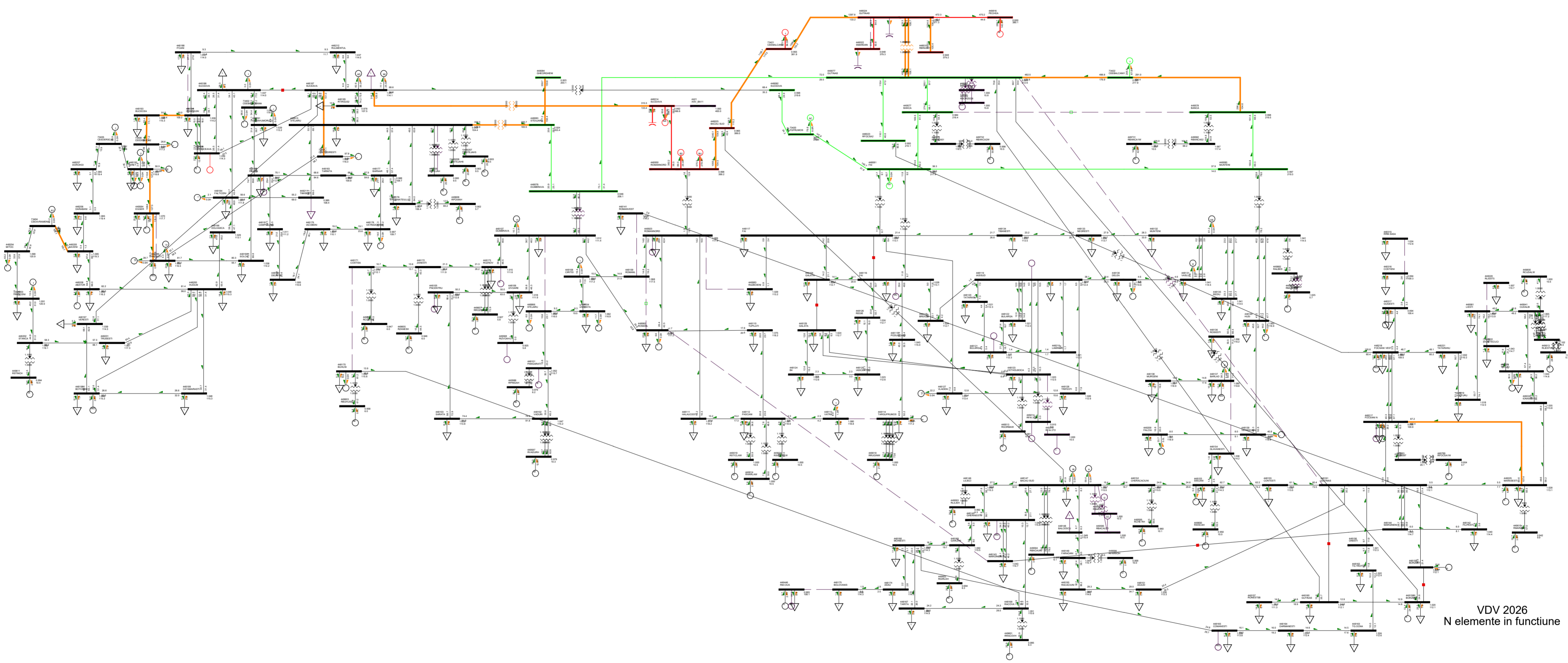
Dacă se analizează o instalație de stocare independentă, atunci dacă zona de analiză este deficitară se consideră că instalația de stocare consumă 100% din puterea instalată și regimul de dimensionare se construiește conform Secțiunii II, iar dacă zona de analiză este excedentară, se aplică regulile Secțiunii I cu următoarele modificări:

- instalația de stocare produce 100% din puterea instalată la regimurile de vîrf și consumă 100% din puterea instalată la GNV, Dacă este necesar pentru rezolvarea unor congestii se poate analiza schimbarea regimului de încărcare a instalației de stocare analizate și se va specifica în cadrul studiului,
- centralele electrice se consideră ca în RMB.
- alte instalații de stocare independente sau asociate cu o centrală se consideră ca în RMB.

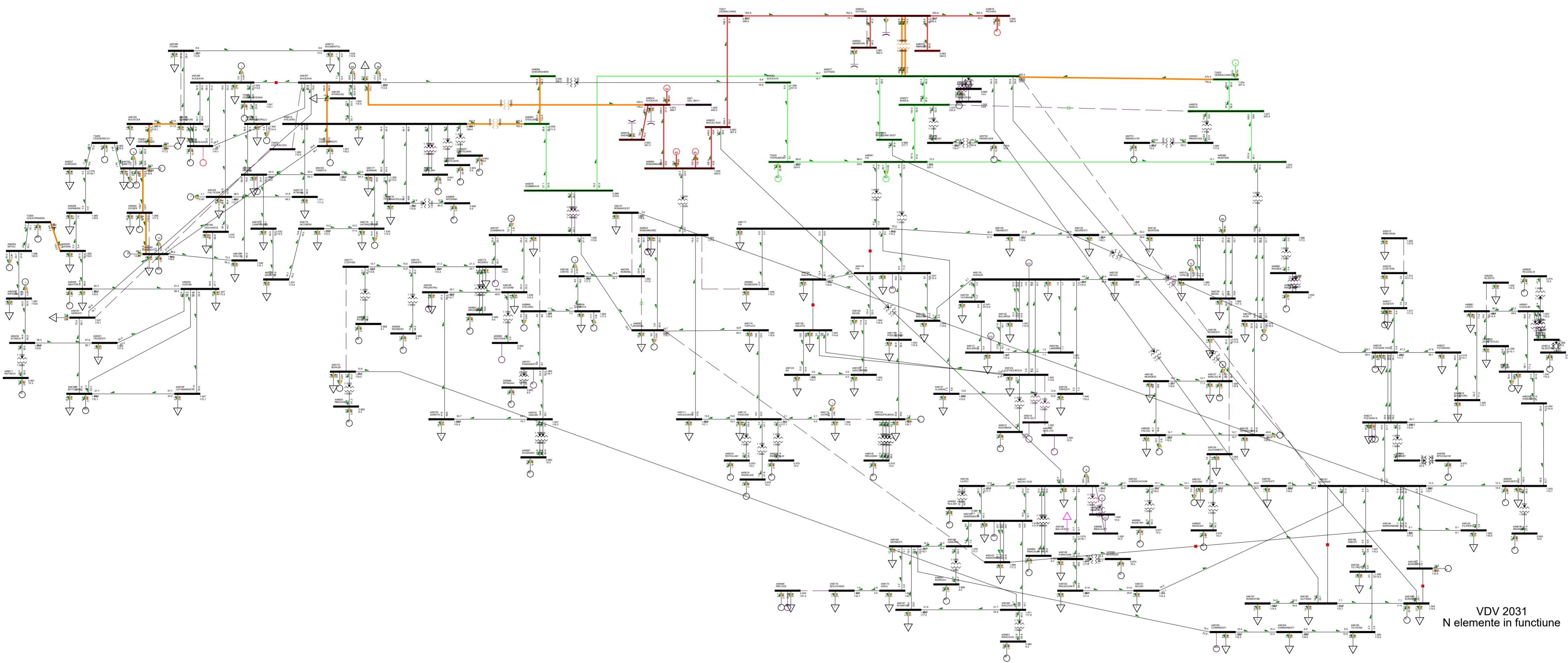
ANEXA B

Regimuri staționare, schema actuală de funcționare

VDV și VDI etapa 2026 și 2031



VDV 2026  
N elemente in functie



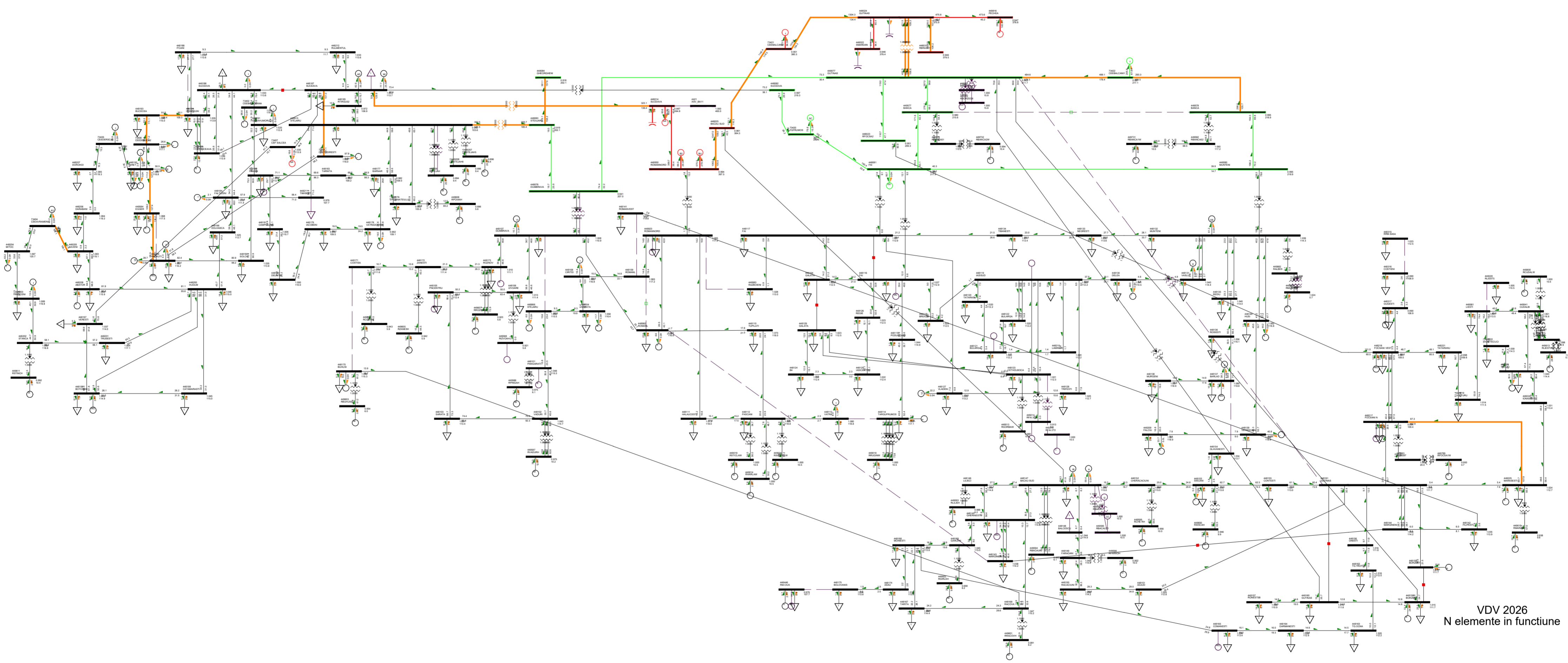
VDV 2031  
N elemente in functiune

ANEXA C

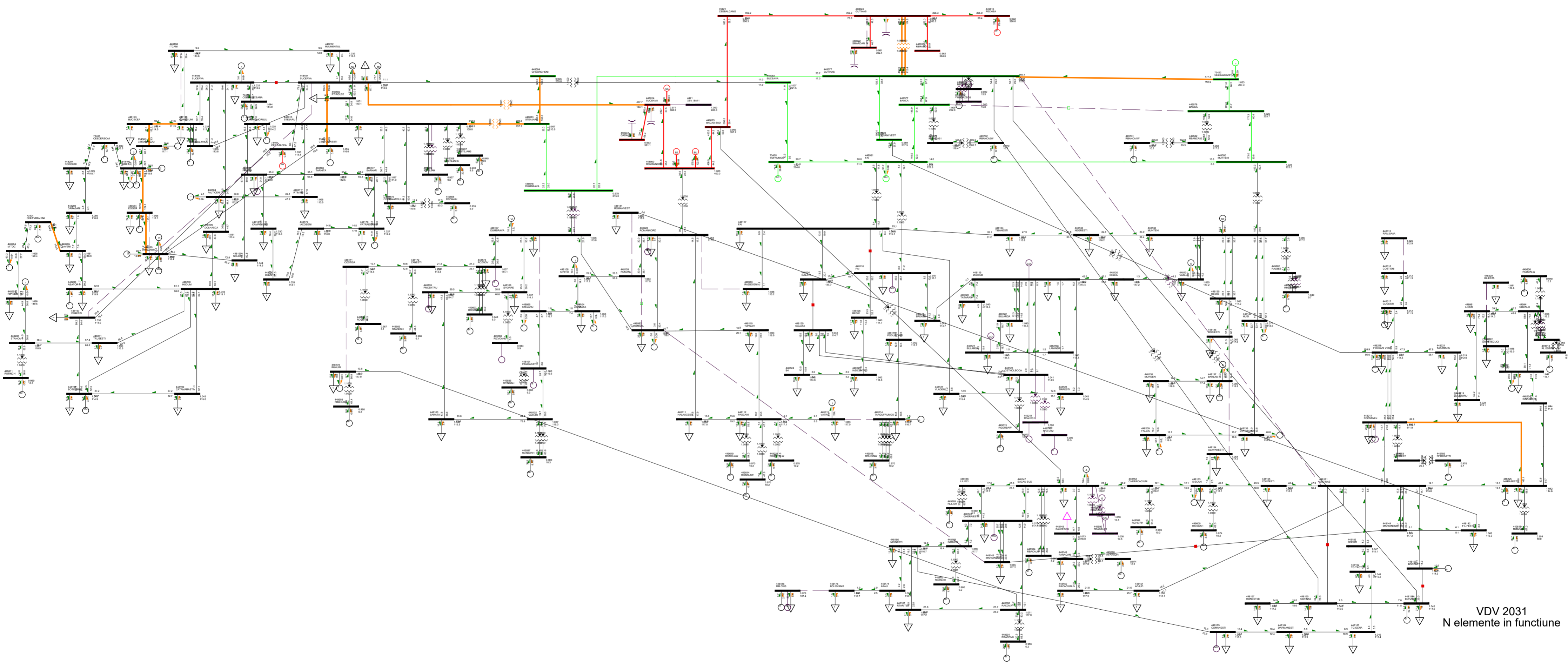
Regimuri staționare, varianta 1 de racordare

VDV și VDI etapa 2026 și 2031





VDV 2026  
N elemente in functie

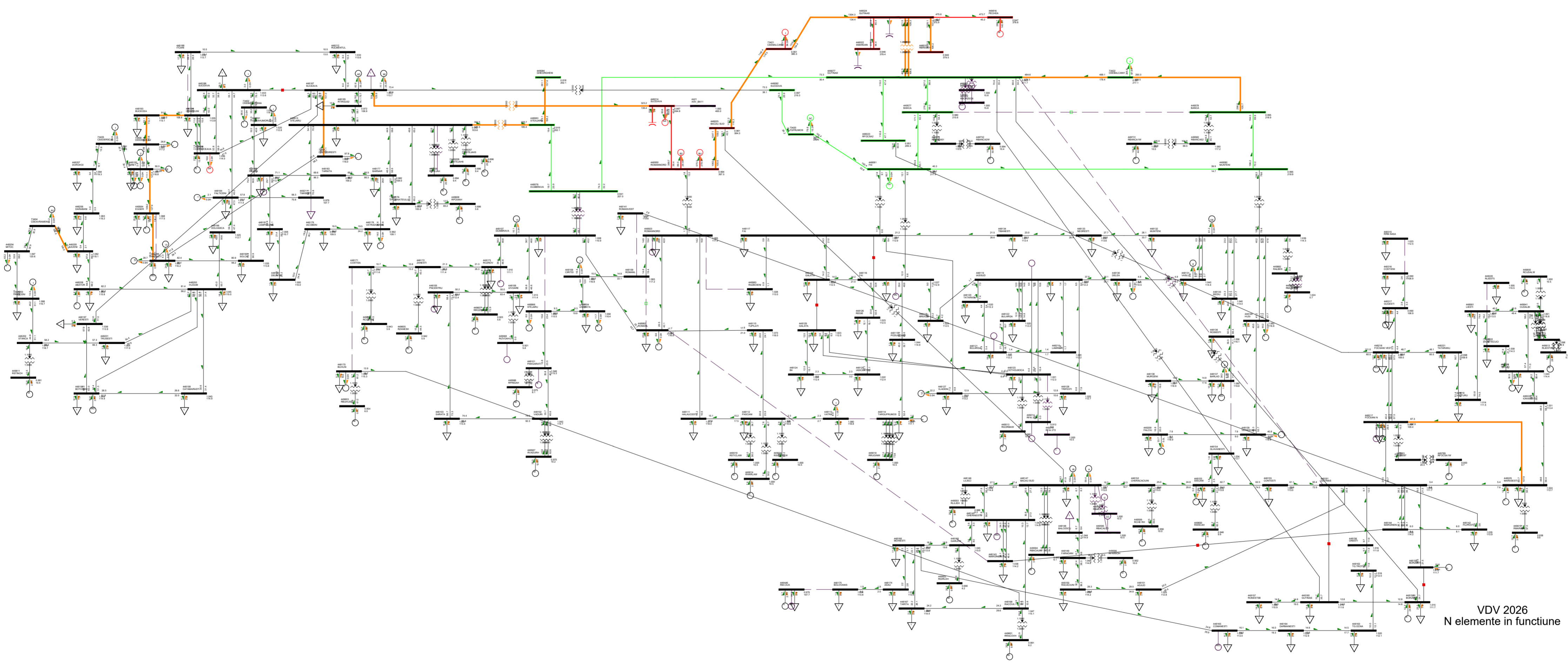


VDV 2031  
N elemente in functie

ANEXA D

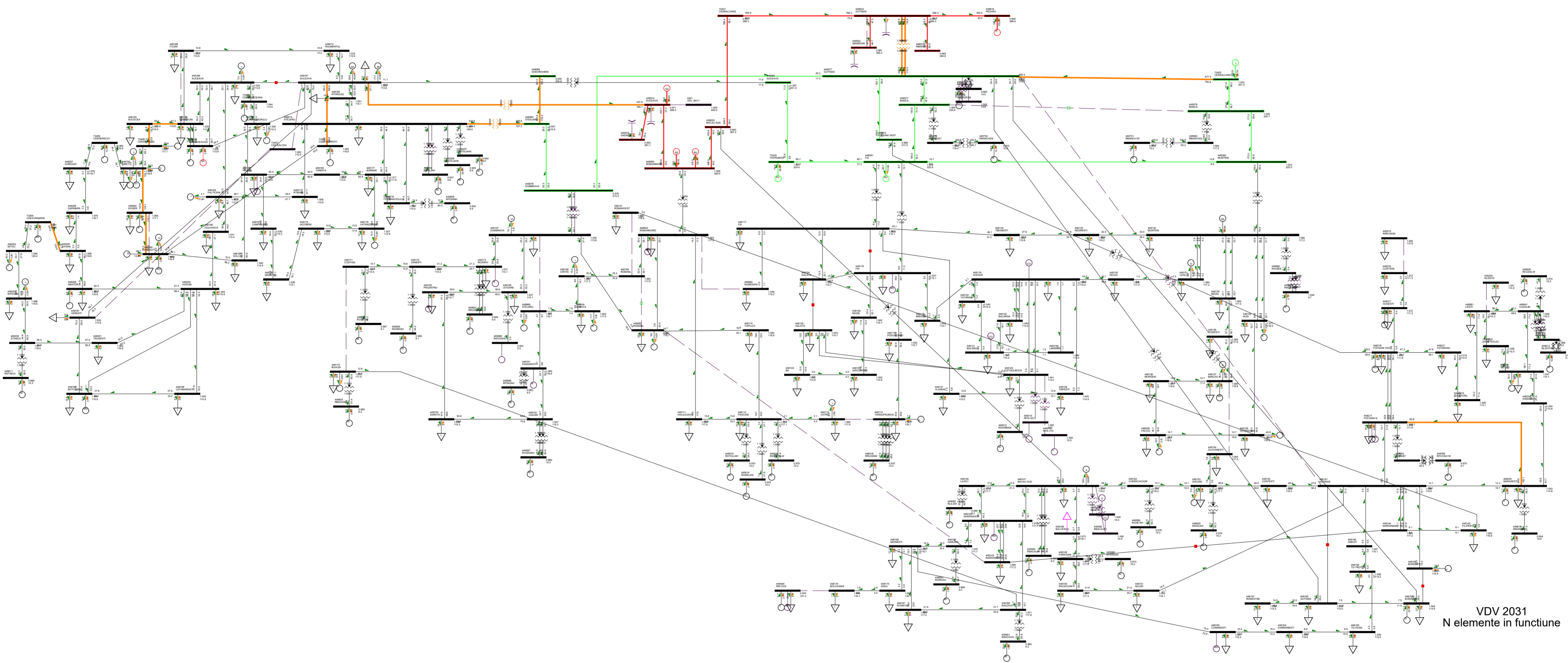
Regimuri staționare, varianta 2 de racordare

VDV și VDI etapa 2026 și 2031



VDV 2026  
N elemente in functie





VDV 2031  
N elemente in functie