


Nr. 5213/08.02.2022

	SPECIFICAȚIE TEHNICĂ DE ACHIZIȚIE PENTRU SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A UNITĂȚILOR DE TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE COMPENSARE	Cod: NTI-TEL-E-046-2017-01
		Pagina 1 din 16
		Revizia: 1

**NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ
NTI-TEL-E- 046-2017-01**

**SPECIFICAȚIE TEHNICĂ DE ACHIZIȚIE
PENTRU SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE
A UNITĂȚILOR DE TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE COMPENSARE**

Se va citi împreună cu

**GHID DE PROIECTARE
PENTRU SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE
A UNITĂȚILOR DE TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE COMPENSARE**

*Aprobată prin
Aviz CTES nr. 21 / 2022*

Drept de proprietate:

Prezentul document este proprietatea Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice TRANSELECTRICA S. A. Multiplicarea și utilizarea parțială sau totală a acestui document este permisă numai cu acordul scris al conducerii CNTEE TRANSELECTRICA SA.



**SPECIFICAȚIE TEHNICĂ
DE ACHIZIȚIE PENTRU SUBSISTEMUL DE
MONITORIZARE A UNITĂȚILOR DE
TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE
COMPENSARE**

Cod: NTI-TEL-E-046-2017-01

Pagina 2 din 16

Revizia: 1

*Diracțiya responsabilă de elaborarea documentației
Diracțiya Tehnică, Eficiență Energetică și Tehnologii Noi*

Aprobat:

Președinte Directorat

Gabriel ANDRONACHE



Cătălin Constantin
NADOLU
Membru
DIRECTORAT

Ștefăniță
MUNTEANU
Membru
DIRECTORAT

Cristian – Florin
TĂTARU
Membru
DIRECTORAT

Marius – Viorel
STANCIU
Membru
DIRECTORAT

Avizat:

Director U.M.A.
Mihai Cosmin MONAC

Director DTEETN
Nicolae VLĂDUȚ

Verificat:

Cătălin LIȘMAN – Manager DATCIPCI / DTEETN

Responsabil documentație:

Emilia STOICESCU - Sef SATCIP / DTEETN



**SPECIFICAȚIE TEHNICĂ
DE ACHIZIȚIE PENTRU SUBSISTEMUL DE
MONITORIZARE A UNITĂȚILOR DE
TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE
COMPENSARE**

Cod: NTI-TEL-E-046-2017-01

Pagina 3 din 16

Revizia: 1

LISTA DE CONTROL A REVIZIILOR

Documentul revizuit:

NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ

**SPECIFICAȚIE TEHNICĂ
DE ACHIZIȚIE PENTRU SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE
A UNITĂȚILOR DE TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE COMPENSARE**

Cod: NTI-TEL-E-046-2017-01

Nr. rev	Conținutul reviziei	Autorul reviziei	
		Nume și prenume	Data
0.	Armonizare cerințe NTI cu cele cuprinse în „ Politica CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Smart Grid ” (2017-2026) și IEC 61850-90-3 / 2016 „Using IEC 61850 for Condition Monitoring for Utility Communication Networks and Services”	Grup de lucru Petru - Cătălin LIȘMAN - Coordonator Proiect Emilia STOICESCU - Responsabil de lucrare Mihai MARCOLT - Membru în grupul de lucru Alexandru LUCA- Membru în grupul de lucru Traian CHIULAN- Membru în grupul de lucru Liviu BORUZ- Membru în grupul de lucru	Decembrie 2017
1.	Revizia 1	Grup de lucru Petru - Cătălin LIȘMAN - Coordonator Proiect Emilia STOICESCU - Responsabil de lucrare Mihai MARCOLT - Membru în grupul de lucru Alexandru LUCA - Membru în grupul de lucru Traian CHIULAN - Membru în grupul de lucru Adrian Dan NASTASE - Membru în grupul de lucru Bogdan LEU - Membru în grupul de lucru Remus DINCULESCU - Membru în grupul de lucru	Ianuarie 2022



**SPECIFICAȚIE TEHNICĂ
DE ACHIZIȚIE PENTRU SUBSISTEMUL DE
MONITORIZARE A UNITĂȚILOR DE
TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE
COMPENSARE**

Cod: NTI-TEL-E-046-2017-01

Pagina 4 din 16

Revizia: 1

CUPRINS

1. SCOP.....	5
2. DEFINIȚII ȘI ABREVIERI	6
3. STANDARDE DE REFERINȚĂ	6
4. CONDIȚII DE FUNCȚIONARE SUBSISTEM DE MONITORIZARE	7
4.1. Mod de functionare subsistem de monitorizare.....	7
4.2. Condiții de mediu.....	7
5. CERINTE TEHNICE.....	8
5.1. Cerinte tehnice specifice privind functiile subsistemului.....	8
6. RESPONSABILITATI FURNIZOR	12
6.1. Responsabilitati privind etapa de inginerie.....	12
6.2. Responsabilitati privind etapele de proiectare.....	13
6.3. Responsabilitati privind testele de fabrica (FAT).....	13
6.4 Responsabilitati privind testele in amplasament (SAT)	14
6.5. Cerinte privind ambalarea și transportul	15
6.6. Cerinte privind documentatia tehnica.....	16
6.6.1. Cartea tehnica	16
6.6.2. Manualul de operare si mentenanta.....	16
7. SECURITATE SI SANATATE IN MUNCA.....	16

ANEXE

- Anexa 1 – Fișă tehnică subsistem de monitorizare AT /Trafo / BC.



**SPECIFICAȚIE TEHNICĂ
DE ACHIZIȚIE PENTRU SUBSISTEMUL DE
MONITORIZARE A UNITĂȚILOR DE
TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE
COMPENSARE**

Cod: NTI-TEL-E-046-2017-01

Pagina 5 din 16

Revizia: 1

1. SCOP

Scopurile acestei norme tehnice sunt:

- includerea cerințelor tehnice de referință în cadrul documentațiilor de proiectare (studii de fezabilitate, caiete de sarcini, fișe tehnice care cuprind specificații tehnice de echipamente și sisteme);
- stabilirea nivelului de performanță pentru subsistemul de monitorizare;
- stabilirea cerințelor pentru achiziția subsistemului de monitorizare;
- stabilirea cerințelor pentru testarea și validarea (recepția) performanțelor generale și specifice ale subsistemului;
- integrarea subsistemului de monitorizare în arhitectura Smart Grid și Management Active.

Soluția subsistemului de monitorizare elaborată în cadrul acestei norme tehnice:

- este maximă (elaboratorul documentației și beneficiarul vor stabili la aprobarea studiului de fezabilitate modul în care a fost valorificată această normă tehnică și ghidul de proiectare aferent);
- este distinctă de oricare sistem sau subsistem din cadrul unei stații electrice;
- necesitățile de valorificare a datelor și informațiilor din subsistem vor fi făcute disponibile în alte sisteme respectând standardele de interoperabilitate Smart Grid;
- neconformitățile apărute la componentele subsistemului nu trebuie să conducă la indisponibilitatea activului monitorizat sau al altor sisteme.

Subsistemul de monitorizare va fi montat pe toate unitățile de transformare / bobinele de compensare cu puterea ≥ 100 MVA.

Pentru unitățile cu puterea < 100 MVA necesitatea subsistemului va fi justificată tehnic – economic la faza de Studiu de Fezabilitate.

Implementarea subsistemului de monitorizare de către integrator trebuie să respecte cerințele din specificația „*Ghid de proiectare pentru subsistemul de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare*”.



**SPECIFICAȚIE TEHNICĂ
DE ACHIZIȚIE PENTRU SUBSISTEMUL DE
MONITORIZARE A UNITĂȚILOR DE
TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE
COMPENSARE**

Cod: NTI-TEL-E-046-2017-01

Pagina 6 din 16

Revizia: 1

2. DEFINITII SI ABREVIERI

Nr.crt.	Termen	Definiție termen
Definiții		
1.	Interfața de comunicații	Aplicație sau sistem care asigură comunicarea cu stațiile pentru monitorizarea și controlul rețelei.
2.	Senzor	Dispozitiv care măsoară o cantitate fizică și o convertește într-un semnal (digital), care poate fi citit de un observator sau de un instrument.
3.	Sistem expert	Calculator care conține cunoștințele și abilitățile analitice ale unuia sau mai multor experți umani pe un anumit subiect.
4.	Sistem informatic	Sistem care permite culegerea și introducerea automată a datelor de diferite tipuri, stocarea, prelucrarea, extragerea și transmiterea informațiilor. (senzori, servere, echipamente de stocare, echipamente de arhivare, echipamente de rețea de comunicații, terminale periferice, etc.)

Nr.crt.	Termen	Definiție termen
ABREVIERI		
1	RET	Rețeaua Electrică de Transport
2	SEN	Sistemul Energetic Național
3	IT	înfășurarea de înaltă tensiune
4	JT	înfășurarea de joasă tensiune
5	T	Terțiar
6	CRS	comutator de reglaj sub sarcină
7	AT	Autotransformator
8	Trafo	Transformator
9	BC	Bobina de compensare
10	PIF	Punere în funcțiune
11	SF	Studiu de Fezabilitate
12	CS	Caiet de Sarcini

3. STANDARDE DE REFERINȚĂ

În conformitate cu această Specificație Tehnică, subsistemul de monitorizare achiziționat trebuie să îndeplinească, ca ansamblu, cerințele specificate în normativele și standardele din lista de

prezentata în „Ghidul de proiectare pentru subsistemul de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare”.

4. CONDIȚII DE FUNCȚIONARE SUBSISTEM DE MONITORIZARE

4.1. Mod de funcționare subsistem de monitorizare

4.1.1. Subsistemul de monitorizare este destinat să funcționeze în regim continuu și trebuie să poată măsura, înregistra, cu posibilitatea de a transmite on-line parametrii monitorizați (măsurați / calculați), să stocheze în baze de date de tip deschis și să permită accesul securizat al clienților la interfețele de date.

4.1.2. În timpul exploatarei, subsistemul de monitorizare nu trebuie să aibă acțiuni dăunătoare asupra mediului înconjurător.

4.1.3 SCADA și subsistemul de monitorizare sunt două sisteme independente, singurul punct de conexiune va fi la concentratorul de date (cofret) pentru achiziția datelor necesare în SCADA.

4.1.4 În acord cu prevederile standardului IEC TR 61850-90-3:2016/COR1:2020 Corrigendum 1 – “Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-3: Using IEC 61850 for condition monitoring diagnosis and analysis”, subsistemul de monitorizare al AT/Trafo/BC va fi destinat pentru monitorizarea următoarelor componente (Anexa 9 din Ghidul de Proiectare):

- Parte active (înfășurări și miez magnetic);
- Treceți Izolate;
- Comutator de ploturi;
- Sistem de răcire;
- Auxiliare (conservator, releu Buchholz, supape suprapresiune etc).

4.2. Condiții de mediu

4.2.1. Dulapul subsistemului de monitorizare este destinat a fi montat în exterior, va fi protejat contra oxidării și va avea gradul de protecție IP54. Caracteristicile generale ale mediului ambiant sunt precizate în tabelul 4.1.

4.2.2. În cazul montării pe cuva unității de transformare / bobinei de reactanță, funcționarea subsistemului de monitorizare nu va trebui să fie afectată de vibrațiile pe care unitatea de transformare / bobina de compensare le produce în timpul funcționării.

Tabelul 4.1 – Condiții de mediu pentru subsistemul de monitorizare

Nr. crt.	Denumire parametru	Valoare parametru
1.	temperatura maximă ambiantă la umbră (°C)	40
2.	temperatura maximă ambiantă medie zilnică (°C)	35
3.	temperatura maximă ambiantă medie anuală (°C)	25
4.	temperatura minimă ambiantă (°C)	-35
5.	umiditatea relativă maximă (%)	100
6.	presiunea maximă a vântului (Pa)	700



**SPECIFICAȚIE TEHNICĂ
DE ACHIZIȚIE PENTRU SUBSISTEMUL DE
MONITORIZARE A UNITĂȚILOR DE
TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE
COMPENSARE**

Cod: NTI-TEL-E-046-2017-01

Pagina 8 din 16

Revizia: 1

Nr. crt.	Denumire parametru	Valoare parametru
7.	altitudinea maximă față de nivelul mării (m)	1000
8.	acelerația la cutremur orizontală / verticală (m/s^2)	3 sau 2
9.	expunerea la radiația solară	directă
10.	presiunea aerului (mmHg)	760±30
11.	locul de amplasare	exterior
12.	atmosferă industrială	zona 3 / 4 de poluare
13.	grosimea maximă a stratului de gheață ($\gamma = 0,75 \text{ daN/dm}^3$) (mm)	24

5. CERINTE TEHNICE

În etapa de proiectare, elaboratorul documentației va prezenta beneficiarului cum au fost incluse, valorificate (implementate) fiecare dintre cerințele specifice exprimate în acest capitol.

5.1. CERINTE TEHNICE SPECIFICE PRIVIND FUNCȚIILE SUBSISTEMULUI

5.1.1 Subsistemul de monitorizare va permite achiziția, agregarea, analiza parametrilor unității de transformare / bobinei de reactanță și a accesoriilor sale principale în acord cu standardele specifice de management al activelor și Smart Grid (Indice de risc, Indice de sănătate etc).

5.1.2 Subsistemul de monitorizare AT/Trafo/BC trebuie să conțină subsansamblele funcționale în acord cu structura arhitecturii din Anexa 9 (din Ghidul de Proiectare).

5.1.3 Subsistemul de monitorizare va trebui să monitorizeze cel puțin parametrii prezentați în Anexa 1.

5.1.4. Conform NTI-TEL- E -012 -2008 „Specificație tehnică pentru transformatoare de măsură de curent de exterior”, curenții vor fi luați de pe trafo incluși dacă există sau din înfășurarea de măsurare a TC.

5.1.5. Subsistemul de monitorizare trebuie să poată evidenția evenimentele / perturbațiile ce apar în funcționarea unității de transformare / bobinei de compensare (supratensiuni, supracurenți, frecvența etc.)

5.1.6. În cazul în care, într-o stație electrică, mai multe unități de transformare / bobine de compensare vor fi echipate cu subsisteme de monitorizare de același tip, toate aceste subsisteme de monitorizare vor transmite datele către o singură soluție de agregare, securizare, stocare, publicare a datelor.

5.1.7. Software-ul sistemului de monitorizare va permite setarea valorilor minime, maxime, precum și diferite praguri, sau valori de stare, pentru toate mărimile monitorizate. Posibilitatea



**SPECIFICAȚIE TEHNICĂ
DE ACHIZIȚIE PENTRU SUBSISTEMUL DE
MONITORIZARE A UNITĂȚILOR DE
TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE
COMPENSARE**

Cod: NTI-TEL-E-046-2017-01

Pagina 9 din 16

Revizia: 1

setării parametrilor va fi securizată cu parolă respectând standardele de securitatea informației în ceea ce privește politica de control-acces. De asemenea, se va permite selectarea de către utilizator a mărimilor care vor emite semnalizări / alarmări etc.

5.1.8. Software-ul va prezenta valorile parametrilor monitorizați, atât ca valori instantanee (sub formă numerică), cât și evoluția lor în timp (sub formă grafică). Utilizatorul va avea o opțiune care să permită alegerea perioadei de reprezentare (ex: ultima ora, ultimele 6 ore, ultima zi, ultima săptămână, ultima lună etc. sau de la data..... la data.....). Pentru intervalul de timp selectat se vor afișa și valorile medii, maximă și minimă. Totodată, se va prezenta grafic unitatea de transformare / bobina de compensare cu locația orientativă a principalelor transformatoare montate, precum și valorile măsurate de acestea, cât și datele nominale ale unității de transformare / bobinei de compensare, înscrise pe plăcuța (eticheta) sa, precum și perioadele de timp și stațiile în care a funcționat.

5.1.9. Software-ul subsistemului de monitorizare va permite setarea valorilor minime, maxime, precum și diferite praguri, sau valori de stare, pentru toate mărimile monitorizate. Posibilitatea setării parametrilor va fi securizată cu parolă. De asemenea, se va permite selectarea de către utilizator a mărimilor care vor emite semnalizări / alarmări / etc. Pragurile de alarmare vor fi stabilite la faza de inginerie în funcție de echipamentul monitorizat.

5.1.10. Software-ul va prezenta valorile parametrilor monitorizați, atât ca valori instantanee (sub formă numerică), cât și evoluția lor în timp (sub formă grafică). Utilizatorul va avea o opțiune care să permită alegerea perioadei de reprezentare (ex: ultima ora, ultimele 6 ore, ultima zi, ultima săptămână, ultima lună etc. sau de la data..... la data.....). Pentru intervalul de timp selectat se vor afișa și valorile medii, maximă și minimă.

5.1.11. Se va prezenta grafic unitatea de transformare / bobina de compensare cu locația orientativă a principalelor transformatoare montate, precum și valorile măsurate de acestea, cât și datele nominale ale unității de transformare / bobinei de compensare, înscrise pe plăcuța (eticheta) sa, precum și perioadele de timp și stațiile în care a funcționat.

5.1.12. Software-ul va include o soluție de tip sistem expert care pe baza analizei parametrilor monitorizați (on line și off-line) va oferi recomandări și acțiuni necesare a fi întreprinse în viitor utilizând algoritmi de tip „Machine Learning”.

5.1.13. Evenimentele, alarmele apărute vor fi prezentate într-un tabel cu data și ora la care au apărut. Utilizatorul trebuie să poată selecta modalitatea de ordonare (sortare) a evenimentelor în tabel, după data și ora apariției, sau după tipul de eveniment.

5.1.14. Pentru securizarea și criptarea legăturilor cu sistemele informatice din stații, identificarea amenințărilor și acces de tip Web pentru ceilalți clienți (stație, UTT, Executiv) se va prevedea o soluție completă de securitate.



**SPECIFICAȚIE TEHNICĂ
DE ACHIZIȚIE PENTRU SUBSISTEMUL DE
MONITORIZARE A UNITĂȚILOR DE
TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE
COMPENSARE**

Cod: NTI-TEL-E-046-2017-01

Pagina 10 din 16

Revizia: 1

5.1.15. Subsistemul va fi integrat in sistemul de monitorizare al activelor stației (daca exista), conform Anexei 8 (din Ghidul de Proiectare) „Arhitectura de referință Smart Grid TEL”, respectiv in Sistemul de management al activelor din cadrul Companiei. Soluția furnizata trebuie sa includă toate echipamentele interfațării si testele asociate necesare etapelor de inginerie, FAT, SAT, PIF.

5.1.16. Subsistemul trebuie să aibă în componență toate dispozitivele necesare achiziției prelucrării, publicării si stocării datelor (senzori / traductoare, interfețe de condiționare și prelucrare a semnalelor etc).

5.1.17. Subsistemul de monitorizare trebuie să permită stocarea în memoria internă atât a datelor măsurate, cât și a celor calculate, la intervale de timp programabile

Intervalele de timp la care se fac achizițiile de date vor fi între 1 si 60 de minute, funcție de parametrul măsurat/calculat. Dimensiunea bazei de date va tine cont de toate cerințele de monitorizare si stocare precizate in acest NTI.

Capacitatea de procesare, stocare si arhivare a datelor va fi determinata încât să permită accesul la date istorice (pana la 10 ani) si la date online (aproape de timpul real, nu mai mult de 5 secunde pentru vizualizarea datelor online, agregate sau date istorice).

5.1.18. Subsistemul de monitorizare trebuie să realizeze transferul datelor, prin interfețe specifice și soft adecvat (pus la dispoziție de producător).

Datele trebuie să poată fi accesate de la distanță de către toți clienții definiți de către administratorul subsistemului.

Accesarea datelor la distanță trebuie să poată fi efectuată printr-o interfață web, utilizând un browser de internet (cele mai utilizate browser-e) atât cu dispozitive mobile (tablete, telefoane mobile) cat si de pe stații de lucru de tip PC si laptop.

La faza de Studiu de Fezabilitate si Caiet de Sarcini proiectantul va prevedea tot ce este necesar pentru realizarea acestui scop.

5.1.19. Toate datele monitorizate pe întreaga durată de viață a activului vor fi stocate într-o bază de date. Conținutul acestei baze de date trebuie să poată fi accesat de la distanță. În cazul pierderii comunicației cu subsistemul de monitorizare, se va semnaliza acest lucru și se vor afișa ultimele date măsurate / calculate.

5.1.20. Subsistemul de monitorizare trebuie să aibă posibilitatea de comunicare / integrare cu toate sistemele/subsistemele/ echipamentele evidențiate in arhitecturile de referință anexate la acest Ghid.

5.1.21. Ceasul intern al subsistemului de monitorizare trebuie să aibă posibilitatea sincronizării de la un semnal extern (GPS) existent in stație.

5.1.22. Subsistemul de monitorizare va fi astfel conceput încât sa furnizeze informațiile necesare in SCADA al stației, conform capitolului 9 (punctul 9.4) din NTI – TEL – S – 009 „Detalii si



**SPECIFICAȚIE TEHNICĂ
DE ACHIZIȚIE PENTRU SUBSISTEMUL DE
MONITORIZARE A UNITĂȚILOR DE
TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE
COMPENSARE**

Cod: NTI-TEL-E-046-2017-01

Pagina 11 din 16

Revizia: 1

specificații de echipamente pentru realizarea unui sistem de comanda, control protecție și automatizare la nivel de stație electrică” ultima versiune.

5.1.23. Subsistemul de monitorizare trebuie să fie prevăzut cu suficiente intrări și ieșiri astfel încât să permită monitorizarea și prelucrarea tuturor mărimilor precizate în această Specificație Tehnică

5.1.24. Subsistemul de monitorizare va conține toate accesoriile necesare funcționării sale, cu descrierea acestora și indicarea caracteristicilor tehnice.

5.1.25. Pentru monitorizarea trecerilor izolate se vor utiliza adaptoare mecanice furnizate de către producătorul trecerilor izolate. În cazul în care producătorul trecerilor izolate nu pune la dispoziție astfel de adaptoare mecanice, acestea se vor realiza de către fabricantul sistemului de monitorizare în conformitate cu recomandările producătorului trecerilor izolate. Conectoarele sistemului de monitorizare se vor cupla la bornele de măsură ale trecerilor izolate numai prin intermediul acestor adaptoare mecanice.

5.1.26. Subsistemul de monitorizare va permite atât alimentarea în curent alternativ, 400 / 230 V, 50Hz, cât și în curent continuu, cu ambii poli izolați, la tensiunea de 220 V. Soluția de alimentare va fi redundanta și va fi integrată în infrastructura stației.

5.1.27. Nivelul maxim al perturbațiilor radio produse va fi de $2500 \mu\text{V}$, la $1,1 * U_n / \sqrt{3}$.

5.1.28. Etichetele de identificare de pe componentele subsistemului de monitorizare trebuie să fie scrise în limba română, în mod clar și concis și vor conține minim următoarele date de identificare:

- tipul / denumirea produsului;
- producătorul;
- seria și anul de fabricație.

5.1.29. Marcarea trebuie să fie lizibilă și durabilă.

5.1.30. Toate echipamentele ce compun subsistemul de monitorizare trebuie să fie certificate din punct de vedere al securității muncii.

5.1.31. Subsistemul de monitorizare va fi livrat împreună cu:

- consumabilele necesare pe toată durata garanției a sistemului de monitorizare;
- documentația:
 - cartea tehnică conform capitolului 6.6.1;
 - documentația as-build;
 - lista cu piese schimb și scule speciale recomandate;
 - instrucțiuni de punere în funcțiune;



**SPECIFICAȚIE TEHNICĂ
DE ACHIZIȚIE PENTRU SUBSISTEMUL DE
MONITORIZARE A UNITĂȚILOR DE
TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE
COMPENSARE**

Cod: NTI-TEL-E-046-2017-01

Pagina 12 din 16

Revizia: 1

- exploatare;
- mentenanță;
- lista tuturor probelor și testelor la care a fost supus;
- lista probelor și testelor care trebuie efectuate periodic, în exploatare și intervalele la care se vor efectua acțiunile de mentenanță (planul de mentenanță pe toata durata de viața a activului);
- pachet software (kit-urile de instalare furnizat pe suport optic), licențele aferente și suport de la producător pe perioada de garanție

5.1.32. Producătorul va face dovada certificării subsistemului de monitorizare în conformitate cu standardele de referință și directivele CE.

5.1.33. Toate documentele vor fi în limba română și vor fi livrate în 3 (trei) exemplare, atât în format tipărit, cât și în format electronic (fișiere PDF).

5.1.34. Pentru implementarea conceptelor „Indice de risc” și conceptului de „Indice de sănătate” este necesar ca furnizorul subsistemului să asigure:

- agregarea datelor on-line și off-line;
- definirea și elaborarea tuturor formularelor specifice mentenanței (conform Regulamentului de mentenanță);
- implementarea unei interfețe securizate pentru clienții subsistemului personalul care furnizează date off-line (buletine de verificări și mentenanță) care să funcționeze atât pe stații de lucru cât și pe dispozitive mobile (laptop, telefoane mobile, tablete).

6. RESPONSABILITATI FURNIZOR


6.1. RESPONSABILITATI PRIVIND ETAPA DE INGINERIE

Scopul fazei de inginerie este aceea de a demonstra ca toate sistemele hardware și software ale subsistemului de monitorizare îndeplinesc obiectivele stabilite și indicatorii de performanță asociați, și sunt în concordanță cu cerințele din fișele tehnice, caietele de sarcini și documentele de referință aplicabile (standarde asset management, politica Smart Grid, etc).

Activitatea de inginerie constă în întâlniri de lucru, stabilite de comun acord între părți și ori de câte ori sunt necesare pe parcursul lucrării, între Contractant și Autoritatea Contractantă/Consultant.

În cadrul ședințelor de inginerie se vor stabili detaliile tehnice privind operaționalizarea soluției cu referire la:

- echipamentul/ subsistemele contractate;
- condițiile de realizare a proiectului și graficul de implementare;
- condițiile de implementare a conceptelor indice de sănătate și risc;
- condițiile de implementare a arhitecturilor Smart Grid;
- condițiile de testare și verificare performanță subsistem;

	SPECIFICAȚIE TEHNICĂ DE ACHIZIȚIE PENTRU SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A UNITĂȚILOR DE TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE COMPENSARE	Cod: NTI-TEL-E-046-2017-01
		Pagina 13 din 16
		Revizia: 1

- detalierea soluției de protecție informatică;
- detalierea testelor solicitate de beneficiar.

Fiecare ședința de inginerie se va concretiza:

- printr-un raport, în care sunt prezentate concluziile rezultate din discuțiile tehnice și care vor fi implementate în proiecte și în derularea lucrării;
- cu o documentație desenată care va fi executată în format A4/A3 (ISO/DIN) și va fi redactată în limbile română și/ sau engleză;
- Prin descrierea structurii ecranelor / subecranelor, a simbolisticii și a codurilor de culori aferente obiectelor și mecanismelor de funcționare ale modulelor de alarmare, monitorizare, agregare, raportare și parametrizare etc.

Nr. de specialiști și cel al zilelor necesare pentru derularea etapelor de inginerie vor fi stabilite prin contract.

6.2. RESPONSABILITATI PRIVIND ETAPELE DE PROIECTARE

Contractantul are obligația să întocmească documentații de proiectare pentru următoarele:

- Organizarea de șantier; această documentație este întocmită de Executantul lucrării în calitate de subcontractant (daca este cazul);
- Caietul de sarcini de achiziție – elaborat în conformitate cu *Ghid de proiectare pentru subsistemul de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare*
- Proiect tehnic elaborat pe baza soluției Contractantului și a furniturii contractate, în conformitate cu soluțiile prezentate în Proiectul Tehnic și Caietele de sarcini;
- Detalii de execuție (cu luarea în considerare a cerințelor speciale solicitate de Fabricanți, pentru montarea echipamentelor/sistemelor);
- Documentația "As-built". Aceasta va conține inclusiv arhitectura sistemului de comunicații între toate echipamentele din sistemul respectiv și nodul central . De asemenea la această fază se vor preda logourile de la testare și configurările din toate echipamentele utilizate în timpul testelor SAT .

6.3. RESPONSABILITATI PRIVIND TESTELE DE FABRICA (FAT)

Echipamentele care compun subsistemul de monitorizare vor avea toate încercările și verificările efectuate în concordanță cu normele IEC specifice și cele menționate în documentele de referință din prezentul NTI (standarde IEC, standarde Smart Grid etc).

La ofertare furnizorul / producătorul va prezenta o listă cu testele de fabrică (FAT).

În conformitate cu prevederile contractului înainte de începerea fabricației, Contractantul îi va transmite spre acceptare Beneficiarului „Procedura de FAT” care va conține toate inspecțiile și testele realizate de Contractant.



**SPECIFICAȚIE TEHNICĂ
DE ACHIZIȚIE PENTRU SUBSISTEMUL DE
MONITORIZARE A UNITĂȚILOR DE
TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE
COMPENSARE**

Cod: NTI-TEL-E-046-2017-01

Pagina 14 din 16

Revizia: 1

Contractantul este răspunzător pentru activitățile desfășurate de subcontractanții săi (testări echipamente și materiale) ca și când instalațiile ar fi fost livrate sau executate de el. Fiecare etapă de livrare este precedată de o etapă de FAT. La fiecare test din procedura FAT, se va introduce un tabel cu:

- testul/pasul din procedura de testare;
- rezultatele așteptate (conform rezultatelor unor teste similare sau de tip);
- criteriul de acceptanță: abaterile permise de standarde sau de cele declarate în documentația tehnică anexată;
- rezultatul testului.

La procedura FAT se vor anexa cel puțin următoarele:

- Rapoarte de testare FAT;
- Procedura de testare FAT;
- Documentația tehnică asociată echipamentului testat;
- Rapoarte de teste de rutină pre-FAT (unde este cazul) pentru toate produsele ce se livrează;
- Lista aparatelor de măsură utilizate;
- Schema de testare aplicată în cadrul testelor;
- Teste de tip;
- Certificat pentru conformitatea aplicării standardului IEC 61850, obținut de la unitate de certificare independentă;
- Certificat SREN ISO 9001/2015 și 14001/2015

Subsistemul de monitorizare va fi testat pentru a se confirma că acesta rezistă la:

- unda de tensiune (clasa 2, conform IEC 60255-27);
- descărcări electrostatice (clasa 3, conform IEC 61000-4-2).

În același timp, subsistemul de monitorizare nu trebuie să introducă perturbații în circuitele de măsură și protecție ale unității de transformare / bobinei de compensare, trebuie să fie imun la câmpurile electrice și magnetice intense și trebuie să se încadreze în limitele perturbațiilor transmise prin conducție.

6.4 RESPONSABILITATI PRIVIND TESTELE IN AMPLASAMENT (SAT)


La ofertare furnizorul / producătorul va prezenta o lista cu testele de șantier (SAT).

Proiectantul va impune o lista de teste pentru verificarea securității sistemului informatic.

Producătorul sistemului de monitorizare va asigura asistența tehnică pe perioada montajului, a testelor SAT și PIF pentru sistemului de monitorizare.

Execuția testelor SAT de către ofertant are loc:

- După încheierea cu succes a testelor FAT;
- După ce eventualele erori/defecțiuni care au apărut în timpul testelor de fabrica au fost remediate cu succes de către ofertant;

 <p>Transelectrica Societate Administrată în Sistem Dualist</p>	SPECIFICAȚIE TEHNICĂ DE ACHIZIȚIE PENTRU SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A UNITĂȚILOR DE TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE COMPENSARE	Cod: NTI-TEL-E-046-2017-01
		Pagina 15 din 16
		Revizia: 1

- După instalarea la fața locului a întregului sistem (hardware și software).

Aceste testări „on site” nu trebuie înțelese ca o inspecție sau recepție ci doar ca teste preliminare punerii efective în funcțiune, pentru a se asigura faptul ca sistemul este complet funcțional. Înaintea recepției sistemului ca un întreg, instalațiile trebuie să îndeplinească toate caracteristicile funcționale descrise în contract. La recepția finală, ofertantul va preda toată documentația de care dispune.

Cerințele privind realizarea acestor teste vor fi în conformitate cu standardele aplicabile, cu cele menționate în ofertă/documentațiile Contractantului și cu procedurile acestora.

Contractantul este răspunzător pentru activitățile de testare desfășurate de subcontractanții săi (testări echipamente/sisteme, materiale, etc.) precum și de garantarea performanțelor echipamentului/sistemului inclus în furnitură, livrat de el sau subcontractanții săi.

Contractantul va executa cel puțin testele menționate în standardele aplicabile și orice test adițional, fără plată suplimentară, care în opinia Beneficiarului este necesar pentru a constata concordanța cu cerințele contractuale sau este în conformitate cu prevederile normativelor interne în vigoare.

La data stabilită prin contract înainte de începerea testelor pe șantier, Contractantul va transmite Beneficiarului spre acceptare „Procedura de SAT” care va conține:

- toate inspecțiile și testele realizate pe șantier de Contractant;
- un program de desfășurare a testelor.

Orice echipament sau material necesar în timpul executării testelor sau recepției lucrărilor pus la dispoziție de Contractant va fi inclus în prețul contractului.

Contractantul va suporta toate cheltuielile făcute de Beneficiar, în eventualitatea repetării testelor (datorită unor abateri apărute) sau ca urmare a deteriorărilor suferite în timpul transportului sau montajului, înaintea livrării produselor/predării lucrărilor.

La procedura SAT se vor anexa cel puțin următoarele:

- Rapoarte de testare SAT;
- Procedura de testare SAT;
- Documentația tehnică asociată echipamentului testat;
- Rapoarte de testare pre-SAT (unde este cazul) pentru toate produsele;
- Lista aparatelor de măsură utilizate;
- Schema de testare aplicată în cadrul testelor SAT.

Testele SAT vor fi considerate satisfăcătoare dacă valorile măsurate și agregate se încadrează în clasele de precizie stabilite în fișa tehnică.

6.5. CERINTE PRIVIND AMBALAREA ȘI TRANSPORTUL

Subsistemul de monitorizare trebuie să fie ambalat în colete separate, astfel încât să fie ușor de manevrat și să se evite orice deteriorare pe timpul transportului până la beneficiar.

6.6. CERINTE PRIVIND DOCUMENTATIA TEHNICA

6.6.1. CARTEA TEHNICA

Cartea tehnică completă în limba română, ce va cuprinde:

- caracteristicile nominale;
- detalii constructive;
- arhitecturi generale și specifice;
- desenul de ansamblu general cu dimensiuni, greutatea netă a echipamentului și greutatea sa de expediere;
- scheme logice / scheme bloc;
- fișa tehnică completată;
- instrucțiuni de exploatare și mentenanță, inclusiv precizarea sculelor/utilajelor/pieselor de schimb necesare;
- plan de mentenanță pe toata durata de viața a subsistemului;
- manualul de operare subsistem de monitorizare.

6.6.2. MANUALUL DE OPERARE SI MENTENANTA

Manualul de operare și mentenanță va fi elaborat de către furnizorul subsistemului structurat în capitolele similare instrucțiunilor interne aplicate în cadrul Companiei.

7. SECURITATE SI SANATATE IN MUNCA

7.1. Toate echipamentele tehnice care urmează să fie montate în stații trebuie să fie omologate și să îndeplinească cerințele esențiale de securitate a muncii. Echipamentele trebuie să fie însoțite de documentele legale conform HG. nr. 1029/2008, cu completările și modificările ulterioare.

7.2. Furnizorul echipamentelor va pune la dispoziția achizitorului instrucțiunile tehnice, instrucțiunile de montaj exploatare și mentenanță, precum și instrucțiunile de securitate a muncii, redactate în limba română, pentru a putea fi utilizate în timp util în procesul de reinstaurare a personalului operativ care va avea legătură cu noile instalații.

7.3. Toate inscripționările echipamentelor vor fi în limba română și vor fi enunțări concrete ale destinațiilor.

7.4. Amplasarea echipamentelor va respecta cerințele de securitate, siguranță și accesibilitate a personalului de exploatare și a personalului de mentenanță.

FIȘA TEHNICĂ A SUBSISTEMULUI DE MONITORIZARE AT/ Trafo / BC

Nr. crt.	Denumire	Valori solicitate	Valori garantate	Referință documentație
1. Denumirea sistemului de monitorizare		Se va completa de ofertant		
2. Producător / Țara		Se va completa de ofertant		
3. Condiții climatice și de mediu				
3.1	Locul de montaj	exterior		
3.2	Altitudinea maximă față de nivelul mării (m)	1000		
3.3	Temperatura mediului ambiant (°C) - maximă - medie zilnică - medie anuală - minimă	+40 +35 +25 -35		
3.4	Presiunea maximă a vântului (Pa)	700		
3.5	Accelerația la cutremur orizontală / verticală (m/s ²)	3 / 2		
3.6	Expunerea la radiația solară	directă		
3.7	Presiunea aerului (mmHg)	760±30		
3.8	Atmosferă industrială zona de poluare (va fi aleasa una dintre valori de către proiectant la faza de CS)	3 4		
3.9	Grosimea maximă a stratului de gheață ($\gamma = 0,75 \text{ daN/dm}^3$) (mm)	20		
4. Condiții generale impuse sistemului de monitorizare				
4.1	Tensiunea de alimentare (curent alternativ) (V)	400/230		
4.2	Tensiunea de alimentare (curent continuu), inclusiv unitatea centrală (V)	220		
4.3	Frecvența nominală (Hz)	50		

Nr. crt.	Denumire	Valori solicitate	Valori garantate	Referință documentație
4.4	Nivel maxim de perturbații radio (la $1,1 * U_n / \sqrt{3}$) (μV)	2500		
4.5	Racordarea la pământ a echipamentului	DA		
4.6	Gradul minim de protecție	IP54		
4.7	Protecție contra oxidării	minimum 10 ani		
4.8	Clasa minimă de precizie a senzorilor conținut de gaze	5 %		
4.9	Clasa minimă de precizie a celorlalți senzori și datelor măsurate	1 %		
5. Mărimi monitorizate				
5.1. Mărimi măsurate pentru partea activă				
5.1.1	Curenții prin înfășurările IT, JT, Terțiar dacă este utilizat	DA		
5.1.2	Tensiunile la bornele de IT, JT, Terțiar dacă este utilizat	DA		
5.1.3	Temperatura uleiului de la partea superioară a cuvei (°C)	-35 ÷ +150		
5.1.4	Temperatura uleiului de la partea inferioară a cuvei (°C)	-35 ÷ +150		
5.1.5	Temperaturile înfășurărilor de IT, JT, Terțiar dacă este utilizat (°C)	-35 ÷ +150		
5.1.6	Temperatura miezului (°C)	-35 ÷ +150		
5.1.7	Conținutul de gaze dizolvate în uleiul electroizolant (ppm): Hidrogen (H ₂) Acetilenă (C ₂ H ₂) Monoxid de carbon (CO) Dioxid de carbon (CO ₂) Metan (CH ₄) Etan (C ₂ H ₆) Etilenă (C ₂ H ₄) Oxigen (O)	5 ÷ 2000 1 ÷ 2000 10 ÷ 5000 20 ÷ 5000 5 ÷ 2000 2 ÷ 2000 2 ÷ 2000 100 ÷ 5000		
5.1.8	Conținutul de apă (H ₂ O) dizolvată în uleiul electroizolant, raportat la 20°C (ppm)	2 ÷ 100		

Nr. crt.	Denumire	Valori solicitate	Valori garantate	Referință document ație
5.1.9	Măsurarea descărcărilor parțiale prin metoda electrică, sau UHF	DA		
5.2. Date agregate / calculate pentru partea activă				
5.2.1	Timpul de funcționare al unității de transformare / bobinei de compensare și consumare a duratei de viață (în ore și ani)	DA		
5.2.2	Simetria tensiunilor de funcționare	DA		
5.2.3	Puterea aparentă/reactiva (MVA / MVAR)	DA		
5.2.4	Frecvența (Hz)	DA		
5.2.5	Factorul de sarcină, în unități relative	DA		
5.2.6	Numărul de energizări dintr-un an al unității de transformare / bobinei de compensare	DA		
5.2.7	Contorizare scurtcircuitate la borne	DA		
5.2.8	Viteza de creștere a gazelor dizolvate în uleiul izolant (ppm/zi)	DA		
5.2.9	Viteza de creștere a conținutului de apă (H ₂ O) din uleiul electroizolant (ppm/zi și ppm/an)	DA		
5.2.10	Calculul temperaturii „hot – spot” (conform IEC 60076-7)	DA		
5.2.11	Determinarea conținutului de apă în hârtie, raportat la 20°C	DA		
5.2.12	Îmbătrânirea izolației solide din punct de vedere termic, rezultată prin soft (conform metodei din standardul IEC 60076), pe baza parametrilor monitorizați	DA		
5.2.13	Durata restantă de viață, ținând seama de durata de viață standard (specificată de către fabricantul unității de transformare / bobinei de compensare) și de consumul duratei de viață din punct de vedere termic	DA		
5.3. Semnalizări / comenzi externe pentru partea activă				
5.3.1	Semnalizare (alarmare) după curenții prin înfășurări IT, JT (și Terțiar dacă este utilizat), cu indicarea timpului cât a funcționat în acest regim	DA		

Nr. crt.	Denumire	Valori solicitate	Valori garantate	Referință documentație
5.3.2	Semnalizare (alarmare) după tensiunile la bornele înfășurărilor IT, JT (și Terțiar dacă este utilizat), cu indicarea timpului cât a funcționat în acest regim	DA		
5.3.3	Semnalizare (alarmare) în cazul depășirii limitei admise pentru simetria tensiunilor la bornele înfășurărilor IT, JT (și Terțiar dacă este utilizat), cu indicarea timpului cât a funcționat în acest regim	DA		
5.3.4	Semnalizare (alarmare) în cazul depășirii raportului V/Hz, cu indicarea timpului cât a funcționat în acest regim	DA		
5.3.5	Semnalizare (alarmare) în cazul supraîncărcării unității de transformare, cu indicarea timpului cât a funcționat în acest regim	DA		
5.3.6	Semnalizare / alarmare în cazul depășirii limitei de energizări pe an al unității de transformare	DA		
5.3.7	Semnalizare (alarmare) după temperatura uleiului în partea superioară a cuvei, cu minim 2 trepte, cu indicarea timpului cât a funcționat în acest regim	DA		
5.3.8	Semnalizare (alarmare) după temperatura uleiului în partea inferioară a cuvei, cu minim 2 trepte, cu indicarea timpului cât a funcționat în acest regim	DA		
5.3.9	Semnalizare (alarmare) depășire temperatura înfășurări, cu minim 2 trepte, cu indicarea timpului cât a funcționat în acest regim	DA		
5.3.10	Semnalizare (alarmare) depășire temperatura miez, cu minim 2 trepte, cu indicarea timpului cât a funcționat în acest regim	DA		
5.3.11	Semnalizare (alarmare) la depășirea nivelului admis al concentrațiilor gazelor dizolvate în uleiul electroizolant (pentru fiecare gaz în parte)	DA		
5.3.12	Semnalizare (alarmare) la depășirea vitezei normale de creștere a gazelor dizolvate în uleiul electroizolant (pentru fiecare gaz în parte)	DA		
5.3.13	Semnalizare (alarmare) la depășirea valorii limită pentru conținutul de apă din uleiul electroizolant	DA		
5.3.14	Semnalizare (alarmare) la depășirea vitezei normale de creștere pentru conținutul de apă din uleiul electroizolant	DA		
5.3.15	Semnalizare (alarmare) la depășirea limitei pentru conținutul de apă din izolația solidă	DA		

Nr. crt.	Denumire	Valori solicitate	Valori garantate	Referință documentație
5.3.16	Semnalizare (alarmare) la depășirea limitei descărcărilor parțiale	DA		
5.4. Date măsurate pentru trecerile izolate				
5.4.1	Curentul capacitiv prin dielectricul trecerilor izolate	DA		
5.4.2	Compararea valorilor curenților de pe fazele aceleiași înfășurări – pe canale independente (se va asigura monitorizarea celorlalte treceri izolate în cazul în care unul sau mai multe canale nu funcționează)	DA		
5.4.3	Tangenta unghiului de pierderi dielectrice ($\text{tg } \delta$)	DA		
5.5. Date agregate / calculate pentru trecerile izolate				
5.5.1	Condiția tehnică a trecerilor izolate - bună / acceptabilă / etc.	DA		
5.5.2	Capacitatea dielectricului	DA		
5.5.3	Compararea valorilor curenților de pe fazele aceleiași înfășurări	DA		
5.6. Semnalizări / comenzi externe pentru trecerile izolate				
5.6.1	Semnalizare (alarmare) la depășirea valorilor normale ale curenților capacitivi prin trecerile izolate	DA		
5.6.2	Semnalizare (alarmare) la depășirea valorilor normale ale tangentei unghiului de pierderi dielectrice ($\text{tg } \delta$)	DA		
5.7. Date măsurate pentru comutatorul de ploturi (CRS)				
5.7.1	Poziția / plot CRS	DA		
5.7.2	Numărul de comutații al CRS	DA		
5.8. Date agregate / calculate pentru comutatorul de ploturi (CRS)				
5.8.1	Condiția tehnică a CRS - bună / acceptabilă / etc.	DA		
5.8.2	Timp comutare CRS	DA		
5.9. Semnalizări / comenzi externe pentru comutatorul de ploturi (CRS)				

Nr. crt.	Denumire	Valori solicitate	Valori garantate	Referință document ație
5.9.1	Semnalizare condiția tehnică a CRS - bună / acceptabilă / etc.	DA		
5.9.2	Semnalizare depășire timp de comutare	DA		
5.10. Date măsurate pentru sistemul de răcire				
5.10.1	Temperaturile de la intrarea și ieșirea din fiecare baterie de răcire / ansamblu de radiatoare	-35 + +150		
5.10.2	Condiția tehnică a fiecărei pompe de ulei - bună / acceptabilă / etc... (în cazul răcirii cu circulație forțată a uleiului)	DA		
5.10.3	Indicarea depășirii numărului garantat de ore de funcționare pentru fiecare pompă de ulei (în cazul răcirii cu circulație forțată a uleiului)	DA		
5.10.4	Condiția tehnică a fiecărui ventilator / grup de ventilatoare - bună / acceptabilă / etc... (în cazul răcirii cu circulație forțată a aerului)	DA		
5.10.5	Indicarea depășirii numărului garantat de ore de funcționare a fiecărui ventilator / grup de ventilatoare (în cazul răcirii cu circulație forțată a aerului)	DA		
5.11. Date agregate / calculate pentru sistemul de răcire				
5.11.1	Condiția tehnică a sistemului de răcire - bună / acceptabilă / etc.	DA		
5.11.2	Eficiența răcirii pentru fiecare baterie de răcire / ansamblu de radiatoare, calculată ca diferența dintre temperatura uleiului la intrarea în bateria de răcire și temperatura uleiului la ieșirea din bateria de răcire	DA		
5.11.3	Timpul de funcționare al fiecărei pompe de ulei (în ore și ani) (în cazul răcirii cu circulație forțată a uleiului)	DA		
5.11.4	Timpul de funcționare al fiecărui ventilator / grup de ventilatoare (în ore și ani) (în cazul răcirii cu circulație forțată a aerului)	DA		
5.12. Semnalizări / comenzi externe pentru sistemul de răcire				
5.12.1	Semnalizare (alarmare) în cazul nefuncționării corecte a sistemului de răcire	DA		

Nr. crt.	Denumire	Valori solicitate	Valori garantate	Referință documentație
5.12.2	Rotirea funcționării bateriilor de răcire / ventilatoarelor, astfel încât toate bateriile / ventilatoarele să aibă aproximativ același număr de ore de funcționare	DA		
5.12.3	Comanda automată a sistemului de răcire, prin estimarea variației temperaturii înfășurării, în funcție de încărcare și pornirea acestora înainte ca temperatura înfășurării să atingă valoarea limită	DA		
5.12.4	Pornirea periodică a bateriilor de răcire / ventilatoarelor la intervale presetate de timp și pentru o durată de timp stabilită de către utilizator	DA		
5.13. Date monitorizate pentru accesorii				
5.13.1	Starea membranei de protecție a uleiului electroizolant contra contactului direct cu mediul ambiant (situată în conservator)	DA		
5.13.2	Starea filtrelor pentru deshidratarea aerului	DA		
5.13.3	Volumul și viteza de creștere a gazelor în releul Buchholz	DA		
5.13.4	Nivelul uleiului din conservator (cuvă și CRS)	DA		
5.13.5	Starea de funcționare a IPESI	DA		
5.14. Semnalizări / comenzi externe pentru accesorii				
5.14.1	Semnalizare (alarmare) la spargerea membranei conservatorului	DA		
5.14.2	Semnalizare (alarmare) la creșterea umidității absorbantului filtrelor pentru deshidratarea aerului	DA		
5.14.3	Semnalizare (alarmare) la depășirea volumului maxim al gazelor colectate în releul Buchholz	DA		
5.14.4	Semnalizare (alarmare) la depășirea vitezei normale de creștere a volumului gazelor colectate în releul Buchholz	DA		
5.14.5	Semnalizare (alarmare) la scăderea nivelului uleiului din conservatorul cuvei și din conservatorul CRS	DA		
5.15. Parametri de mediu monitorizați				
5.15.1	Temperatura mediului ambiant (°C)	-35 ÷ +100		

Nr. crt.	Denumire	Valori solicitate	Valori garantate	Referință document ație
6. Funcții / Setări / Software				
6.1	Posibilitatea de alegere a numelui T/AT/BC	DA		
6.2	Afișarea plăcuței cu datele nominale ale T/AT/BC	DA		
6.3	Condiția tehnică generală a unității de transformare / bobinei de compensare: bună / acceptabilă / necorespunzătoare	DA		
6.4	Semnalizare (alarmare) când condiția tehnică generală a unității de transformare / bobinei de compensare este necorespunzătoare	DA		
6.5	Starea de funcționare deconectat / sub tensiune / în sarcină	DA		
6.6	Stocarea într-o bază de date a istoricului tuturor parametrilor monitorizați / calculați, atât on-line cât și off-line, precum și a alarmelor / declanșărilor	DA		
6.7	Afișarea on-line a parametrilor monitorizați în ecrane personalizate (ecran pentru flota de trafo; ecran pentru personalul operațional; ecran pentru experți trafo; ecran pentru administrator sistem etc).	DA		
6.8	Afișarea sub formă grafică a variației parametrilor monitorizați / calculați, pe un intervalul de timp setat de administratorul subsistemului	DA		
6.9	Posibilitatea personalizării de către administrator subsistem a ecranelor, rapoartelor automate sau excepționale, alarme și clasificarea evenimentelor etc	DA		
6.10	Posibilitatea setării parametrilor sistemului de monitorizare (inclusiv a pragurilor de alarmare și a mărimilor ce pot genera alarme)	DA		
6.11	Presetarea implicită a pragurilor de semnalizare după indicațiile fabricantului unității de transformare / bobinei de compensare	DA		
6.12	Autotestarea subsistemului de monitorizare, inclusiv semnalizare funcționare / nefuncționare	DA		
6.13	Posibilitatea subsistemului de a reveni la setările implicite	DA		
6.14	Disponibilitatea sistemului IT Minim 98% din timpul de funcționare anual	DA		

Nr. crt.	Denumire	Valori solicitate	Valori garantate	Referință document ație
6.15	Generarea de alarme în cazul depășirii de către parametrii monitorizați a valorilor limită	DA		
6.16	Generarea de rapoarte, configurabile de utilizator, cu privire la evoluția parametrilor monitorizați, precum și cu privire la rezultatele diagnosticărilor	DA		
6.17	Posibilitatea exportării rapoartelor în format editabil (Microsoft Word, Excel etc)	DA		
6.18	Interfețe import / export (baza de date, sau selecții ale acesteia, rapoarte periodice sau excepționale (structura și formatul datelor /rapoartelor se va stabili la etapa de inginerie)	DA		
6.19	Comunicația securizată on-line cu unitatea centrală de procesare a datelor și clienții subsistemului (calculatorul din camera de comandă / calculatorul de la UTT/ calculatorul de la CNTEE Transelectrica SA / administrator subsistem)	DA		
6.20	Accesarea datelor la distanță se efectuează printr-o interfață web securizată, utilizând un browser de internet	DA		
6.21	Interfețe: RS485, USB, ETHERNET 10/100 Mbit/s cupru / RJ 45 sau fibră optică	DA		
6.22	Protocoale: DNP3, MODBUS RTU, MODBUS TCP și IEC 61850	DA		
6.23	Modul valori măsurate off-line, inclusiv posibilitatea introducerii datelor de la distanță din interfața web securizată (date rezultate în urma măsurărilor / expertizelor)	DA		
6.24	Diagnosticarea unității de transformare / bobinei de compensare în funcție de parametrii monitorizați și cei off-line și comparația cu valorile înregistrate la probele de fabrică (FAT), de punere în funcțiune (SAT / PIF),	DA		
6.25	Ceas intern sincronizat de la semnal extern (GPS)	DA		
6.26	Implementare cerințe IEC 61850-90-3 (semnale, semnalizări etc.)	DA		
6.27	Implementare soluție alarmare personal operațional / managerial la apariția unor neconformități / abateri de la condiția tehnică normală de funcționare (alarmare pe SMS și e-mail)	DA		

Nr. crt.	Denumire	Valori solicitate	Valori garantate	Referință documentație
6.28	Implementare interfața securizată pentru fiecare tip de client subsistem (personal operațional, experți, mentenanță, administrator)	DA		
7	Indice de sănătate	DA		
8	Indice de risc	DA		
8.1	Soluție expert de analiză a parametrilor monitorizați (on line și off-line) și recomandare acțiuni necesare	DA		
9	Algoritmi de tipul: Artificial Intelligence / Machine Learning / Deep Learning etc.	DA		
10	Securitate informatică			
10.1	Memoriu detaliat privind conceptul de securitate informatică aplicat soluției	DA		
11	Interoperabilitate conform standardelor IEC 61850	DA		
11.1	Certificat emis de o autoritate independentă privind conformarea la standardele IEC 61850, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104	DA		
11.2	Implementare CIM (Common Information Model) conform familiilor de standarde IEC 61970, IEC 62361	DA		
12. Alte condiții				
12.1	Condiții de livrare conform cărții tehnice a sistemului	DA		
12.2	Condiții de ambalare conform cărții tehnice a sistemului	DA		
12.3	Condiții de transport conform cărții tehnice a sistemului	DA		
12.4	Lista încercărilor de tip, individuale, FAT și pe șantier	DA		
12.5	Certificate de probe pentru teste	DA		
12.6	Cartea tehnică / manualul sistemului de monitorizare cu detalierea pe larg a funcționării și specificarea condițiilor de montaj, punere în funcțiune și exploatare	DA		
12.7	Asigurare condiții desfășurare etape implementare: instruire clienți, inginerie, teste FAT (pentru sistemul informatic), teste on-site, teste PIF și alte teste excepționale solicitate de beneficiar	DA		

Nr. crt.	Denumire	Valori solicitate	Valori garantate	Referință documentație
12.8	Proceduri de backup, arhivare, restaurare baza de date	DA		
12.9	Durata maximă de acces a clienților la resursele subsistemului (date, informații, rapoarte, alarme etc) – 5 secunde	DA		
12.10	Implementare interfețe web securizate pentru clienții subsistemului care sa funcționeze atât pe stații de lucru cat si pe dispozitive mobile (laptop, telefoane mobile, tablete)	DA		
12.11	Asigurare consumabile pentru funcționarea subsistemului pe durata garanției	DA		
12.12	Fabricantul sistemului de monitorizare confirmă că a luat la cunoștință și că va respecta toate cerințele menționate în NTI-TEL-E-046-2017 – „Specificație tehnică de achiziție pentru subsistemul de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare” și în “Ghidul de proiectare pentru subsistemul de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare”.	DA		

NOTĂ:

Rubrica „Referință documentație”, va indica documentul, capitolul, subcapitolul, paragraful și pagina din manual, carte tehnică sau alt document al sistemului de monitorizare în care se descrie pe larg modalitatea de îndeplinire a cerinței respective. Manualul, cartea tehnică sau documentul respectiv se va anexa la documentație (ofertă).



**GHID DE PROIECTARE PENTRU
SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A
UNITĂȚILOR DE TRANSFORMARE ȘI
BOBINELOR DE COMPENSARE**

Pagina 1 din 22

Revizia: 1

**GHID DE PROIECTARE
PENTRU SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE
A UNITĂȚILOR DE TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE COMPENSARE**

Se va citi împreună cu

**NORMĂ TEHNICĂ INTERNĂ
NTI-TEL-E- 046-2017-01**

**SPECIFICAȚIE TEHNICĂ DE ACHIZIȚIE
PENTRU SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE
A UNITĂȚILOR DE TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE COMPENSARE**

*Aprobat prin
Aviz CTES nr. 21 / 2022*

Drept de proprietate:

Prezentul document este proprietatea Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice TRANSELECTRICA S. A. Multiplicarea și utilizarea parțială sau totală a acestui document este permisă numai cu acordul scris al conducerii CNTEE TRANSELECTRICA SA.

- Ianuarie 2022 -



**GHID DE PROIECTARE PENTRU
SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A
UNITĂȚILOR DE TRANSFORMARE ȘI
BOBINELOR DE COMPENSARE**

Pagina 2 din 22

Revizia: 1

*Diracția responsabilă de elaborarea documentației
Diracția Tehnică, Eficiență Energetică și Tehnologii Noi*

Aprobat:

Președinte Directorat
Gabriel ANDRONACHE



Cătălin Constantin
NADOLU
Membru
DIRECTORAT

Ștefăniță
MUNTEANU
Membru
DIRECTORAT

Cristian – Florin
TĂTARU
Membru
DIRECTORAT

Marius – Viorel
STANCIU
Membru
DIRECTORAT

Avizat:
Director U.M.A.
Mihai-Cosmin MONAC

Director DTEETN
Nicolae VLĂDUȚ

Verificat:

Cătălin LIȘMAN – Manager DATCIPCI/ DTEETN

Responsabil documentație:

Emilia STOICESCU - Șef SATCIP / DTEETN



LISTA DE CONTROL A REVIZIILOR

Documentul revizuit:

GHID DE PROIECTARE PENTRU SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A UNITĂȚILOR DE TRANSFORMARE ȘI BOBINELOR DE COMPENSARE

Nr. rev.	Conținutul reviziei	Autorul reviziei	
		Nume și prenume	Data
0.	Prima elaborare: Armonizare cerințe NTI cu cele cuprinse în „ <i>Politica CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Smart Grid</i> ” (2017-2026) și IEC 61850-90-3 / 2016 „ <i>Using IEC 61850 for Condition Monitoring for Utility Communication Networks and Services</i> ”	Grup de lucru Petru - Cătălin LIȘMAN - Coordonator Proiect Emilia STOICESCU - Responsabil de lucrare Mihai MARCOLT - Membru în grupul de lucru Alexandru LUCA - Membru în grupul de lucru	Decembrie 2017
1.	Revizia 1	Grup de lucru Petru - Cătălin LIȘMAN - Coordonator Proiect Emilia STOICESCU - Responsabil de lucrare Mihai MARCOLT - Membru în grupul de lucru Alexandru LUCA - Membru în grupul de lucru Traian CHIULAN - Membru în grupul de lucru Adrian Dan NASTASE - Membru în grupul de lucru Bogdan LEU - Membru în grupul de lucru Remus DINCULESCU - Membru în grupul de lucru	Ianuarie 2022



CUPRINS

1. GENERALITĂȚI.....	6
1.1. Scop	6
1.2. Obiective generale si specifice	7
1.2.1. Obiective generale.....	7
1.2.2. Obiective specifice	7
1.3. Indicatori de performanță.....	7
2. DEFINIȚII ȘI ABREVIERI.....	8
3. STANDARDE DE REFERINȚĂ.....	9
4. CONDIȚII DE FUNCȚIONARE SUBSISTEM DE MONITORIZARE.....	15
4.1. Condiții privind determinarea condiției tehnice	15
4.1.1. Indice de sănătate	15
4.1.2. Indice de risc.....	16
4.2. Condiții privind securitatea sistemului informatic.....	16
4.3. Condiții privind respectarea cerințelor standardului IEC 61850 -90-3.....	17
4.4. Condiții privind respectarea standardelor specifice managementului activelor	17
5. CERINȚE TEHNICE	18
5.1. Cerințe tehnice generale.....	18
5.1.1. Descriere generală soluție subsistem de monitorizare	18
5.1.2. Condiții privind definirea soluției în cadrul documentațiilor de proiectare.....	20
5.2. Cerințe privind interoperabilitatea cu subsistemele Smart Grid	21
5.3. Cerințe privind arhitecturile subsistemului in concept Smart Grid.....	21
6. RESPONSABILITĂȚI FURNIZOR.....	22
6.1. Responsabilități privind testele de interoperabilitate (Smart Grid)	22
6.2. Responsabilități privind mentenanța	22
6.3. Cerinte privind instruirea și certificarea personalului	22



ANEXE

- Anexa 1 – Definiții și termeni specifici conceptului Smart Grid;
- Anexa 2 – Lista activelor (sisteme/echipamente/aplicații) care fac parte din arhitectura de referință Smart Grid (inclusiv modulul „Monitorizare condiție tehnica”);
- Anexa 3 – Lista active TEL modul „Monitorizare condiție tehnica”;
- Anexa 4 – Concept TEL Indice de sănătate unități trafo;
- Anexa 5 – Concept TEL Matrice de risc unități trafo;
- Anexa 6 – Cerințe privind securitatea sistemului informatic;
- Anexa 7 – Cerințe pentru interoperabilitate în rețelele electrice inteligente (Smart Grid Interoperability);
- Anexa 8 – Arhitectura de Referință Smart Grid TEL;
- Anexa 9 – Arhitectura sistemului de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare;
- Anexa 10 - Arhitectura sistemului de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare (nivelul componente);
- Anexa 11 - Arhitectura sistemului de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare (nivelul funcțional);
- Anexa 12 - Arhitectura sistemului de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare (nivelul informații);
- Anexa 13 - Arhitectura sistemului de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare (nivelul comunicații);
- Anexa 14 - Arhitectura sistemului de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare (nivelul organizație-business);
- Anexa 15 - Mapare rețele de comunicații - sistem monitorizare unități de transformare și bobinelor de compensare;
- Anexa 16 – Arhitectura SGAM 3D.



1. GENERALITĂȚI

1.1. SCOP

Scopurile acestui ghid de proiectare sunt:

- includerea cerințelor tehnice de referință în cadrul documentațiilor de proiectare (studii de fezabilitate, caiete de sarcini, fișe tehnice care cuprind specificații tehnice de echipamente și sisteme);
- stabilirea nivelului de performanță pentru subsistemul de monitorizare;
- stabilirea cerințelor pentru achiziția subsistemului de monitorizare;
- stabilirea cerințelor pentru testarea și validarea (recepția) performanțelor generale și specifice ale subsistemului;
- integrarea subsistemului de monitorizare în arhitectura Smart Grid și Management Active.

Politica CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Smart Grid se subordonează strategiei Companiei în domeniului managementului activelor asigurând condițiile necesare convergenței tehnologiei operaționale cu tehnologia informațională (Operațional Technology & Information Technology).

Standardele Smart Grid aprobate la nivelul Companiei („Politica CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Smart Grid” 2017-2026) au dezvoltat arhitecturi de referință care integrează toate sistemele critice necesare îndeplinirii rolului de Operator de Transport și Sistem (OTS).

Pentru asigurarea interoperabilității între Sistemul de Management al Activelor și Sistemul de Monitorizare Condiție („Conditioning Monitoring System”) la nivelul Companiei s-a decis ca standardul IEC TR 61850-90-3:2016/COR1:2020 Corrigendum 1 – “Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-3: Using IEC 61850 for condition monitoring diagnosis and analysis” să fie la baza măsurilor de interoperabilitate în termeni de:

- integrare;
- funcționalitate;
- performanță.

În cadrul Anexei 3 este prezentată “Lista activelor care compun modulul de monitorizare a condiției tehnice”, modul care îndeplinește următoarele obiective:

- observarea comportamentului real al echipamentelor din rețeaua electrică;
- înțelegerea îmbătrânirii activelor;
- efectuarea testelor de laborator pentru a determina fiabilitatea reală;
- modelarea și simularea legilor de îmbătrânire (inclusiv îmbătrânirea prognozată a echipamentului datorată evenimentelor extreme care nu pot fi reproduse experimental);
- dezvoltarea instrumentelor de luare a deciziilor pentru optimizarea managementului activelor.

Modulul de condiție tehnică din cadrul arhitecturii de referință Smart Grid are în componență:

- sistemul de monitorizare al condiției tehnice pentru activele RET;
- subsistemele specifice de monitorizare a condiției tehnice pentru fiecare activ în parte;
- infrastructura IT&TC care asigură suportul necesar transmisiei informațiilor;
- infrastructura de securitate a sistemului informatic necesară protecției și funcționării sistemelor.

În etapa de proiectare (SF și CS) elaboratorul documentației va stabili:

- arhitectura generală și detaliată a soluției în acord cu politica Companiei în domeniul Managementului Activelor și Smart Grid;
- structura submodulelor subsistemului de monitorizare;
- dimensionarea resurselor hardware și software necesare îndeplinirii funcțiilor subsistemului;
- elaborarea fișelor tehnice detaliate pentru fiecare componentă hardware și software;

Până la finalizarea și adaptarea soluției companiei (Enterprise) privind „Modulul de management al activelor”, fiecare subsistem de monitorizare al condiției tehnice va fi autonom și va permite ulterior integrarea în infrastructura Enterprise aparținând Companiei.

1.2. OBIECTIVE GENERALE ȘI SPECIFICE

1.2.1. Obiective generale

Implementarea subsistemului de monitorizare va contribui la susținerea următoarelor obiective generale (OG):

- **OG 1** – Standardizarea soluțiilor de monitorizare al activelor RET;
- **OG 2** – Asigurarea interoperabilității între nivelul operațional și cel corporatist;
- **OG 3** – Implementarea cerințelor standardelor de management al activelor;
- **OG 4** – Creșterea performanței operaționale.

1.2.2. Obiective specifice

Implementarea subsistemului de monitorizare va contribui la susținerea următoarelor obiective specifice (OSp):

- **OSp 1** – Digitalizarea informațiilor necesare deciziilor de management;
- **OSp 2** – Implementarea conceptului „Indice de sănătate”;
- **OSp 3** – Implementarea conceptului „Indice de risc”;
- **OSp 4** – Implementarea conceptului „Determinare statistică a duratei de viață”;
- **OSp 5** – Aplicarea prevederilor standardelor Smart Grid;
- **OSp 6** – Îmbunătățirea performanțelor personalului în luarea deciziilor legate de operarea, mentenanța, modernizarea sau înlocuirea activelor;
- **OSp 7** – Optimizarea cheltuielilor pe durata de viață a activului monitorizat.

1.3. INDICATORI DE PERFORMANȚĂ

Indicatorii de performanță (Key Performance Indicator = KPI) sunt asociați atât obiectivelor generale și specifice, cât și performanțelor tehnice stabilite în cadrul specificației tehnice.

Evaluarea indicatorilor de performanță se va face în următoarele etape: fundamentare, proiectare, achiziție, execuție (inclusiv testare), recepție, operare, mentenanță și modernizare.

Indicatori de performanță asociați soluției descrise în prezenta normă tehnică internă:

- **KPI 1** – Conformarea la standardele Smart Grid:
 - Implementare modul monitorizare condiție tehnică;
 - Implementare modul management active;

- **KPI 2** - Conformarea la standardele de interoperabilitate SG;
- **KPI 3** – Conformarea la standardele de securitate informatica SG;
- **KPI 4** - Implementarea conceptului „*Indice de sănătate*”;
- **KPI 5** - Implementarea conceptului „*Indice de risc*”.

2. DEFINITII SI ABREVIERI

Nr.crt.	Termen	Definiție termen
Definiții		
1.	Interfață de comunicații	Aplicație sau sistem care asigură comunicarea cu stațiile pentru monitorizarea și controlul rețelei.
2.	Senzor	Dispozitiv care măsoară o cantitate fizică și o convertește într-un semnal (digital), care poate fi citit de un observator sau de un instrument.
3.	Sistem expert	Calculator care conține cunoștințele și abilitățile analitice ale unuia sau mai multor experți umani pe un anumit subiect.
4.	Sistem informatic	Sistem care permite culegerea și introducerea automată a datelor de diferite tipuri, stocarea, prelucrarea, extragerea și transmiterea informațiilor. (senzori, servere, echipamente de stocare, echipamente de arhivare, echipamente de rețea de comunicații, terminale periferice, etc.)
5.	“Best in class” (Cel mai bun în domeniu)	“Best in class” este definit ca produs superior într-o categorie de hardware sau software. Cu toate acestea, nu înseamnă în mod necesar cel mai bun produs global. De exemplu, produs “Best in class” într-o categorie de prețuri reduse poate fi inferior celui mai bun produs de pe piață, care ar putea avea un preț mult mai mare.
6.	“Cutting-edge technology” (Tehnologie de ultima ora)	“Cutting-edge technology” (Tehnologia de ultimă oră) se referă la dispozitivele tehnologice, tehnicile sau realizările care utilizează evoluțiile IT cele mai actuale și de nivel înalt; cu alte cuvinte, tehnologia nouă și performanța. Organizațiile de top și inovatoare din industria IT sunt adesea denumite “Cutting-edge”. “Cutting-edge technology” este, de asemenea, cunoscut sub numele de tehnologie “state of art”.

Nr.crt.	Termen	Definiție termen
ABREVIERI		
1	RET	Rețeaua Electrică de Transport
2	SEN	Sistemul Energetic Național
3	IT	înfășurarea de înaltă tensiune
4	JT	înfășurarea de joasă tensiune
5	T	Terțiar
6	CRS	comutator de reglaj sub sarcină
7	AT	Autotransformator
8	Trafo	Transformator
9	BC	Bobina de compensare
10	PIF	Punere în funcțiune
11	SF	Studiu de Fezabilitate
12	CS	Caiet de Sarcini

Aceasta lista este complementara listei cu termenii și definițiile specifice conceptului Smart Grid din Anexa 1 și listei sistemelor principale care fac parte din standardul "Smart Grid" din Anexa 2.

3. STANDARDE DE REFERINȚĂ

În conformitate cu această Specificație Tehnică, subsistemul de monitorizare achiziționat trebuie să îndeplinească, ca ansamblu, cerințele specificate în normativele și standardele din lista de mai jos. Vor fi luate în considerare versiunile (reviziile) standardelor / normativelor, în vigoare la data achiziției subsistemului de monitorizare, în cazul în care nu se specifică altfel în prezenta Specificație Tehnică, sau în documentația de achiziție.

Nr. crt.	Cod standard de referință / an emitere	Denumire standard
STANDARDE DE REFERINTA SPECIFICE DOMENIULUI MANAGEMENTULUI ACTIVELOR		
1.	ISO 50000 ISO 50001 ISO 50002	Asset management
2.	IEC 60300-3-3	Dependability management – Part 3-3: Application guide - Life cycle costing
STANDARDE DE REFERINTA SPECIFICE DOMENIULUI SMART GRID		
3.	IEC TR 61850 -90-3	Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-3: Using IEC 61850 for condition monitoring diagnosis and analysis
4.	IEC TR 61850-90-3:2016/COR1:2020	Corrigendum 1 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-3: Using IEC 61850 for

		condition monitoring diagnosis and analysis
5.	IEC 60870-5-101	Telecontrol equipment and systems – Part 5-101: Transmission protocols Companion standard for basic telecontrol tasks
6.	IEC 60870-5-103	Telecontrol equipment and systems – Part 5-103: Transmission protocols – Companion standard for the informative interface of protection equipment
7.	IEC 60870-5-104	Telecontrol equipment and systems – Part 5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles
8.	IEC 61131-1	Programmable controllers – Part 1: General information
9.	IEC 61158-1	Industrial communication networks – Fieldbus specifications – Part 1: Overview and guidance for the IEC 61158 and IEC 61784 series
10.	IEC 61499-4	Function blocks – Part 4: Rules for compliance profiles
11.	IEC 61850-6	Communication networks and systems for power utility automation – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs
12.	IEC 61850-7-2	Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-2: Basic information and communication structure – Abstract communication service interface (ACSI)
13.	IEC 61850-7-3	Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-3: Basic communication structure – Common data classes
14.	IEC 61850-7-4	Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-4: Basic communication structure – Compatible logical node classes and data object classes
15.	IEC 61850-8-1	Communication networks and systems for power utility automation – Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3
16.	IEC 61850-8-2	Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Mapping to Extensible Messaging Presence Protocol (XMPP)
17.	IEC 61850-90-2	Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-2: Using IEC 61850 for communication between substations and control centres
18.	IEC 61588	Precision clock synchronization protocol for networked measurement and control systems
19.	EUR 25246EN/2012	Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid project Smart Grid Reference Architecture (CEN-

		CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group /2012)
20.	SG-CG/M490/ SMART GRID INTEROPERABILITY	Methodologies to facilitate Smart Grid system interoperability through 8 standardization, system design and testing
21.	IEC 61970 (all parts)	Energy management system application program interface (EMS-API)
22.	IEC 62361 (all parts)	Power systems management and associated information exchange - Interoperability in the long term
STANDARDE DE REFERINȚĂ SPECIFICE DOMENIULUI		
23.	SR EN 60076-1	Transformatoare de putere. Partea 1: Generalități
24.	SR EN 60076-2	Power transformers - Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers
25.	IEC 60076-7	Power transformers - Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers
26.	SR EN 60076-6	Transformatoare de putere. Partea 6: Bobine de reactanță
27.	SR CEI 60076-8	Transformatoare de putere. Partea 8: Ghid de aplicare
28.	SR EN 60076-14	Power transformers - Part 14: Design and application of liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials
29.	SR EN 60567	Echipamente electrice imersate în ulei. Eșantioane de gaz și de ulei pentru analiza gazelor libere și dizolvate. Ghid
30.	SR EN 50216-1	Accesorii pentru transformatoare de putere și bobine de reactanță. Partea 1: Generalități
31.	SR EN 50216-2	Accesorii pentru transformatoare de putere și bobine de reactanță. Partea 2: Relee Buchholz pentru transformatoare și bobine de reactanță imersate în lichid electroizolant, cu conservator
32.	SR EN 50216-3	Accesorii pentru transformatoare de putere și bobine de reactanță. Partea 3: Relee de protecție pentru transformatoare și bobine de reactanță ermetice imersate în lichid electroizolat și fără pernă de gaz
33.	SR EN 50216-4	Accesorii pentru transformatoare de putere și bobine de reactanță. Partea 4: Accesorii de bază (borne de legare la pământ, dispozitive de umplere și de golire, teacă pentru termometru, ansamblu roți de rulare)
34.	SR EN 50216-5	Accesorii pentru transformatoare de putere și bobine de reactanță. Partea 5: Indicatoare de nivel al lichidului electroizolant, indicatoare de presiune și indicatoare de circulație a lichidului electroizolant
35.	SR EN 50216-5/A2	Accesorii pentru transformatoare de putere și bobine de reactanță. Partea 5 : Indicatoare de nivel al lichidului electroizolant, indicatoare de presiune și indicatoare de

		circulație a lichidului electroizolant
36.	SR EN 50216-5/A3	Accesorii pentru transformatoare de putere și bobine de reactanță. Partea 5: Indicatoare de nivel, indicatoare de presiune și debit, supape de presiune și filtre praf - aer
37.	SR EN 50216-6	Accesorii pentru transformatoare de putere și bobine de reactanță. Partea 6: Echipament de răcire. Radiatoare detașabile pentru transformatoare în ulei
38.	SR EN 50216-7	Accesorii pentru transformatoare de putere și bobine de reactanță. Partea 7: Pompe electrice pentru ulei de transformator
39.	SR EN 50216-11	Accesorii pentru transformatoare de putere și bobine de reactanță. Partea 11: Indicatoare de temperatură a uleiului și înfășurărilor
40.	SR EN 60137	Treceri izolate pentru tensiuni alternative mai mari de 1000 V
41.	SR EN 50180	Treceri izolate de tensiuni mai mari de 1 kV până la 36 kV și de 250 A până la 3,15 kA pentru transformatoarele umplute cu lichid electroizolant
42.	SR EN 50243	Treceri izolate de exterior pentru 24 kV și 36 kV și pentru 5 kA și 8 kA pentru transformatoare umplute cu lichid
43.	SR EN 50299	Cutii de racordare a cablurilor pentru transformatoare și bobine de reactanță imersate în ulei cu tensiunea cea mai înaltă pentru echipament Um de la 72,5 kV până la 550 kV
44.	SR EN 50386	Treceri izolate până la 1 kV și de la 250 A până la 5 kA pentru transformatoare umplute cu lichid
45.	SR EN 60038	Tensiuni standardizate de către CENELEC
46.	SR EN 61869-1	Transformatoare de măsură. Partea 1: Transformatoare de curent
47.	SR EN 60270	Tehnici de încercare la înalta tensiune. Măsurarea descărcărilor parțiale
48.	SR EN 60296	Fluide pentru aplicații electrotehnice. Uleiuri minerale electroizolante noi pentru transformatoare și aparataj de comutație
49.	SR EN 60529	Grade de protecție asigurate prin carcase (Cod IP)
50.	IEC TR 60616	Terminal and tapping markings for power transformers
51.	SR EN 60664-1	Coordonarea izolației echipamentelor din rețelele de joasă tensiune. Partea 1: Principii, prescripții și încercări
52.	IEC 61000-1	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 1: General
53.	SR EN 61000-2	Compatibilitate electromagnetică (CEM). Partea 2: Mediu înconjurător
54.	SR EN 61000-3	Compatibilitate electromagnetică (CEM). Partea 3: Limite
55.	SR EN 61000-4	Compatibilitate electromagnetică (CEM). Partea 4: Tehnici de încercare și măsurare

56.	SR EN 61000-5	Compatibilitate electromagnetică (CEM). Partea 5: Ghiduri de instalare și de reducere a perturbațiilor.
57.	SR EN 61000-6	Compatibilitate electromagnetică (CEM). Partea 6: Standarde generice
58.	SR EN 61140	Protecție împotriva șocurilor electrice. Aspecte comune în instalații și echipamente electrice
59.	SR EN 60599	Echipamente electrice în serviciu impregnate cu ulei mineral. Ghid pentru interpretarea analizei gazelor dizolvate și a gazelor libere
60.	SR EN 61181	Materiale electroizolante impregnate. Aplicarea analizei gazelor dizolvate (AGD) la încercările în uzină a echipamentelor electrice
61	IEC 61010	Safety requirements for electrical equipment for measurement, control and laboratory use
STANDARDE DE REFERINȚĂ SPECIFICE MANAGEMENTULUI CALITĂȚII, MANAGEMENTULUI MEDIULUI, SECURITĂȚII ȘI SĂNĂTĂȚII ÎN MUNCĂ		
62.	SR EN ISO 9001	Sisteme de management al calității. Cerințe
63.	ISO 17050-1/2010	Evaluarea conformității. Declarația de conformitate. Cerințe generale
64.	ISO 17050-2/2005	Evaluarea conformității. Declarația de conformitate. Documentație suport
65.	ISO 10005:2007	Sisteme de management al calității. Linii directoare pentru planurile calității.
66.	SR EN 60068-3-3	Încercări de mediu. Partea 3: Ghid. Metode de încercări seismice ale echipamentelor
67.	SR EN 60721-1	Clasificarea condițiilor de mediu. Partea 1: Agenți de mediu și gradele lor de severitate
68.	IEC 60721-2-1	Classification of environmental conditions. Part 2: Environmental conditions appearing in nature. Temperature and humidity
69.	IEC 60721-2-2	Classification of environmental conditions. Part 2: Environmental conditions appearing in nature. Precipitation and wind
70.	IEC 60721-2-3	Classification of environmental conditions - Part 2: Environmental conditions appearing in nature. Air pressure
71.	IEC 60721-2-4	Classification of environmental conditions. Part 2: Environmental conditions appearing in nature. Solar radiation and temperature
72.	IEC 60721-2-6	Classification of environmental conditions. Part 2: Environmental conditions appearing in nature. Earthquake vibration and shock
73.	SR EN ISO 14001	Sisteme de management de mediu. Cerințe cu ghid de

		utilizare
74.	SR EN ISO 6708	Componente ale rețelei de conducte. Definiția și alegerea DN (diametru nominal)
75.	LEGEA 319/2006 cu modificările și completările ulterioare	Legea securității și sănătății în muncă
76.	HG NR. 971/2006	Hotărârea privind cerințele minime pentru semnalizare de securitate și / sau de sănătate la locul de muncă
77.	HG NR. 1048/2006	Hotărârea privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă
78.	HG NR. 1091/2006	Hotărârea privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru locul de muncă
79.	HG NR. 520/2016	Hotărârea privind cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscuri generate de câmpuri electromagnetice
80.	HG NR. 457/2003 cu modificările și completările ulterioare	Hotărârea privind asigurarea securității utilizatorilor de echipamente electrice de joasă tensiune modificată și completată prin HG 1514/2003
81.	HG NR. 1514 /2003	Hotărârea pentru modificarea și completarea HG nr.457/2003 privind asigurarea securității utilizatorilor de echipamente electrice de joasă tensiune
82.	OUG 195/2005 cu modificările și completările ulterioare	Protecția mediului, aprobată prin Legea 265/2006, cu modificările și completările ulterioare
83.	OUG NR. 68/2007 cu modificările și completările ulterioare	Răspunderea de mediu cu referire la prevenirea și repararea prejudiciului asupra mediului, aprobată prin Legea nr.19/2008, modificată și completată prin OUG nr.15/2009
84.	O ANRE NR. 45/ 2016	Ordin privind aprobarea Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută, și verifică instalații electrice
Strategii / Politici / NORME TEHNICE INTERNE CNTEE Transelectrica SA		
85.	SMART GRID	Politica CNTEE TRANSELECTRICA SA in domeniul Smart Grid (2017-2026)
86.	NTI – TEL R – 002	Încercările și măsurătorile la echipamentele electrice din cadrul RET
87.	NTI – TEL – R 001	Regulament de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET
88.	NTI – TEL – E – 001 - 2007	Specificație tehnică de achiziție pentru autotransformator 400/400/80 MVA 400/231/20 kV
89.	NTI – TEL – E – 002 - 2007	Specificație tehnică de achiziție pentru transformator 250/250/80 MVA , 400 / 121 / 20 kV

90.	NTI – TEL – E – 003 - 2007	Specificație tehnică de achiziție pentru autotransformator 200/200/60 MVA 231/121/20kV
91	NTI – TEL – E – 041 - 2009	Normă Tehnică Internă pentru transformatoare 400/400/100 MVA 400/121/20 kV
92.	NTI – TEL – E – 048 - 2013	Specificație tehnică de achiziție pentru bobină de compensare 100 MVA _r , 400 kV
93.	NTI – TEL – E – 048 - 2013	Specificație tehnică de achiziție pentru bobină de compensare 100 MVA _r , 110 kV
94.	NTI-TEL- E -012 -2008	Specificație tehnică pentru transformatoare de măsură de curent de exterior
95.	NTI-TEL- E -025 -2009 - 02	Specificație tehnică pentru transformatoare de măsură de tensiune de exterior, tip capacitiv
96.	NTI-TEL-E-046-2017	Specificație tehnica de achiziție pentru subsistemul de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare

Subsistemele de monitorizare care îndeplinesc cerințele altor standarde autorizate, vor fi acceptate doar dacă acestea au prevederi de calitate egale, sau mai bune decât standardele menționate anterior, caz în care, ofertantul va justifica clar în oferta sa diferențele dintre standardele adoptate și cele de referință. Oferta trebuie să fie însoțită de un exemplar în limba engleză și / sau română a respectivului standard adoptat.

Subsistemele de monitorizare care îndeplinesc cerințele prezentei Specificații Tehnice trebuie să fie furnizate cu toate cele necesare unei bune utilizări. Dacă există materiale, sau componente auxiliare care nu au fost menționate în Specificație, dar care sunt necesare pentru funcționarea corespunzătoare și fără defecțiuni, sau pentru mentenanța echipamentului, acestea vor fi furnizate fără o cerere concretă a beneficiarului.

4. CONDIȚII DE FUNCȚIONARE SUBSISTEM DE MONITORIZARE

4.1. CONDIȚII PRIVIND DETERMINAREA CONDITIEI TEHNICE

4.1.1. Indice de sănătate

Metodologia de determinare a Indicelui de Sănătate al Activelor RET cuprinde următoarele etape:

- **Identificarea activului:**
 - numele activului, nr. de inventar al activului, fabricantul, model / tip, data fabricației, data instalării, vârsta, valoarea activului, locul montării etc;
- **Starea activului:**
 - dosarul activului: teste SAT / PIF / mentenanță / modernizări;
- **Utilizare:**
 - condițiile de exploatare normale (ex: pentru AT/Trafo încărcarea față de nominal), stresul (intensitatea) la care a fost operat activul;
- **Analiza defectului (neconformității):**
 - analiza celor mai dese defecte, trendul de defect etc;



- **Informații privind riscul** (nivelul de criticitate în operarea activului):
 - cât de critic este un activ față de altul și relația dintre rolul activului și toleranța riscului.

Pentru determinarea indicelui de sănătate vor fi luate în considerare atât datele măsurate / calculate on – line cât și datele off - line furnizate de măsurătorile efectuate în conformitate cu:

- NTI – TEL R – 002 – ultima varianta "Încercările și măsurătorile la echipamentele electrice din cadrul RET";
- NTI – TEL – R – 001 – ultima varianta "Regulament de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET";
- Alte surse de date (expertize, analize tehnice detaliate etc).

Determinarea Indicelui de sănătate al unităților de transformare se va face în acord cu arhitectura și conceptului specific prezentat în Anexa 4.

4.1.2. Indice de risc

Metodologia de determinare a „Matricei de determinare a riscurilor” cuprinde următoarele etape:

- Lista active / echipamente + date colectate în modulul "Condiție tehnică" SG;
- Analiza fiecărui activ / echipament;
- Determinarea nivelului de risc al activului/echipamentului;
- Determinarea impactului localizării activului / echipamentului în SEN / RET;
- Determinarea nivelului de risc total;
- Stabilirea standardelor/stabilirea acțiunilor ulterioare (mentenanță maj/ min / înlocuire / investiție);
- Stabilirea unui set minim de măsuri pentru scăderea riscului;
- Identificarea și analiza unor cazuri noi (echipamente noi).

Determinarea Indicelui de risc și al „Matricei de determinare a riscurilor” al unităților de transformare se va face în acord cu arhitectura și conceptul specific prezentat în Anexa 5.

4.2. CONDIȚII PRIVIND SECURITATEA SISTEMULUI INFORMATIC

Sistemul de monitorizare va îndeplini cerințele Companiei (ex. Politica în domeniul Smart Grid) din Anexa 6 „Cerințe privind securitatea sistemului informatic în rețelele electrice inteligente (Smart Grid Information Security)”.

În etapa de proiectare (SF și CS), elaboratorul documentației va elabora și propune beneficiarului o soluție specifică securității sistemului informatic Transelectrica (concept, analiza risc, arhitectura generală și specifică, specificații tehnice de echipamente și software, cerințe de performanță etc).

4.3. CONDIȚII PRIVIND RESPECTAREA CERINTELOR STANDARDULUI IEC 61850 -90-3

Subsistemul de monitorizare va îndeplini cerințele din standardul IEC TR 61850-90-3 "Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-3: Using IEC 61850 for condition monitoring diagnosis and analysis".

În figura de mai jos este prezentat conceptul de monitorizare a condiției tehnice conform IEC TR 61850-90-3.

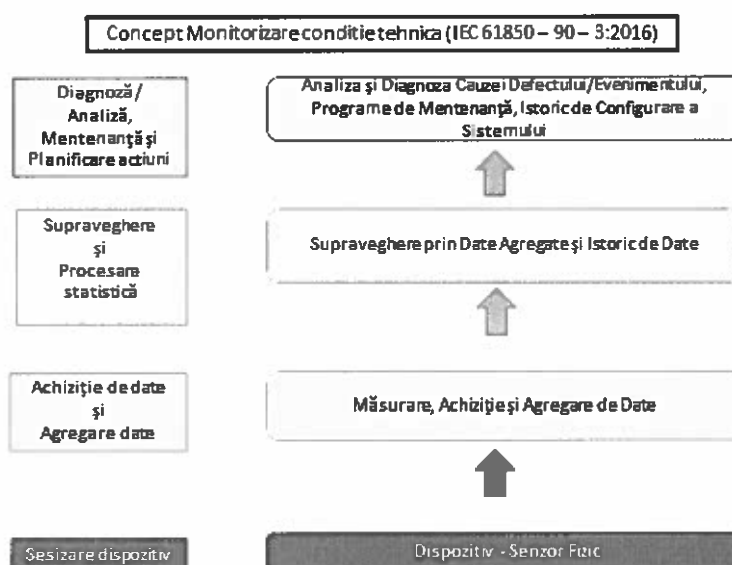


Fig. 1 Conceptul de monitorizare a condiției tehnice conform IEC TR 61850-90-3.

În etapa de proiectare, elaboratorul documentației va elabora și propune beneficiarului lista cerințelor pe care un furnizor trebuie să o îndeplinească pentru a se conforma la cerințele standardului IEC 61850 -90-3.

4.4. CONDIȚII PRIVIND RESPECTAREA STANDARDELOR SPECIFICE MANAGEMENTULUI ACTIVELOR

Subsistemul de monitorizare va fi în concordanță cu cerințele din standardele:

- ISO 55000 – Asset Management – Overview, principles and terminology;
- ISO 55001 – Asset Management – Management systems – Requirements;
- ISO 55002 – Asset Management – Management systems – Guidelines for the application of ISO 55001.

Din perspectiva Companiei, aplicarea managementul activelor în acord cu elementele de referință (standarde, politici, strategii) pentru dezvoltarea și înființarea subsistemelor de monitorizare a condiției tehnice înseamnă:

- standardizarea soluțiilor în acord cu standardele Smart Grid și politicii Companiei în domeniu;
- îmbunătățirea managementului riscului;
- îmbunătățirea performanțelor operaționale;
- îmbunătățirea performanțelor financiare;
- aplicarea standardelor de interoperabilitate între diferitele sisteme și subsisteme aparținând arhitecturii de referință Smart Grid (Anexa 8);
- aplicarea standardelor de securitatea informațiilor;
- aplicarea conceptelor necesare determinării stării tehnice și care sprijină deciziile operaționale și tactice specifice operării, mentenanței, modernizării și înlocuirii activelor:
 - indice de sănătate;
 - indice de risc;
- utilizarea de metode probabilistice privind:
 - determinarea duratei de viață a activului;
 - determinarea unor tendințe în evoluția stării tehnice;
 - emiterea de scenarii tehnice și economice privind tratarea neconformităților;
 - planificarea acțiunilor de mentenanță.

În etapa de proiectare, elaboratorul documentației va elabora și propune beneficiarului lista cerințelor pe care un furnizor trebuie să o îndeplinească pentru a se conforma la cerințele standardelor de referință în domeniul managementului activelor, inclusiv strategia și politica Companiei în domeniu.

Toate cerințele elaboratorului de documentație vor fi implementate obligatoriu de către furnizorul subsistemului de monitorizare atât în partea de hardware cât și software.

5. CERINȚE TEHNICE

În etapa de proiectare, elaboratorul documentației va prezenta beneficiarului cum au fost incluse, valorificate (implementate) fiecare dintre cerințele specifice exprimate în acest capitol.

5.1. CERINȚE TEHNICE GENERALE

5.1.1. Descriere generală soluție subsistem de monitorizare

Subsistemul de monitorizare on-line a unităților de transformare și bobinelor de compensare va fi folosit pentru achiziția, prelucrarea, analiza, arhivarea, transmiterea și publicarea parametrilor critici ai AT /Trafo/BC în cadrul unui „Centru de sănătate active în vederea integrării și interpretării acestora în sistemul de management al activelor, utilizând standardele și conceptele Smart Grid.

Subsistemul va avea minim în componență sa următoarele subansambluri funcționale:

- **Senzori** pentru monitorizarea parametrilor de la următoarele componente: parte activă, treceri izolate, comutator de ploturi, sistem de răcire, auxiliare (conservator, releu Buchholz, etc.);
- **Interfața de preluare a informației** de la senzori;
- **Cofretul de monitorizare** montat la nivelul echipamentului monitorizat, unde sunt centralizate informațiile primite de la senzori și transpunerea lor în protocoalele stabilite în cadrul prezentului NTI, pentru a putea fi transmise la un nivel superior unde se va realiza procesul de agregare și interpretare a acestora;
- **Software și hardware** necesar atingerii obiectivelor generale și specifice;
- **Stații de lucru clienți** (administrator, beneficiari, personal de mentenanță etc.).

Achiziția, transmiterea și securitatea informațiilor se va realiza conform arhitecturilor de referință din cadrul Politicii Companiei în domeniul Smart Grid.

Toate componentele subsistemului de monitorizare vor respecta principiul „*Best in class*” în sensul următor:

- Nivel superior de fiabilitate;
- Clasa de exactitate (precizie) ridicată;
- Indicator de disponibilitate date și servicii ridicat;
- Soluție în acord cu cele mai bune standarde de referință (Smart Grid, Cyber Security).

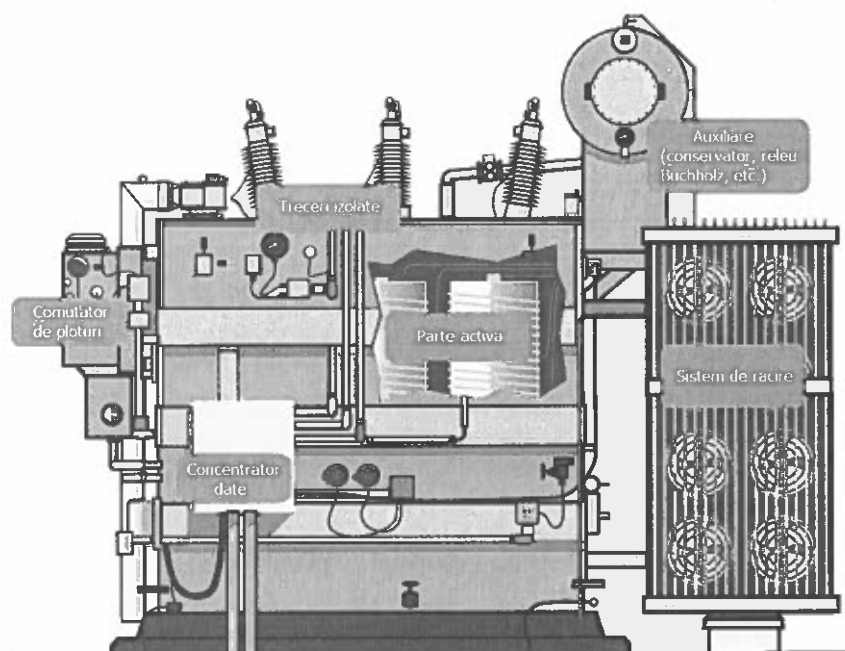


Fig. 2 Structura componentelor subsistemului de monitorizare

5.1.2. Condiții privind definirea soluției în cadrul documentațiilor de proiectare

Elaboratorul documentației de proiectare va elabora documentația care va sta la baza achiziției unui subsistem de monitorizare ținând cont de următoarele principii:

- **In cazul înființării primului subsistem de monitorizare în concept Smart Grid și Asset Management:**
 - va asigura o soluție care să acopere:
 - necesitățile activului (unități trafo) monitorizat din cadrul stației;
 - va crea infrastructura necesară înființării unui subsistem integrat, unic la nivelul stației electrice pentru toate activele precizate în arhitectura de referință Smart Grid);
 - va asigura o soluție care să reflecte toate cerințele modului specific managementului activelor descris în prezentul document, coroborat cu Politica Companiei în domeniul managementului activelor;
- **In cazul existenței unui subsistem de monitorizare și asset management în concept Smart Grid și Asset Management:**
 - va dezvolta soluția subsistemului de monitorizare astfel încât să fie interoperabilă cu soluția existentă;
 - va evalua suficiența capacităților soluției existente și o va adapta, îmbunătății (după caz) pentru a putea îndeplini cerințele de performanță impuse fără să fie afectate de integrarea noului subsistem de monitorizare.

La momentul elaborării unei documentații tehnice pentru implementarea unui subsistem de monitorizare, elaboratorul va efectua următoarele activități:

- va integra și detalia în documentele de promovare (nota de fundamentare și tema de proiectare etc) obiectivele de performanță propuse și standardele, politicile, strategiile de referință;
- va adapta cerințele tehnice din prezentul NTI la nivelul tehnologic existent la acel moment (ex. apariția sau revizuirea unor standarde specifice, Politicii Companiei etc);
- va confirma și motiva beneficiarului, care sunt abaterile de la forma soluției descrisă în prezentul NTI;
- va realiza arhitectura generală și detaliată a soluției în acord cu Politica Companiei în domeniul Managementului Activelor și Smart Grid;
- va stabili structura submodulelor subsistemului de monitorizare ;
- va stabili și dimensiona resursele hardware și software necesare îndeplinirii funcțiilor subsistemului;
- va elabora fișele tehnice detaliate pentru fiecare componentă hardware și software;
- în cazul în care este necesară utilizarea infrastructurii existente din stație (ex. accesul la curenți și tensiuni din grupurile de măsurare), proiectantul va prezenta schemele detaliate ale circuitelor;
- va identifica provizoratele (dacă este cazul);

- va elabora portofoliul de teste necesare implementării și demonstrării soluției (teste FAT, SAT, teste securitate a sistemului informatic, teste privind interoperabilitatea etc).

5.2. CERINȚE PRIVIND INTEROPERABILITATEA CU SUBSISTEMELE SMART GRID

Pentru asigurarea interoperabilității (în termeni de comunicare, integrare, funcționalitate și performanță) între Sistemul de Management al Activelor („*Asset Management System*”) și Sistemul de Monitorizare Condiție Tehnică („*Conditioning Monitoring System*”) se va respecta standardul IEC 61850-90-3 / 2016 „*Using IEC 61850 for Condition Monitoring for Utility Communication Networks and Services*”.

Subsistemul de monitorizare trebuie să îndeplinească cerințele de interoperabilitate conform SG-CG/M490/I_Smart Grid Interoperability „*Methodologies to facilitate Smart Grid system interoperability through standardization, system design and testing*”.

Cerințele privind interoperabilitatea, specifice subsistemului de monitorizare trebuie să fie cele prezentate în Anexa 7.

Subsistemul de monitorizare va avea posibilitatea de a transmite datele către nivelele superioare (inclusiv utilizând echipamente hardware suplimentare dedicate), conform standardelor CIM (Common Information Model) din familiile IEC 61970, IEC 62361.

5.3. CERINȚE PRIVIND ARHITECTURILE SUBSISTEMULUI ÎN CONCEPT SMART GRID

Politica CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Smart Grid (2017-2026) a stabilit viziunea Companiei privind operaționalizarea standardelor Smart Grid și Asset Management.

Toate arhitecturile personalizate pentru fiecare subsistem de monitorizare al activelor respectă elementele de politică Smart Grid (metodologie, concepte etc).

“Arhitectura de referință Smart Grid specifică CNTEE Transelectrica SA” este prezentată în Anexa 8, iar “Arhitectura sistemului de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare” în Anexa 9.

Arhitecturile Smart Grid specifice subsistemului de monitorizare AT/Trafo/BC care trebuie implementate sunt prezentate în următoarele anexe:

- Anexa 10 - Arhitectura sistemului de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare (nivelul componente);
- Anexa 11 - Arhitectura sistemului de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare (nivelul funcțional);
- Anexa 12 - Arhitectura sistemului de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare (nivelul informații);
- Anexa 13 - Arhitectura sistemului de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare (nivelul comunicații);

- Anexa 14 - Arhitectura sistemului de monitorizare a unităților de transformare și bobinelor de compensare (nivelul organizație-business);
- Anexa 15 - Mapare rețele de comunicații - sistem monitorizare unități de transformare și bobinelor de compensare.

6. RESPONSABILITĂȚI FURNIZOR

6.1. RESPONSABILITĂȚI PRIVIND TESTELE DE INTEROPERABILITATE (SMART GRID)

Verificarea îndeplinirii standardelor de interoperabilitate în cadrul soluției subsistemului de monitorizare va face obiectului testelor de interoperabilitate descrise în cadrul Anexei 7.

Etapă de PIF va fi condiționată de parcurgerea cu succes a testelor de interoperabilitate.

Conformarea furnizorului la cerințele diferitelor standarde de interoperabilitate va fi validată în baza certificatelor / documentelor emise de o autoritate independentă (ex. Laborator independent).

6.2. RESPONSABILITĂȚI PRIVIND MENTENANȚA PLANUL DE MENTENANȚĂ PREVENTIVĂ

Furnizorul va specifica modul de efectuare a mentenanței atât predictivă cât și corectivă (intervalul maxim de timp dintre două verificări consecutive, intervalul de timp la care este necesară recalibrarea subsistemului, și/sau a diverselor componente, precum și metoda de recalibrare, probe, lucrări efectuate și eventualele piese de schimb).

Producătorul este răspunzător pe durata standard de viață a subsistemului de monitorizare pentru orice defecțiune ascunsă, nepusă în evidență la efectuarea probelor individuale, sau de PIF.

În obligațiile furnizorului subsistemului de monitorizare intră și următoarele:

- Prezentarea Planului periodic de mentenanță preventivă pentru fiecare componentă a sistemului (program multianual);
- Prezentarea Planului de mentenanță corectivă bazată pe timp;
- Prezentarea Planului de activități asociate conceptului de mentenanță (inspecții, evaluări periodice performanțe sistem, etc).

6.3. CERINȚE PRIVIND INSTRUIREA ȘI CERTIFICAREA PERSONALULUI

Producătorul sistemului de monitorizare va asigura instruirea și certificarea personalului Transelectrica pentru utilizarea / exploatarea / mentenanța sistemului de monitorizare, respectiv:

- Instruire personal de operare stații electrice;
- Instruire personal de mentenanță;
- Instruire personal în domeniul securității informatice;
- Instruire personal în domeniul hardware și software;
- Instruire personal în domeniul managementului activelor etc.

Definiții și termeni specifici conceptului Smart Grid

Nr. crt.	Denumire termen	Definiție termen	Standard de referință
1.	EMS – Sistem de management al energiei	Server de aplicatii al Sistemului de Management al energiei ce gazduieste aplicatiile care monitorizeaza si controleaza reteaua de transport si productia centralelor electrice conectate in Sistemul Energetic dintr-o locatie centralizata, in general un centru de control.	[1] Primul Set de Standarde Smart Grid (2012)
2.	SCADA – Sistem de supraveghere, control si achizitie de date	Sistemul de supraveghere, control si achizitie de date ce furnizeaza functionalitatea de baza pentru implementarea sistemelor de tip EMS sau DMS, furnizeaza in special comunicatiile cu statiile electrice pentru monitorizarea si controlul retelei.	
3.	SPR – Sistem de planificarea a resurselor intreprinderii	Sistemele de planificare a resurselor intreprinderii integreaza informatii de gestiune interna si externa intr-o intreaga organizatie, cuprinzand finante/contabilitate, productie, vanzari si servicii, managementul relatiilor cu clientii etc.	
4.	GIS – Sistem de informatii geografice	Serverul de aplicatii al Sistemului de Informare Geografic este un server care gazduieste o aplicatie destinata pentru captarea, stocarea, manipularea, analiza, gestionarea si prezentarea tuturor tipurilor de date geografice. In termeni simpli, GIS reprezinta imbinarea cartografiei, analizei statistice si a tehnologiei bazei de date.	
5.	Portalul clienților si SIC – Sistemul informational pentru clienti	Aplicație web-server care permite clienților să se înregistreze și să se autentifice pentru a obține informații despre tarife, consumul de energie etc. Sistem sau aplicatie care mentine toate informatiile necesare pentru consumatorii de energie. In mod obisnuit asociat cu software-ul de tip "call center" pentru a oferi servicii clientilor, cum ar fi liniile de asistenta telefonica etc.	
6.	WAMS - Sistem sincrofazori	Sistem de monitorizare a sistemelor energetice care evalueaza informatiile primite de la sincrofazori pentru a obtine informatii despre stabilitatea dinamica a retelei. Monitorizare pe arie extinsa (WAMS) integrată la nivel de stație (concentrator de date) / magistrala de proces (IEC 61850 / IEEE C37.118), care poate fi particularizată/specifica stației electrice (monitorizare de oscilatii de putere, monitorizare a amortizării de putere, monitorizare a stabilitatii tensiunii, analiza defazaj, monitorizare termică a liniilor electrice).	

Definiții și termeni specifici conceptului Smart Grid

7.	SMI – Sistem de management al intreruperilor	Sistem sau aplicatie care urmareste sa ajute un operator de retea sa gestioneze intreruperile in alimentarea cu energie electrica prin optimizarea modului de remediere a acestora dupa mai multe criterii (durata intreruperii, numărul de consumatori afectati, capacitatea rețelei etc).	
8.	DRMS – Sistem de management al curbei de sarcina (gestionare a raspunsului la cerere)	Sistem de gestionarea a raspunsului la cerere; un sistem sau o aplicatie ce detine controlul mai multor consumatori in scopul reducerii consumului de energie ca raspuns la lipsa de energie sau la preturile ridicate ale acesteia.	
9.	SCLB – Sistemul de contorizare local de balanta (AMI – infrastructura de metering)	Intreaga infrastructură de măsurare avansată. AMI oferă servicii pentru client, furnizor și operator de rețea și este utilizat pentru citirea și facturarea automată a contoarelor. Poate fi, de asemenea, utilizat pentru monitorizarea și controlul rețelei.	
10.	SIMPE – Sistem informatic de management al pietei de echilibrare	Server de aplicatii al unui sistem de management al energiei care gazduieste aplicatii pentru monitorizarea si controlul rețelei de transport si a productiei centralelor electrice racordate la retea, dintr-o locatie centralizata, in mod obisnuit un centru de control.	
11.	CM – Sistem de monitorizare a conditiei tehnice a echipamentelor	Aplicatie sau sistem care monitorizeaza "starea de sanatate" a echipamentelor din rețeaua electrica pentru a detecta anticipat defectiunile cu scopul de a prelungi durata de viata a echipamentelor.	
12.	Interfata de comunicatii	Aplicatie sau sistem care asigura comunicarea cu statiile pentru operarea, monitorizarea si controlul rețelei.	
13.	Control secundar al generatoarelor (productiei)	Aplicatie care monitorizează frecvența și schimbul de energie prin rețea și generează valori predefinite pentru generatoarele controlate cu scopul de a mentine parametrii doriti.	
14.	NIC – Controller (pentru interfața cu rețeaua de telecomunicații)	O placă de rețea (cunoscut și ca adaptor de rețea, placă de interfață de rețea sau adaptor LAN) este o componentă hardware care conectează un computer la o rețea de calculatoare.	
15.	Sincrofazori	Este un dispozitiv care măsoară undele electrice într-o rețea electrică, folosind o sursă de timp comună pentru sincronizare. Sincronizarea timpului permite măsurători sincronizate în timp real ale mai multor puncte de măsurare la distanță.	
16.	Control HVDC	Control pentru liniile HVDC, astfel încât circulația de putere activă sau reactivă este ajustată în funcție de valorile de referință primite.	
17.	Unitati de transformare	Un aparat static cu două sau mai multe înfășurări care, prin inducție electromagnetă, transformă un	[2] SR EN 60076-1 –

Definiții și termeni specifici conceptului Smart Grid

		sistem de tensiune și curent alternativ într-un alt sistem de tensiune și curent, de regulă de diferite valori și la aceeași frecvență în scopul transmiterii energiei electrice [IEV 421 -01-01] [2]	Transformatoare de putere. Partea 1: Generalitati
18.	Stație GIS	Aparataj GIS=Aparataj de comutație în carcasă metalică la care izolația este obținută, cel puțin parțial, de un gaz izolant, altul decât aerul la presiune atmosferică Stație GIS= O stație ce este complet echipată cu aparataj de comutație de tip GIS.	SR EN 62271-203 Aparataj de înaltă tensiune. Partea 203: Aparataj în carcasă metalică cu izolație gazoasă, pentru tensiune nominale mai mari de 52 de kV
19.	Descărcător	Aparat destinat protecției aparatajului electric împotriva supratensiunilor tranzitorii, și, frecvent, limitării duratei și amplitudinii curentului de însoțire. DRV – descărcător cu rezistență variabilă – descărcător cu oxizi metalici fără eclatoare – descărcător cu rezistoare neliniare cu oxizi metalici conectate în serie și/sau paralel, care nu conțin eclatoare în serie sau în paralel [4]	[4] SR CEI / PAS 60099-7 – Descărcătoare Partea 7 Glosar de termeni și definiții
20.	Întreprător	Componenta care are un organ de comandă și contacte care stabilesc și întrerup o conexiune.[5]	[5] SR EN 62271-1 - Aparataj de înaltă tensiune. Partea 1: Specificații comune
21.	Separator	Aparat mecanic de comutație, care asigură, în poziție deschis, o distanță de separare corespunzătoare condițiilor specificate [5]	
22.	Transformator de măsură	Transformator destinat să transmită un semnal la aparate de măsurat, contoare, dispozitive de protecție sau de comandă sau alte aparate similare [6]	[6] SR EN 61869 -1 Transformatoare de măsură Partea 1 Cerințe generale
23.	Capacitor/ Condensator/ Baterii de condensatoare	Condensator - un dispozitiv constând în principal din doi electrozi separați printr-un dielectric. Baterie de condensatoare – un ansamblu de unu sau mai multe condensatoare dispuse în același container.	[5]IEV 436-01-03 [6]IEV 436-01-04
24.	FACTS – Sisteme flexibile de transport în curent alternativ	FACTS este un sistem compus din echipamente statice folosit pentru transportul energiei electrice în curent alternativ. Acesta este menit să sporească controlul asupra rețelei și să mărească capacitatea de transport a acesteia. Este în general, un sistem bazat pe electronica de putere. În ciuda denumirii,	

Definiții și termeni specifici conceptului Smart Grid

		sistemele FACTS pot fi folosite și în rețelele de distribuție.	
25.	Linii electrice de înaltă tensiune (LEA/LEC)	Linie electrică aeriană – o linie electrică a cărei conductori sunt susținuți deasupra solului, în general prin intermediul izolatoarelor și suporturilor. Linie electrică în cablu – o linie electrică cu conductoare izolate, îngropate direct în pământ, sau dispuse în cabluri, țevi, jgheaburi, etc.	[6] IEC 436-01-04 [7] IEC 436-01-03
26.	Stație meteo (echipament al sistemului de prognoza și supraveghere meteorologică)	Un sistem de prognoza și supraveghere meteorologică se referă la un sistem ce conține toate elementele necesare pentru a realiza prognozele meteorologice și observațiile și pentru a distribui informațiile de referință geospațiale calculate către toate sistemele conectate, cum ar fi sisteme EMS, DMS etc. Aceste sisteme permit în multe cazuri optimizarea proceselor de decizie sau automatizare. Acesta cuprinde, în general, un sistem IT securizat care se bazează pe o infrastructură SOA, eventual interconectată la observarea meteorologică internațională și/sau conectată la un număr de senzori meteo.	
27.	Relev de protecție	Relev elementar – relev de tip “tot sau nimic” funcționează fără întârziere intenționată. Relev electromecanic – relev electric în care răspunsul rezultă în principal prin mișcarea elementelor mecanice. Relev electromagnetic - relev electromagnetic în care răspunsul intenționat este produs prin intermediul forțelor electromagnetice.	[5] IEC 444-01-03 [6] IEC 436-01-04 [7] IEC 436-01-03
28.	RTU (Unitate terminală de distanță) – UCCS (Unitate Centrală Control Stație)	Un RTU este un dispozitiv electronic controlat cu microprocesor care interconectează obiectele din lumea fizică cu un sistem (ex. SCADA) prin transmiterea datelor de telemetrie către acesta.	[1] Primul Set de Standarde Smart Grid
29.	Servicii interne	Servicii Interne (baterii de acumuloare, grupuri electrogene, dulapuri SI, redresoare, invertoare).	
30.	SCCPA – Sistemul de Comanda Control Protecții și Automatizări	Toate elementele necesare pentru a asigura protecția, monitorizarea și controlul unei stații și a activelor conectate (în interiorul stației, cum ar fi transformatoarele, barele colectoare etc. sau în afara stației, cum ar fi liniile rețelei, etc). Poate funcționa, de asemenea, ca terminal la distanță pentru nivelurile superioare de monitorizare și control al rețelei, pentru funcționare și / sau întreținere.	
31.	Sistemul de control al calității energiei electrice	Sistemul de control al calității energiei electrice integrează date de calitatea energiei electrice de la	

Definiții și termeni specifici conceptului Smart Grid

	(SCCEE)	tipuri diferite de analizoare de calitate a energiei electrice, asigurând măsurarea, achiziționarea, transferul de date către sistemul de servere de la punctul central, unde acestea sunt stocate și publicate pentru clienții interni.	
32.	Platforma de telecontorizare pe piața angro de energie electrică (PTPAEE)	Sistem/aplicație care pastrează toate informațiile pentru a putea calcula factura de energie pentru un client pe baza datelor contorului preluate de la punctul central al sistemului de contorizare local de balanță.	
33.	Înregistrare	Aplicație în cadrul unui sistem de piață a energiei care gestionează înregistrarea utilizatorilor pentru piață și monitorizează tranzacțiile pe piața de energie	
34.	Tranzacții realizate	Aplicație în cadrul unui sistem de piață a energiei care memorează informațiile comerciale din tranzacțiile energetice executate.	
35.	Sistem de tranzacționare a energiei	Aplicațiile care se utilizează pentru tranzacționarea energiei pe piețele corespunzătoare sprijină dispecerul în decizia de a cumpăra, vinde sau auto-produce energie și oferă, de asemenea, facilități pentru schimbul de informații necesare cu sistemele informatice de pe piața energiei.	
36.	Facturare	Facturare obligativă de plată participanți la piața de echilibrare	
37.	Programarea/Proгноza producției	Aplicație care derivă din programul optim de funcționare a centralelor electrice pentru a reduce costurile	
38.	Planificare participanți la piața de echilibrare	Aplicație care planifică achiziția de energie pentru a satisface cererea de energie a consumatorilor.	
39.	Platforma de date de operare	Sistem de stocare de date sau aplicație care permite schimbul de informații descrise utilizând modelul de date de operare.	
40.	AM – Sistem de management al activelor	Se referă la sistemul de informații și la toate elementele necesare pentru a sprijini echipa responsabilă cu gestionarea activelor sistemului de-a lungul ciclului său de viață. Acesta este folosit la maximizarea valorii activelor aferente pe durata ciclului lor de viață și pentru a ajuta la pregătirea planurilor viitoare precum și la lucrările de mentenanță asociate.	
41.	Sistemul de autorizare și gestiune (Authorization and Accounting system)	Autorizarea este procesul de identificare a ceea ce este permis pentru un anumit utilizator de a efectua într-un sistem. Descrie care sunt "drepturile" utilizatorului asupra sistemului. Cu alte cuvinte, descrie în ce măsură îi este permis utilizatorului să manipuleze sistemul. Gestiunea este procesul care măsoară resursele consumate de un utilizator pentru facturare, audit și raportare. Sistemele de gestiune sunt de asemenea utilizate pentru înregistrarea evenimentelor.	

Definiții și termeni specifici conceptului Smart Grid

42.	Sistemul de autentificare (Authentication system)	Sistem de autentificare a identității unui utilizator sau sistem. Acest proces se realizează de obicei prin utilizarea de referințe cum ar fi: parole, certificate digitale etc.	
43.	Sistemul de configurare de la distanță al echipamentelor (Device remote configuration system)	Este un sistem care ajută utilizatorii să gestioneze conectarea/deconectarea/actualizare firmware. Acesta poate fi folosit ca server de configurare pentru a stoca configurația dispozitivului și pentru a ajuta la schimbarea unui echipament defect cu unul nou, asigurând exact aceeași setare pentru echipamentul nou.	
44.	Sistemul de referință a timpului (Clock reference system)	Se referă la toate elementele necesare pentru a sprijini definiția "master clock", distribuția timpului și a serviciilor de sincronizare a ceasurilor pentru a asigura o gestionare unică a timpului în cadrul rețelei.	
45.	Echipe de intervenție (din teren)	Reprezintă personalul care transmite prin intermediul dispozitivelor mobile datele constatate în teren.	
46.	Index de sanatate active	poate fi definit ca: <ul style="list-style-type: none"> - O metoda de măsurare a „stării de sanatate” globală a unui activ; - O modalitate de comparare a diferitelor active si claselor de active intr-o maniera consecventă. 	
47.	Impactul riscului	Impactul pe care o posibilă bresă în securitatea informațiilor îl are asupra operațiunilor sau eficienței organizației sau asupra clienților sau cetățenilor.	
48.	Analiza risc-impact	Describe consecințele care pot apărea în cazul în care rețelele SMART GRID au fost compromise prin orice metodă de către un factor de amenințare care afectează confidențialitatea, integritatea sau disponibilitatea informațiilor.	
49.	Matrice RASCI: <ul style="list-style-type: none"> • Responsible • Accountable • Supports • Consulted • Informed 	Matrice de atribuire a responsabilităților concepută pentru a atribui sarcini, activități, responsabilități, autoritate, luare de decizii, sprijin pentru membrii echipei unui proces / proiect și pentru a clarifica așteptările cu privire la nivelul participării partilor interesate.	
50.	Tehnologia de ultimă generație (Cutting-edge technology)	Tehnologia de ultimă generație se referă la dispozitivele tehnologice, tehnicile sau realizările care utilizează cele mai actuale și avansate mijloace IT; cu alte cuvinte, tehnologia la frontierele cunoașterii.	
Domeniile SGAM			
51.	Transport	Reprezentarea infrastructurii care transportă energie electrică pe distanțe lungi.	[1] Primul Set de Standarde Smart Grid (2012)
52.	DER (Resurse de energie distribuite)	Reprezentarea resurselor energetice distribuite conectate direct la rețeaua publică de distribuție, resurse energetice ce aplică tehnologii de producție și consum de energie la scară mică (de obicei între 3 kW și 10 000 kW). Aceste resurse energetice	

Definiții și termeni specifici conceptului Smart Grid

		distribuite pot fi controlate direct de ex. un OTS, OD.	
53.	Consum (Clienți)	Acest domeniu poate găzdui atât utilizatorii finali de energie electrică cât și producătorii locali. Domeniul include sectorul industrial, comercial și rezidențial (ex: fabrici, aeroporturi, porturi, mari centre comerciale, case) dar ar putea include și producția de energie fotovoltaică, baterii, microturbine, etc.).	
Infrastructura de comunicații			
54.	(A) Rețeaua de acces a utilizatorilor interni	Rețelele care oferă acces general la scară largă (inclusiv, dar nu se limitează la internet) pentru locațiile clientului (case, clădiri de birouri, depozite etc). De obicei, acestea nu fac parte din infrastructura de utilități și sunt furnizate de către furnizorii de servicii de comunicații, dar pot fi folosite pentru a furniza servicii de comunicații pentru sisteme Smart Grid ce acoperă domeniul "Customer Premises" din SGAM (ex: Smart Metering).	
55.	(B) Rețeaua de comunicații cu terții	Rețele de la nivelul Distribuției, situate între stațiile de distribuție și consumatorii finali. Aceste rețele pot servi de exemplu măsurarea, automatizarea distribuției și infrastructura publică pentru încărcarea vehiculelor electrice, etc.	
56.	(C) Rețeaua de comunicații a sistemului de contorizare	Rețeaua de comunicații a sistemului de contorizare", reprezintă ansamblul format din echipamentele și circuitele de comunicație, implicate în transmiterea datelor la distanță, din echipamentele periferice, către punctul central.	
57.	(E) Rețeaua de comunicații din stație	Rețeaua din interiorul stației care poate să cuprindă între una sau trei magistrale (magistrala de sistem, magistrala de proces și magistrala de servicii multiple).	
58.	(F) Rețeaua de comunicații dintre stații	Sunt rețelele care interconectează stațiile și centrele de control. Aceste rețele sunt rețele de tip wide area network cu cerințe de performanță ridicate, cerințe ce pot fi foarte stricte. În plus, aceste rețele au nevoie de o scalabilitate foarte flexibilă și, datorită provocărilor geografice, pot necesita medii fizice mixte și topologii de agregare multiple.	
59.	(G) Rețeaua de comunicații de legătură	Rețelele din cadrul a două tipuri diferite de instalații din utilități: centre de date de utilități și centre de control utilitar. Acestea sunt la același nivel logic, dar nu sunt aceleași rețele, deoarece centrele de control au cerințe foarte diferite pentru conectarea la sistemele de timp real și pentru securitate, în comparație cu centrele de date pentru întreprinderi, care nu se conectează la sistemele de timp real. Fiecare tip oferă conectivitate pentru sistemele din interiorul facilității și conexiuni la rețele externe, cum ar fi rețelele de control al sistemelor și rețelele de utilități.	
60.	(H) Rețeaua de comunicații centrala	Rețeaua internă, privată din companie.	

Definiții și termeni specifici conceptului Smart Grid

	(principala)		
61.	(L) Reteaua de comunicatii de operare	Reteaua de comunicatii utilizata de operatorul de transport si de sistem pentru supravegherea, controlul si operarea rețelei electrice de transport.	
62.	(M) Reteaua de comunicatii CM & AM	Reteaua de comunicatii pentru modulul monitorizare conditie tehnica si managementul activelor (IEC 61850-90-3)	
63.	Functii adiacente	Telecomunicatii, securitate, compatibilitate electromagnetica, calitatea energiei electrice. Aceste sisteme și funcții sunt regăsite în toată infrastructura rețelei de tip Smart Grid.	
Zone SGAM			
64.	Process (Proces)	Reprezentarea echipamentelor fizice interconectate si utilizate in activitatea de transport a energiei electrice (de ex: transformatoare, întrerupătoare, linii aeriene, cabluri, care sunt parte sau direct conectate la proces).	[1] Primul Set de Standarde Smart Grid (2012)
65.	Field (Câmp)	Reprezentarea echipamentelor destinate pentru protecția, controlul și monitorizarea Sistemului Energetic (ex: relee de protecție sau orice alte dispozitive electronice inteligente care achiziționează și utilizează date de proces din Sistemul Energetic)	
66.	Station (Stație)	Reprezentarea nivelului de agregare al echipamentelor de la nivel de câmp (ex: concentrator de date, agregare funcțională, automatizare stații, sisteme SCADA locale, etc.).	
67.	Operation (Operare)	Gestionarea operațiunilor de control ale Sistemului Energetic în domeniul respectiv (ex. Sisteme de management ale rețelelor de distribuție, sisteme de management al energiei în sistemele de transport și producere a energiei, sisteme de gestiune ale microrțelelor, sisteme virtuale de gestionare a centralelor electrice (agregarea mai multor resurse distribuite de energie), vehicule electrice etc.	
68.	Enterprise (Organizatie)	Reprezentarea proceselor comerciale și organizaționale, a serviciilor și infrastructurii pentru întreprinderi (utilități, furnizori de servicii, traderi de energie) ex: sisteme de management al activelor , logistică, management al forței de muncă, intruirea personalului, managementul relației cu clienții, facturare.	

Lista activelor (sisteme/echipamente/aplicatii) care fac parte din arhitectura de referinta Smart Grid

Nr. crt.	Denumire Active (sistem / echipament / aplicatie)	Denumire active (termen in engleza conf. Standardelor Smart Grid CEN/CENELEC/ ETSI)
1.	EMS - Sistemul de management al energiei	EMS – Energy Management System
2.	SCADA – sistemul de supraveghere, control si achizitie de date	SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition System
3.	SPR – Sistem de planificare a resurselor	ERP – Enterprise Resource Planning System
4.	GIS – Sistemul de informatii geografice (pozitie in teren a echipamentelor)	GIS – Geographic Information System
5.	SMOI – Sistemul de monitorizare a oscilatiilor interzonale (WAMS – Sistem sincrofazori)	WAMS – Wide Area Monitoring System
6.	SMI – Sistem de management al intreruperilor.	OMS – Outage Management System
7.	Sistem de management al curbei de sarcina (gestionare a raspunsului la cerere)	DRMS – Demand Response Management System
8.	SCLB – Sistemul de contorizare local de balanta	AMI – Advanced Metering Infrastructure System
9.	Punct central SCLB	AMI Head End
10.	SIMPE – Sistem informatic de management al pietei de echilibrare	Energy Market Management System
11.	CM – Sistem de monitorizare a conditiei tehnice a echipamentelor	Conditioning Monitoring System
12.	Interfata de comunicatii	Communication Front-End
13.	CSG – Control secundar al generatoarelor (productiei)	Secondary Generation Control
14.	NIC – Controler pentru interfata cu reseaua de telecomunicatii	NIC – Network Interface Controller
15.	Sincrofazori	PMU – Phasor Measurement Units
16.	Unitati de transformare (autotransformator, transformator) si bobine de compensare	Power Transformer & Reactors
17.	Statie GIS	Gas Insulated Substation
18.	Descarcator	Surge Arrester
19.	Intreruptor	Circuit Breaker
20.	Separator	Disconnecter
21.	Capacitor/condensator/baterii de condensatoare	Capacitor
22.	FACTS – Sisteme flexibile de transport in current alternativ	FACTS – Flexible AC Transmission Systems
23.	Linii electrice de inalta tensiune (LEA/LEC)	HVL – Highvoltage Lines
24.	Statie meteo (echipament al sistemului de prognoza si supraveghere meteorologica)	Weather Forecast & Observation Equipment
25.	Transformatoare de masura (de current, de tensiune, mixte)	Instrument Transformers
26.	Releu de protectie	Relay
27.	RTU – UCCS (Unitate Centrala Control Statie)	RTU – Remote Terminal Unit

Lista activelor (sisteme/echipamente/aplicatii) care fac parte din arhitectura de referinta Smart Grid

28.	Servicii Interne (baterii de acumuloare, grupuri electrogene, dulapuri SI, redresoare, invertoare)	Auxiliary Services
29.	SCCPA – Sistemul de Comanda Control Protectii si Automatizari	SAS – Substation automation system
30.	SCCEE – Sistem de control al calitatii energiei electrice	PQCS – Power quality control system
31.	PTPAEE – Platforma de telecontrolizare pe piata angro de energie electrica	MDMS – Meter data management system
32.	Sistem de tranzactionare a energiei	Trading system
33.	Functii adiacente: telecomunicatii, securitate, compatibilitate electromagnetica, calitatea energiei electrice	Crosscutting functions: Telecommunication, Security, EMC, Power Quality
34.	Echipe de interventie (din teren)	Field Force
35.	Portalul clientilor si sistemul informational pentru clienti (SIC)	Customer portal & CIS (Customer Information System)
36.	AM – Sistem de management al activelor	Asset management system
37.	Programarea productiei	Power Scheduling
38.	Inregistrare	Registration
39.	Tranzactii realizate	Settlement
40.	Planificare participanti la piata de echilibrare	Balance Scheduling
41.	Facturare (obligatii de plata participanti la piata de echilibrare)	Billing
42.	PDO – Platforma de date de operare	Model Exchange Platform
43.	CTSI/DET (Centru de Telecomanda si Supraveghere Instalatii/Dispecer Energetic Teritorial)	Remote Control Center
44.	UCCP (Unitate Centrala Control Proces)	Station controller
45.	Control HVDC – controlul sistemelor de transport in curent continuu	HVDC Control
46.	Control FACTS - controlul sistemelor flexibile de transport in curent alternativ	FACTS controller
47.	Control Capacitoare/Condensatoare/Baterii de condensatoare	Cap Bank Controller
48.	RAT – Regulator automat de tensiune	Voltage Regulator
49.	GCC (Grupa Comanda Control) - BCU	Bay Controller
50.	Locator de defect	Fault Detector
51.	Concentrator de date	Data Concentrator
52.	Analizor de calitate a energiei electrice	PQ Analyzer
53.	Contor de energie electrica (de decontare/de balanta)	Meter
54.	Router	Router
55.	(H) Reteaua de comunicatii centrala (principala)	(H) Backbone Network
56.	(M) Reteaua de comunicatii pentru CM & AM	(M) Condition Monitoring & Asset Management Network (IEC 61850-

Lista activelor (sisteme/echipamente/aplicatii) care fac parte din arhitectura de referinta Smart Grid

		90-3)
57.	(L) Reteaua de comunicatii de operare	(L) Operation Backhaul Network
58.	(E) Magistrala de date a statiei (LAN A, LAN B)	(E) Intra-substation integration bus
59.	(G) Magistrala de date a retelei de comunicatii de legatura	(G) Intra-center / Intra-data center integration bus
60.	(C) Reteaua de comunicatii a sistemului de contorizare	(C) AMI Backhaul Network
61.	(F) Reteaua de comunicatii dintre statii	(F) Inter-substation network
62.	(B) Reteaua de comunicatii cu tertii	(B) Neighborhood network
63.	(A) Reteaua de acces a utilizatorilor interni	(A) Subscriber Access Network

**Lista activelor RET care compun modulul „Monitorizare conditie tehnica”
(Conditioning Monitoring Module)**

Nr. crt.	Denumire active (sisteme / echipamente)	Denumirea in engleza (conf. Standardelor Smart Grid)
1.	Unitati de transformare (autotransformator, transformator) si bobine de compensare	Power Transformer & Reactors
2.	Statie GIS	Gas Insulated Substation
3.	Descarcator	Surge Arrester
4.	Intreruptor	Circuit Breaker
5.	Separator	Disconnecter
6.	Baterii de condensatoare	Capacitor
7.	FACTS (Sisteme flexibile de transport in current alternativ)	FACTS – Flexible AC Transmission System
8.	Linii electrice de inalta tensiune (linii aeriene LEA / subterane LES)	HVL – Highvoltage Lines (Overhead and underground lines)
9.	Statie meteo (echipament al sistemului de prognoza si supraveghere meteorologica) *	Weather Forecast & Observation Equipment
10.	Transformatoare de masura (de current, de tensiune, mixte)	Instrument Transformers
11.	Servicii Interne (baterii de acumulatori, grupuri electrogene, dulapuri SI, redresoare, invertoare)	Auxiliary Services

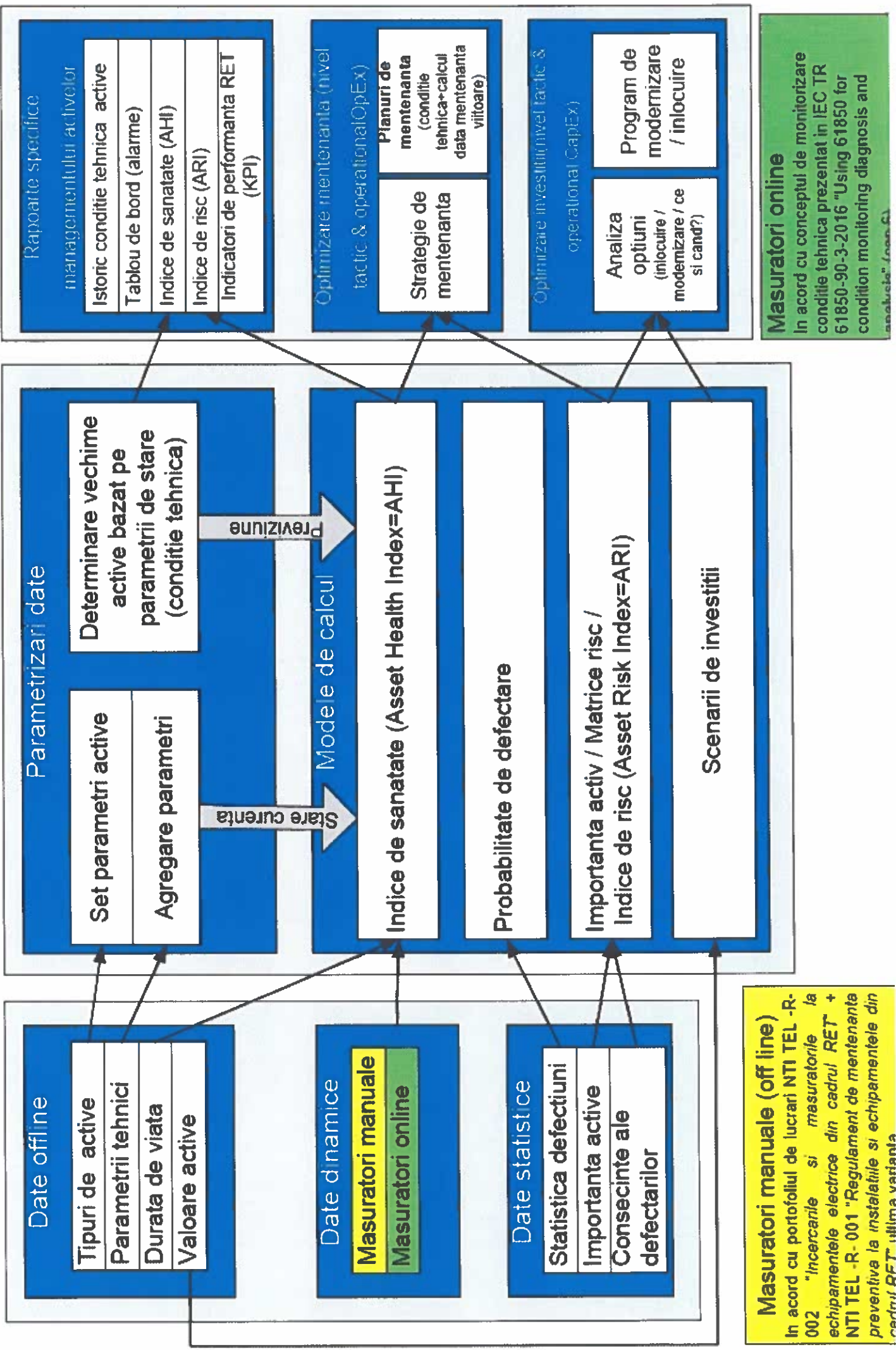
***Se va infiinta in cazul in care la nivelul statiei electrice nu exista o statie meteo care sa respecte standardele SMART GRID.**

Concept "Index de sanatate" I rato/A I BC

Modul date intrare

Modul agregare date

Modul date iesire



Date offline

- Tipuri de active
- Parametrii tehnici
- Durata de viata
- Valoare active

Date dinamice

- Masuratori manuale
- Masuratori online

Date statistice

- Statistica defectiuni
- Importanta active
- Consecinte ale defectarilor

Parametrizari date

- Set parametri active
- Agregare parametri
- Determinare vechime active bazat pe parametri de stare (conditie tehnica)

Modele de calcul

- Stare curenta
- Previzune
- Index de sanatate (Asset Health Index=AHI)**
- Probabilitate de defectare
- Importanta activ / Matrice risk / Index de risk (Asset Risk Index=ARI)**
- Scenarii de investitii

Rapoarte specifice managementului activelor

- Istoric conditie tehnica active
- Tablou de bord (alarme)
- Indice de sanatate (AHI)
- Indice de risc (ARI)
- Indicatori de performanta RET (KPI)

Optimizare mentenanta (nivel tactic & operational OpEx)

- Strategie de mentenanta
- Planuri de mentenanta (conditie tehnica-calcul data mentenanta viitoare)

Optimizare investitii nivel tactic & operational CapEx)

- Analiza optiuni (inlocuire / modernizare / ce si cand?)
- Program de modernizare / inlocuire

Masuratori manuale (off line)
 In acord cu portofoliul de lucrari NTI TEL -R-002 "Incarcările si măsurătorile la echipamentele electrice din cadrul RET" + NTI TEL -R- 001 "Regulament de mentenanta preventiva la instalatiile si echipamentele din cadrul RET" ultima varianta

Masuratori online
 In acord cu conceptul de monitorizare conditie tehnica prezentat in IEC TR 61850-90-3-2016 "Using 61850 for condition monitoring diagnosis and analysis" (see 5)

Concept „Matricea de determinare a riscurilor” pentru Unitățile de transformare

1. Concept „Matricea determinare riscuri”

Conceptul „Matricea determinare riscuri” este prezentat în Figura 1.

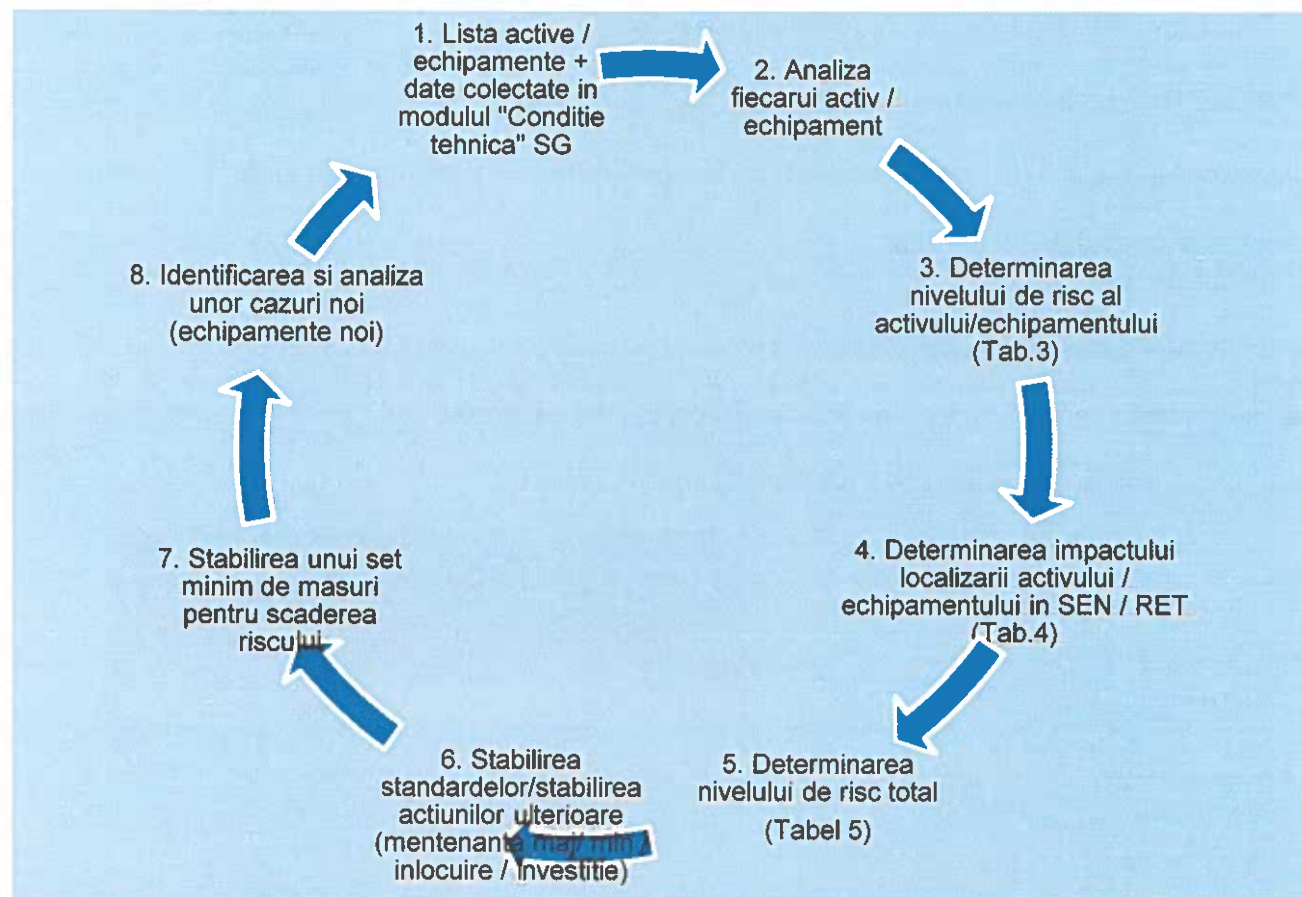


Figura 1. Concept general „Matricea determinare riscuri”

Conform conceptului prezentat în figura 1, procesul de determinare a matricei de riscuri este un proces permanent și care necesită actualizare, de regulă, în următoarele situații:

- periodic (o dată pe an, în vederea pregătirii programelor de mentenanță sau investiții);
- când unul dintre active suferă o modificare majoră a datelor colectate;
- când se modifică actorii implicați în proces (apar active noi).

2. Detalii specifice Conceptului „Matricea determinare riscuri”

2.1. Colectarea și clasificarea datelor specifice unităților de putere

La nivelul CNTEE Transelectrica SA s-a stabilit lista activelor / echipamentelor pentru care se vor întocmi matricele de risc.

Pentru fiecare astfel de unitate de putere se va stabili:

- portofoliul de date necesare a fi colectate în cadrul sistemelor expert pentru modulul „Conditioning Monitoring”;
- clasificarea acestora în procesul de analiză de risc.

Concept „Matricea de determinare a riscurilor” pentru Unitățile de transformare

2.2. Analiza fiecărui echipament

La acest nivel se va realiza o analiza pentru fiecare activ / echipament pentru a stabili:

- modul de determinare a nivelului de risc;
- impactul defectarii activului /echipamentului in SEN / RET (dupa caz).

2.3. Determinarea nivelului de risc al echipamentului

2.3.1. Scara impactului nivelului de risc

Scara impactului nivelului de risc se stabileste pentru fiecare activ / echipament in parte in functie de:

- procesul in care este implicat;
- localizarea acestuia in RET.

Incidente similare pot avea un impact diferit in functie de localizarea si rolul aceluia activ / echipament in RET / SEN. Rezultatul va fi exprimat intr-o scara de la 1 la 5, unde 1 este nivelul de risc cel mai scazut posibil, iar 5 este nivelul de risc cel mai ridicat posibil.

In **Tabel 2** este prezentat un mod de exprimare al acestui impact.

RIL 5: Impact/ Nivel cel mai critic	
RIL 4: Impact/ Nivel Critic	
RIL 3: Impact/ Nivel Ridicat	
RIL 2: Impact/ Nivel Mediu	
RIL 1: Impact/ Nivel scazut	

Tabel 2 - Scara impactului nivelului de risc

Nota: RIL – risk impact level (nivelul de risc)

2.3.2. Categoriile ale impactului de risc

Categoriile nivelului de risc sunt prezentate in tabelul 3 „Importanta activului in Sistemul Energetic National”.

Nr. crt.	Lista active RET	Denumirea in engleza active RET	Observatii	Nivel de risc asociat (RIL)
1	SCADA – sistemul de supraveghere, control si achizitie de date	SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition System	Activ existent.	5
2	Echipamente de inalta tensiune in current continuu	HVDC – High Voltage DC	Activ viitor.	5
3	Unitati de transformare (autotransformator, transformator) si bobine de compensare)	Power Transformer & Reactors	Activ existent.	5
4	Statie GIS	Gas Insulated Substation	Activ existent.	5

**Concept „Matricea de determinare a riscurilor” pentru
Unitățile de transformare**

5	Sisteme flexibile de transport in current alternativ	FACTS – Flexible AC Transmission System	Activ viitor.	5
6	Linii electrice de inalta tensiune (LEA/LEC)	HVL – Highvoltage Lines	Activ existent.	5
7	Sistemul de metering	AMI – Advanced Metering Infrastructure System	Activ existent.	4
8	Celula GIS	Gas Insulated Substation Bay	Activ existent.	4
9	Descarcator	Surge Arrester	Activ existent.	4
10	Intreruptor	Circuit Breaker	Activ existent.	4
11	Separator	Disconnecter	Activ existent.	4
12	Transformatoare de masura (de current, de tensiune, mixte)	Instrument Transformers	Activ existent.	4
13	Releu de protectie	Relay	Activ existent.	4
14	Servicii Interne (baterii de acumulatori, grupuri electrogene, dulapuri SI, redresoare,, invertoare)	Auxiliary Services	Activ existent.	4
15	Interfata de comunicatii	Communication Front-End	Activ existent.	3
16	Capacitor/condensator/baterii de condensatoare	Capacitor	Activ existent.	3
17	Unitate centrala control statie (UCCS)	RTU – Remote Terminal Unit	Activ existent.	3
18	Sistem de monitorizare a conditiei tehnice a echipamentelor	Conditioning monitoring System	Activ viitor.	2
19	Sincrofazori	PMU – Phasor Measurement Unit	Activ existent.	2
20	Sistem de prognoza si supraveghere meteorologica	Weather Forecast & Observation System	Activ viitor.	1

Tabel 3 :Tabelul de masurare a nivelului de risc (RIL) pentru un activ / echipament

2.4. Determinarea impactului localizarii echipamentului (importanta statiei in SEN)

**Concept „Matricea de determinare a riscurilor” pentru
Unitățile de transformare**

Nivelul de risc asociat localizării stației s-a stabilit în funcție de importanța acesteia în SEN / RET, conform „Planului de Dezvoltare RET 2016-2020” pagina 138 și este prezentat în Tabelul 4.

Nr. crt	Denumirea stației	Nivelul de tensiune (kV)	Unitatea Teritorială de Transport	Importanța în SEN (conform Plan de Dezvoltare RET 2016 - 2020 pag. 138)	Nivel de risc asociat importanței stației în SEN
1	Tantareni	400	Craiova	92,10	5
2	Portile de Fier	400/220/110	Craiova	92,00	5
3	Urechești	400/220/110	Craiova	80,80	5
4	Slatina 400	400/220	Pitești	79,00	4
5	Arad	400/220/110	Timisoara	73,40	4
6	Cernavoda	400	Constanța	73,10	4
7	Domnești	400/110	București	71,50	4
8	București Sud	400/220/110	București	71,40	4
9	Sibiu Sud	400/220/110	Sibiu	66,10	4
10	Brasov	400/110	Sibiu	65,30	4
11	Smardan	400/110	Constanța	65,00	4
12	Rosiori	400/220	Cluj	64,60	4
13	Mintia	400/220/110	Timisoara	63,70	4
14	Isaccea	750/400	Constanța	61,10	4
15	Iernut	400/220/110	Sibiu	60,80	4
16	Rahman	400/110	Constanța		4
17	Stupina	400/110	Constanța		4
18	Bradul	400/220/110	Pitești	59,90	3
19	Gura Ialomitei	400/110	București	59,70	3
20	Brazi Vest	400/220/110	București	59,50	3
21	Lacu Sarat	400/220/110	Constanța	59,00	3
22	Resita	220/110	Timisoara	59,00	3
23	Constanța Nord	400/110	Constanța	58,00	3
24	Alba Iulia	220/110	Sibiu	58,00	3
25	Craiova Nord	220/110	Craiova	57,30	3
26	Gutinas	400/220/110	Bacau	55,50	3
27	Tariverde	400/110	Constanța	55,00	3
28	Isalnita	220/110	Craiova	54,40	3
29	Pelicanu	400/110	București	53,20	3
30	Ungheni	220/110	Sibiu	53,20	3
31	Gradiste	220/110	Pitești	53,10	3
32	Cluj Floresti	220/110	Cluj	51,60	3
33	Tulcea Vest	400/110	Constanța	51,40	3
34	Timisoara	220/110	Timisoara	50,30	3
35	Gadalin	400	Cluj	49,20	2
36	Hasdat	220/110	Timisoara	47,80	2

**Concept „Matricea de determinare a riscurilor” pentru
Unitățile de transformare**

37	Otelarie	220/110	Timisoara	47,80	2
38	Darste	400/110	Sibiu	46,90	2
39	Baia Mare 3	220/110	Cluj	46,40	2
40	Roman Nord	400/110	Bacau	44,40	2
41	Cetate	220/110	Craiova	44,20	2
42	Fundeni	220/110	Bucuresti	44,00	2
43	Medgidia Sud	400/110	Constanta	42,80	2
44	Turnu Magurele	220/110	Bucuresti	42,50	2
45	Arefu	220/110	Pitesti	42,10	2
46	Targoviste	220/110	Bucuresti	42,00	2
47	Stupareii	220/110	Pitesti	41,90	2
48	Raureni	220/110	Pitesti	41,80	2
49	Draganesti Olt	400/110	Pitesti	40,90	2
50	Sardanesti	220/110	Craiova	40,80	2
51	Ghizdaru	220/110	Bucuresti	40,70	2
52	Teleajen	220/110	Bucuresti	40,60	2
53	Sacalaz	220/110	Timisoara	40,60	2
54	Paroseni	220/110	Timisoara	40,50	2
55	FAI	220/110	Bacau	40,40	2
56	Baru Mare	220/110	Timisoara	40,30	2
57	Munteni	220/110	Bacau	40,20	2
58	Focsani Vest	220/110	Bacau	40,20	2
59	Bacau Sud	400/110	Bacau	40,00	2
60	Fantanele	220/110	Sibiu	40,00	2
61	Barbosi	220/110	Constanta	39,80	1
62	Nadab	400	Timisoara	39,80	1
63	Pestis	220/110	Timisoara	39,30	1
64	Gheorghieni	220/110	Sibiu	38,40	1
65	Cluj Est	400/110	Cluj	38,30	1
66	Suceava	400/220/110	Bacau	36,80	1
67	Oradea Sud	400/110	Cluj	35,90	1
68	Filesti	220/110	Constanta	33,29	1
69	Targu Jiu Nord	220/110	Craiova	33,10	1
70	Dumbrava	220/110	Bacau	32,10	1
71	Vetis	220/110	Cluj	31,90	1
72	Calafat	220/110	Craiova	31,80	1
73	Iaz	220/110	Timisoara	29,70	1
74	Stalpu	220/110	Bucuresti	28,30	1
75	Calea Aradului	220	Timisoara	28,10	1
76	Tihau	220/110	Cluj	27,50	1
77	Campia Turzii	220; 110	Cluj	26,80	1
78	Pitesti Sud	220/110	Pitesti	26,60	1
79	Salaj	220/110	Cluj	25,70	1

**Concept „Matricea de determinare a riscurilor” pentru
Unitățile de transformare**

80	Turnu Severin Est	220/110	Craiova	24,90	1
81	Mostistea	220/110	Bucuresti	21,60	1

Tabel 4. Nivel de risc al importanței stației în SEN/RET

Determinarea nivelului de risc total (indice de risc –Asset Risk Index- ARI)

Pentru fiecare activ /echipament se va stabili un **nivel de risc total** coreland:

- nivelul de risc asociat echipamentului (conform Tab.3);
- nivelul de risc al importanței stației în SEN / RET în care se regăsește activul / echipamentul (conform Tab.4).

	1	2	3	4	5	
	Importanța stației în SEN					
Nivel de risc	5	5	10	15	20	25
	4	4	8	12	16	20
	3	3	6	9	12	15
	2	2	4	6	8	10
	1	1	2	3	4	5

Tabel 5 – Nivel de risc total activ / echipament (indice de risc Asset Risk Index - ARI)

2.5. Stabilirea standardelor/stabilirea acțiunilor ulterioare (mentenanța majoră / minoră / înlocuire / investiție)

În funcție de nivelul de risc în care s-a încadrat activul / echipamentul se poate stabili următoarea strategie ce trebuie urmată, respectiv, dacă este oportuna o:

- decizie legată de mentenanță;
- decizie legată de înlocuirea activului;
- decizie legată de modernizarea activului.

2.6. Stabilirea unui set minim de măsuri pentru scăderea riscului

Se va analiza fiecare activ / echipament în parte pentru determinarea acțiunilor necesare a fi întreprinse în ceea ce privește celelalte echipamente de același fel (exemplu: același tip de întreruptor) astfel încât să se scadă riscul pentru acestea.

2.7. Identificarea și analiza unor cazuri noi (echipamente noi)

În funcție de dezvoltarea tehnologiilor și a SEN / RET, pot apărea active / echipamente și tehnologii noi, care nu au fost incluse în procesul de determinare a riscului.

Concept „Matricea de determinare a riscurilor” pentru Unitățile de transformare

Toate activele / echipamentele noi vor fi supuse aceluiași proces de evaluare a riscurilor prezentat în Figura 1.

2.8. Documentele de referință

Documentele de referință care au fost analizate în vederea elaborării conceptului „Matrice de determinare riscuri” sunt:

- General risk assessment methodology (EUROPEAN COMMISSION, 2015-IMP-MSG-15);
- SR EN ISO 31 000 / 2010 – Managementul riscului;
- SR EN Ghid ISO 73 / 2010 – Managementul riscului – Vocabular;
- SR EN Ghid ISO 31 010 / 2011 – Managementul riscului – Tehnici de evaluare a riscului;
- SGIS Risk Impact Assessment Methodology (CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group Smart Grid Information Security Annex B);
- Politica CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Smart Grid 2017-2026 (septembrie 2017).

Cerințe privind securitatea sistemului informatic în rețelele electrice inteligente (Smart Grid Information Security)

1. Noțiuni generale

Sistemul informatic este sistemul care permite culegerea și introducerea automată a datelor de diferite tipuri, stocarea, prelucrarea, extragerea și transmiterea informațiilor (senzori, servere, echipamente de stocare, echipamente de arhivare, echipamente de rețea de comunicații, terminale periferice, etc.).

Securitatea sistemului informatic necesită o abordare globală de gestionare a riscurilor în care amenințările și măsurile sunt luate în considerare din punct de vedere:

- tehnic;
- proces;
- și personal.

Aplicarea securității sistemului informatic în implementarea rețelelor electrice inteligente (Smart Energy Grid) poate oferi o protecție substanțială atunci când este construită conform standardelor internaționale.

Securitatea sistemului informatic necesită un efort continuu de a integra:

- tehnologiile existente și noi;
- arhitecturile;
- politicile și cele mai bune practici sau alte forme de standarde de securitate.

Conform IEC 27002 / 2005, securitatea sistemului informatic reprezintă protejarea informației de o gamă largă de amenințări, pentru a asigura continuitatea, a minimiza riscul, a maximiza randamentul investițiilor și oportunităților în respectiva afacere.

2. Niveluri de securitate

Stabilitatea rețelei electrice europene a fost aleasă ca referință pentru a defini nivelurile de securitate (Tabel 1) și pentru a crea o punte între managementul rețelelor electrice și securitatea informației. Astfel, accentul se pune pe pierderile de putere cauzate de defectiunile sistemelor ICT.

Tabel 1 – Niveluri de securitate

Nivel de securitate	Denumirea nivelului de securitate	Scenariul stabilității rețelei electrice Europene Exemple de niveluri de securitate
5	Foarte Critic	Active ale caror perturbări/intreruperi conduc la o pierdere de putere de peste 10 GW (Pierderi > 10 GW) <i>Incident paneuropean</i>
4	Critic	Active ale caror perturbări/intreruperi conduc la o pierdere de putere de peste 1 GW și până la 10 GW inclusiv (1 GW < Pierderi ≤ 10 GW) <i>Incident european/national</i>
3	Ridicat	Active ale caror perturbări/intreruperi conduc la o pierdere de putere de peste 100 MW și până la 1 GW inclusiv (100 MW < Pierderi ≤ 1 GW) <i>Incident national/regional</i>

Cerințe privind securitatea sistemului informatic în rețelele electrice inteligente (Smart Grid Information Security)

2	Mediu	Active ale caror perturbari/intreruperi conduc la o pierdere de putere de peste 1 MW si pana la 100 MW inclusiv (1 MW < Pierderi ≥ 100 MW) Incident regional/local (intr-un oras)
1	Scazut	Active ale caror perturbari/intreruperi conduc la o pierdere de putere sub 1 MW (Pierderi < 1 MW) Incident local (intr-un oras)/cartier

In acord cu prevederile standardelor Smart Grid, prezentam in figura 2 gradarea nivelurilor de risc mapate pe nivelurile arhitecturii de referinta.



Figura 2 – Maparea nivelurilor de securitate pe arhitectura Smart Grid

3. Standardele de securitate

Standardele de securitate a sistemului informatic sunt impartite in:

- standarde pentru cerinte;
- standarde pentru solutii.

Standardele pentru cerinte rezuma conspectul cerintelor de securitate, in timp ce **standardele pentru solutii** descriu o realizare ce vizeaza interoperabilitatea dintre produsele diferitilor furnizori.

Cerințe privind securitatea sistemului informatic în rețelele electrice inteligente (Smart Grid Information Security)

3.1. Standardele pentru cerințe

Standardele pentru cerințe considerate a fi aplicate:

- ISO/IEC 15408: Information technology — Security techniques — Evaluation Criteria for IT security;
- ISO/IEC 18045 Information technology — Security techniques — Methodology for IT Security Evaluation;
- ISO/IEC 19790: Information technology — Security techniques — Security requirements for cryptographic modules;
- ISO/IEC 27001: Information technology — Security techniques — Information security 224 management systems — Requirements;
- ISO/IEC 27002: Information technology — Security techniques — Code of practice for information security management ISO/IEC TR 27001;
- ISO/IEC TR 27019: Information technology — Security techniques — Information security management guidelines based on ISO/IEC 27002 for process control systems specific to the energy utility industry;
- IEC 62443-2-4: Security for industrial automation and control systems - Network and system security - Part 2-4: Requirements for Industrial Automation Control Systems (IACS) solution suppliers;
- IEC 62443-3-3: Security for industrial automation and control systems, Part 3-3: System security requirements and security levels;
- IEC 62443-2-1: Security for industrial automation and control systems - Network and system security - Part 2-1: Industrial automation and control system security management system;
- IEEE 1686: Substation Intelligent Electronic Devices (IED) Cyber Security Capabilities;
- IEEE C37.240: Cyber Security Requirements for Substation Automation, Protection and Control Systems.

3.2. Standardele pentru soluții

Standardele pentru soluții considerate a fi aplicate:

- ISO / IEC 61850-8-2: Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Mapping to Extensible Messaging Presence Protocol (XMPP);
- IEC 62351- (3+13) Power systems management and associated information exchange – Data and communication security;
- IEC 62743 Industrial communication networks – Wireless communication network and communication profiles - ISA 100.11a;
- IEC 62056-5-3 DLMS/COSEM Security;
- IETF RFC 6960 Online Certificate Status Protocol;
- IETF RFC 7252: CoAP Constrained Application Protocol;
- IETF draft-weis-gdoi-iec62351-9: IEC 62351 Security Protocol support for the Group Domain of Interpretation (GDOI);
- IETF draft-TLS1.3 TLS Version 1.3;
- IETF RFC 7030: Enrollment over Secure Transport.

Cerințe privind securitatea sistemului informatic în rețelele electrice inteligente (Smart Grid Information Security)

4. Maparea standardelor de securitate pe arhitectura Smart Grid

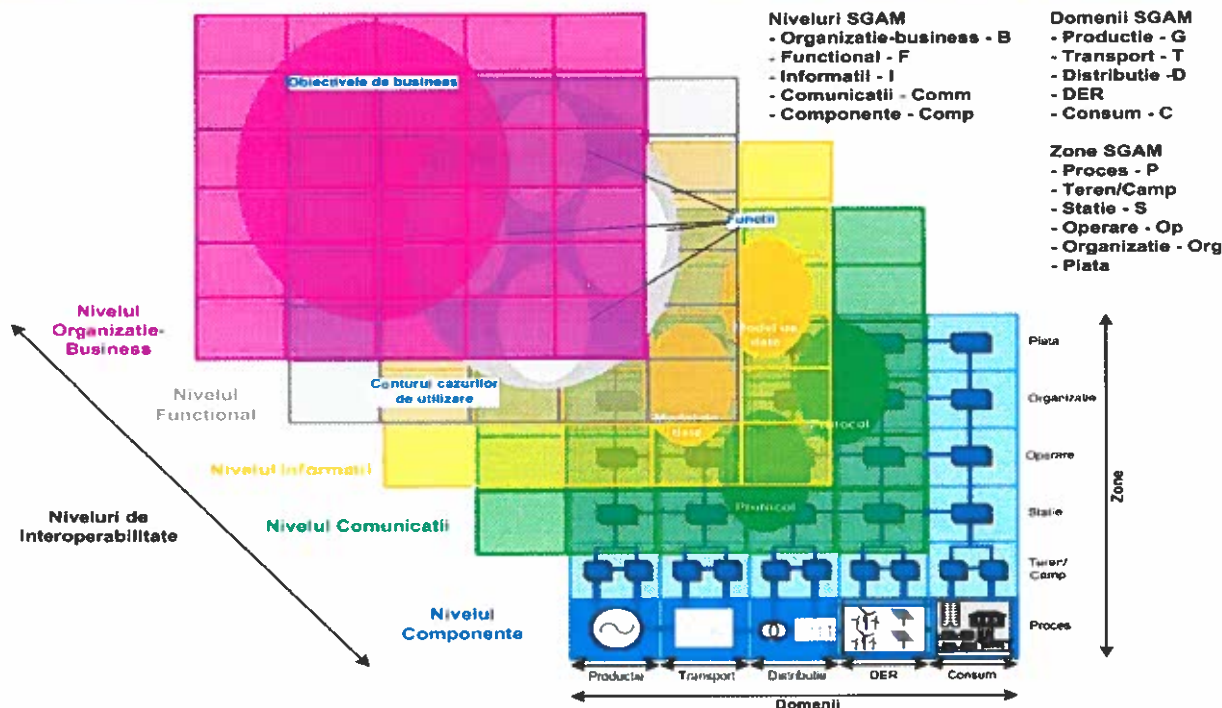


Figura 3 – Modelul de Arhitectura Smart Grid (SGAM) – Niveluri, Domenii si Zone

Figura 3 a fost prezentata numai pentru a introduce abrevierile care au fost utilizate pentru maparea standardelor pe arhitectura Smart Grid, conform tabelor urmatoare. Acestea rezumă investigatia detaliata si arata aplicabilitatea generala a standardelor considerate in arhitectura Smart Grid.

4.1. Maparea standardelor pentru cerinte

Nr. Crt.	Standard	SGAM		
		Niveluri	Domenii	Zone
1	ISO/IEC 15408 – 1	N.A.	N.A.	N.A.
2	ISO/IEC 15408 – 2	F, I, Comm, Comp	T	P, Camp, S, Op
3	ISO/IEC 15408 – 3	F, I, Comm, Comp	T	Camp, S, Op
4	ISO/IEC 18045	N.A.	N.A.	N.A.
5	ISO/IEC 19790	Comp, Comm	T	P, Camp, S
6	ISO/IEC 27001	B, F, I	T	Op, Org, Piata
7	ISO/IEC 27002	B, F, I	T	Org, Piata, Op, S, Camp
8	ISO/IEC 27019	B, F, I	T	Org, Op, S, Camp
9	IEC 62443-2-4 (CD)	F, I, Comm, Comp	T	Org, Op, S, Camp, Piata
10	IEC 62443-3-3 (IS)	F, I, Comm, Comp	T	P, Camp, S, Op, Org
11	IEEE 1686	Comp	T	Camp,P

CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group/M490/H_Smart Grid Information Security – 2014
CEN-CENELEC-ETSI Smart Energy Grid Coordination Group – Cyber Security & Privacy – 2016

Cerințe privind securitatea sistemului informatic în rețelele electrice inteligente (Smart Grid Information Security)

12	IEEE C37.240	Comp, Comm	T	Camp,P
13	IEC 62443-2-1	B, F, I	T	Op, S, Camp

4.2. Maparea standardelor pentru solutii

Nr. Crt.	Standard	SGAM		
		Niveluri	Domenii	Zone
1	IEC 62056-5-3 (IS)	F, I, Comm	T	Org, Op, S, Camp, P
2	IEC 62351- 3 (IS)	I, Comm	T	Org, Op S, Camp
3	IEC 62351- 4 (TS)	I, Comm	T	Org, Op S, Camp
4	IEC 62351- 5 (TS)	I, Comm	T	Org, Op S, Camp
5	IEC 62351- 6 (TS)	I, Comm	T	Org, Op S, Camp
6	IEC 62351- 7 (TS)	I, Comm	T	Org, Op S, Camp
7	IEC 62351- 8 (TS)	F, I, Comm	T	Org, Op S, Camp
8	IEC 62351- 9 (2.CD)	F, I, Comm	T	Org, Op S, Camp
9	IEC 62351- 10 (TR)	B, F, I, Comm, Comp	T	Piata, Org, Op, S, Camp
10	IEC 62351- 11 (CD)	F, I, Comm	T	Org, Op, S, Camp
11	IEC 62351- 12 (DC)	I, Comm	T	Piata, Org, Op, S, Camp
12	IEC 62351- 13 (DC)	I, Comm	T	Piata, Org, Op, S, Camp, P
13	IEC 62734	I, Comm, Comp	T	Org, Op S, Camp
14	IETF I-D draft-ietf-tls-tls13 (Draft)	I, Comm	T	Piata, Org, Op, S, Camp, P
15	IETF I-D draft-weis-gdoi-iec62351-9 (Draft)	I, Comm	T	Piata, Org, Op, S, Camp, P
16	IETF RFC 6960 OCSP	I, Comm	T	Piata, Org, Op, S, Camp
17	IETF RFC 7252	I, Comm	T	Piata, Org, Op, S, Camp, P
18	IETF RFC 7030 EST	I, Comm	T	Piata, Org, Op, S, Camp

4.3. Standarde suplimentare

La nivel international au fost identificate sau recomandate de catre experti standarde de securitate suplimentare sau drafturi de standarde care abordeaza securitatea in acest domeniul si care pot fi direct aplicabile.

Cerințe privind securitatea sistemului informatic în rețelele electrice inteligente (Smart Grid Information Security)

Nr. Crt.	Niveluri SGAM	Standard	Titlu
1	B, F, I	IEC 62443-2-1	Security for industrial automation and control systems - Network and system security - Part 2-1: Industrial automation and control system security management system
2	F, I, Comm	ISA 100.11a	Industrial communication networks – Wireless communication network and communication profiles
3	Comm	ISO 24759	Test requirements for cryptographic modules
4	Comm	ISO 18367	Algorithm and security mechanisms conformance testing
5	Comm	ISO 17825	Testing methods for the mitigation of non-invasive attack classes against crypto modules
6	B, F, I	ISO 27005	Information technology -- Security techniques -- Information security risk management
7	B, F, I	ISO 31000:2009	Risk management
8	B, F, I	ISO 30104	Physical security attacks, mitigation techniques and security requirements
9	B, F, I	NIST SP 800-39	Managing Information Security Risk

4.4. Standarde suplimentare, specifice autentificarii si autorizarii

Nr. Crt.	Niveluri	Standard	Titlu
1	Informatii	IETF RFC 4962	Guidance for Authentication, Authorization and Accounting (AAA) Key Management
2	Informatii	IETF RFC 2865	Remote Authentication Dial In User Service (RADIUS)
3	Informatii, Comunicatii	IEC 61850-90-4	Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-4: Network engineering guidelines (Guidelines for communication within substation)

5. Arhitecturi elaborate in baza standardelor specifice domeniului

In acord cu bunele ghiduri de practica, prezentam cateva tipuri de arhitecturi care reflecta implementarea cerintelor specifice domeniului securitatii sistemului informatic.

In momentul elaborarii documentatiilor de proiectare de detaliu, in sarcina elaboratorului va intra si elaborarea arhitecturilor specifice solutiei de monitorizare aleasa.

Cerințe privind securitatea sistemului informatic în rețelele electrice inteligente (Smart Grid Information Security)

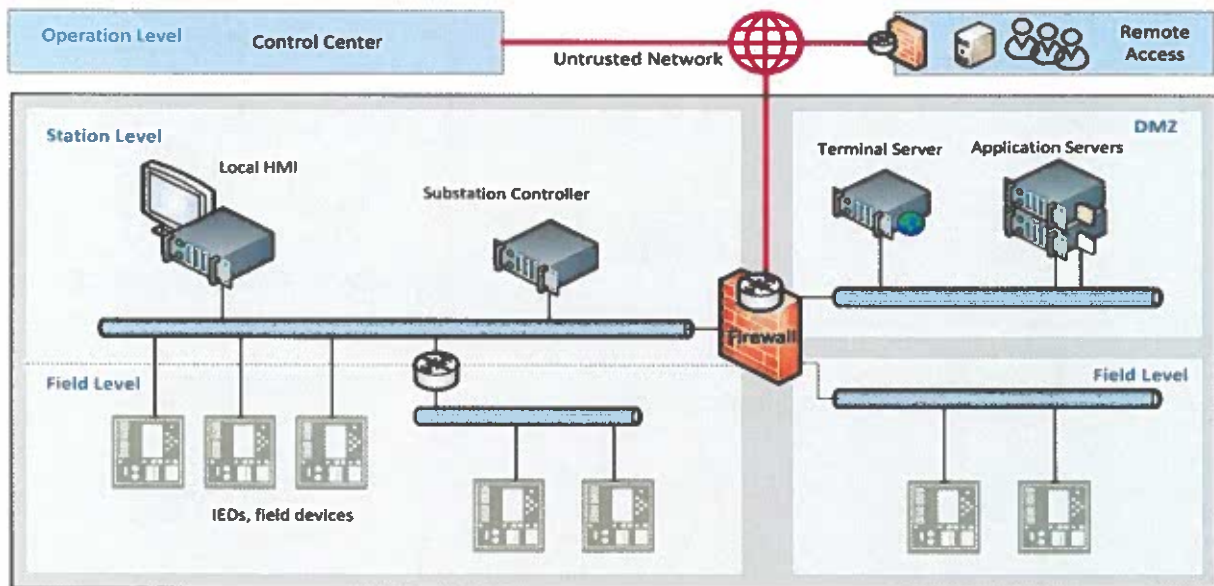


Figura 4 – Componentele generale ale unei statii electrice

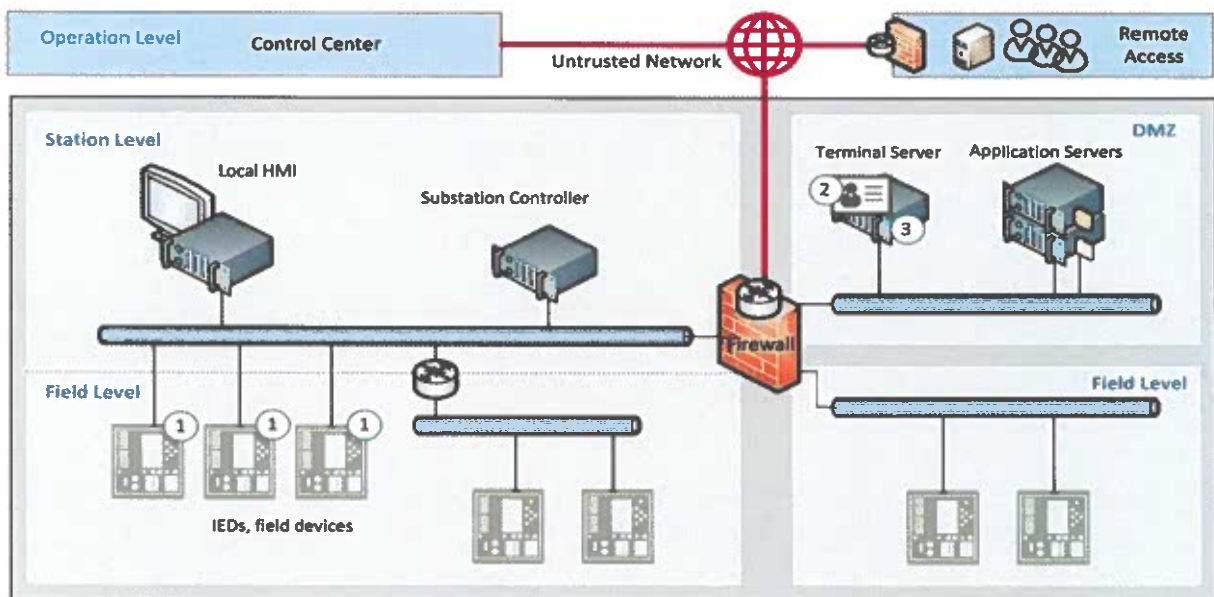


Figura 5 – Exemplu de locatii pentru autentificarea accesului personalului tehnic

Cerințe privind securitatea sistemului informatic în rețelele electrice inteligente (Smart Grid Information Security)

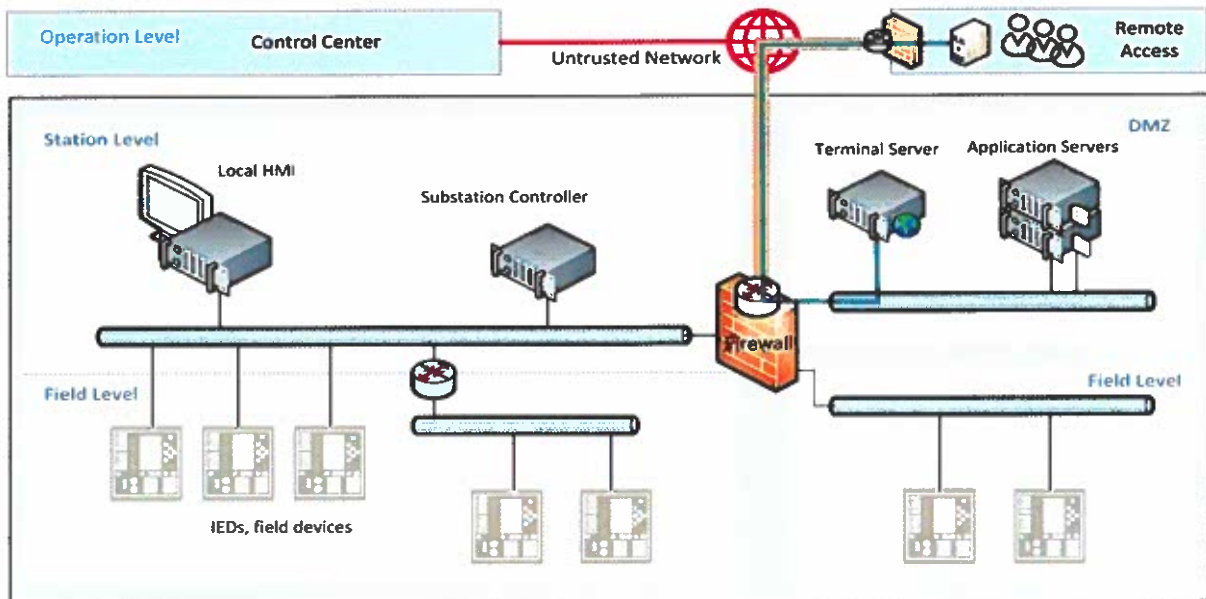


Figura 6 – Imaginea de ansamblu a accesului de la distanta

Cerințe pentru interoperabilitate în rețelele electrice inteligente (Smart Grid Interoperability)

1. Recomandari pentru implementare

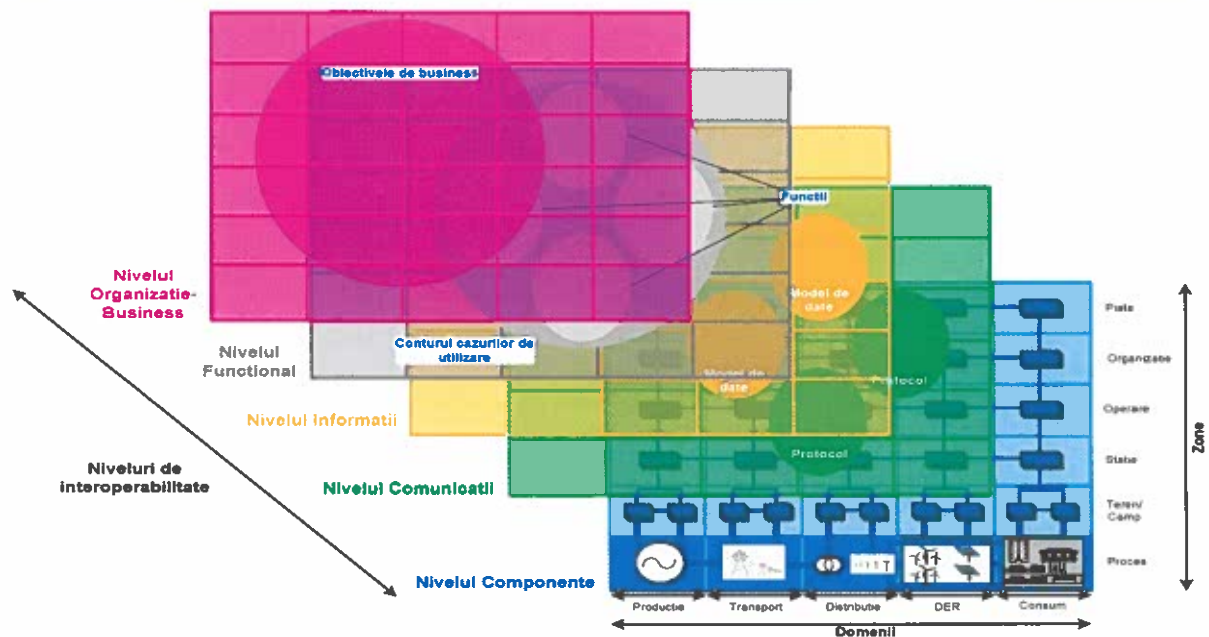


Figura 1 – Modelul arhitecturii Smart Grid (SGAM)

În procesul de operationalizare a cerințelor privind interoperabilitatea se va realiza o analiză funcțională parcurgând următorii pași:

- selectarea arhitecturilor de referință aplicabile, astfel încât cazurile de utilizare să poată fi considerate suficiente pentru a defini cerințele funcționale;
- definirea nivelurilor pe care se impune interoperabilitatea pentru a îndeplini cerințele funcționale ale unui caz de utilizare (în cazul nostru este vorba de subsistemul de monitorizare al activului):
 - Nivelul organizație-business;
 - Nivelul funcțional;
 - Nivelul informații;
 - Nivelul comunicații;
 - Nivelul componente.

2. Recomandari pentru testare

Pentru a verifica nivelul dorit de interoperabilitate este necesar să se efectueze următoarele teste, după caz:

- test de tip;
- test de rutină;
- test de integrare:
 - testare de conformitate;
 - testare de interoperabilitate;
- test de sistem / subsistem de monitorizare activă;
- FAT;
- SAT.

Cerințe pentru interoperabilitate în rețelele electrice inteligente (Smart Grid Interoperability)

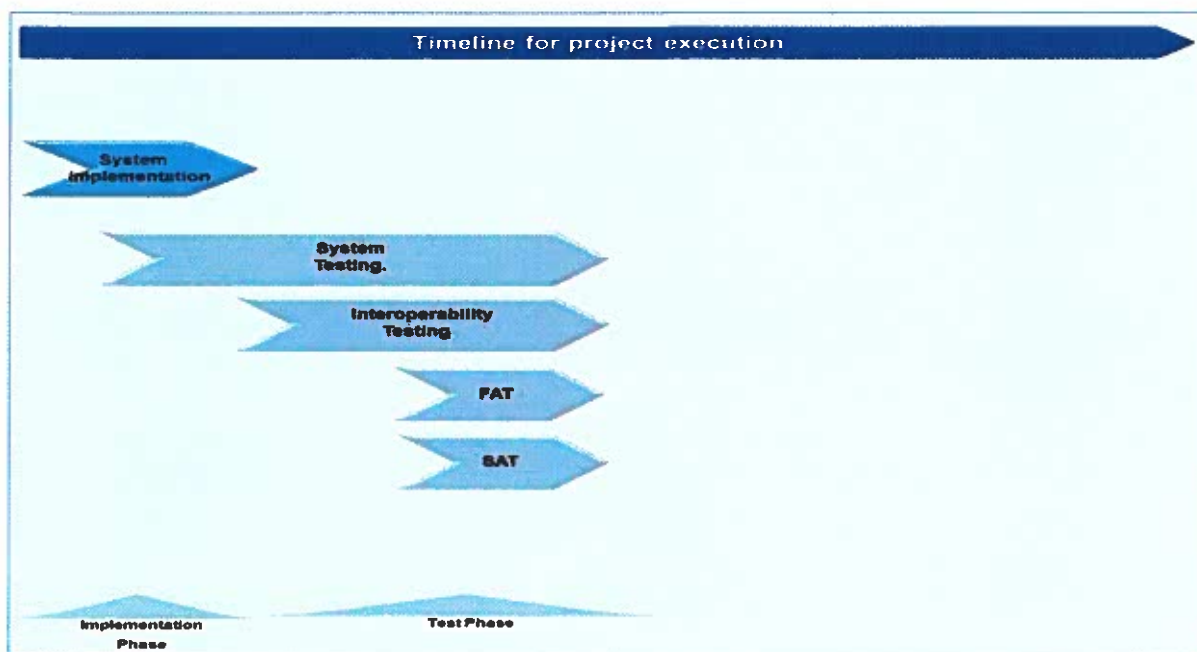


Figura 2 – Calendarul/graficul de executie a proiectului

3. Testarea

În portofoliul de acțiuni specific domeniului interoperabilității sunt clasificate diferite tipuri de teste. În general, un test se poate regăsi în mai multe categorii.

Tipurile de teste de interoperabilitate care se pot aplica:

- testare electrică;
- testare mecanică;
- testare de sistem;
- testare de acceptare/recepție.
- testare de tip și de rutină.

Compatibilitatea electromagnetică poate fi considerată parte din testarea electrică deoarece aceasta implică modul în care reacționează un produs la un impact asupra designului său electric și electronic.

Cerințe pentru interoperabilitate în rețelele electrice inteligente (Smart Grid Interoperability)

4. Grade de interoperabilitate

Grade de interoperabilitate	Niveluri de interoperabilitate SGAM
Gradul 5: Plug & Play	Sunt atinse toate nivelurile SGAM (Componente, Comunicatii, Informatii, Functional, Organizatie-business)
Gradul 4: Certificat (si cu eforturi planificate de integrare a prevederilor reglementarilor)	Sunt atinse toate nivelurile SGAM (Componente, Comunicatii, Informatii, Functional, Organizatie-business) dar fara a avea implementate prevederile reglementarilor
Gradul 3: interoperabilitate in curs de dezvoltare	Sunt atinse primele 4 niveluri SGAM (Componente, Comunicatii, Informatii si Functional)
Gradul 2: interoperabilitate initiala	Sunt atinse primele 2 niveluri SGAM (Componente si Comunicatii)
Gradul 1: neinteroperabil	Nu exista legatura intre niveluri

5. Standarde de interoperabilitate existente

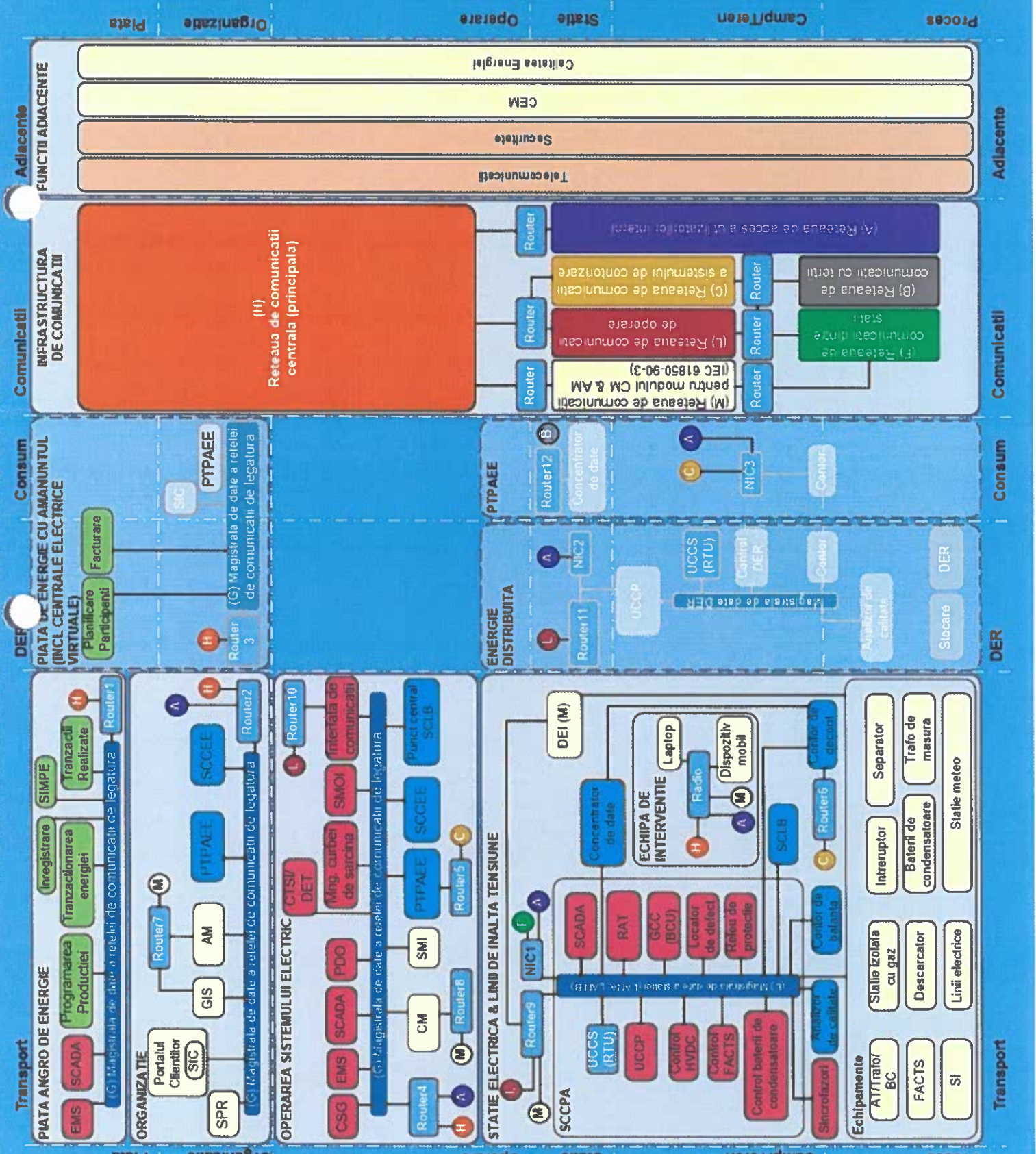
Urmatoarele standarde existente au fost identificate ca relevante in contextul asigurarii interoperabilitatii.

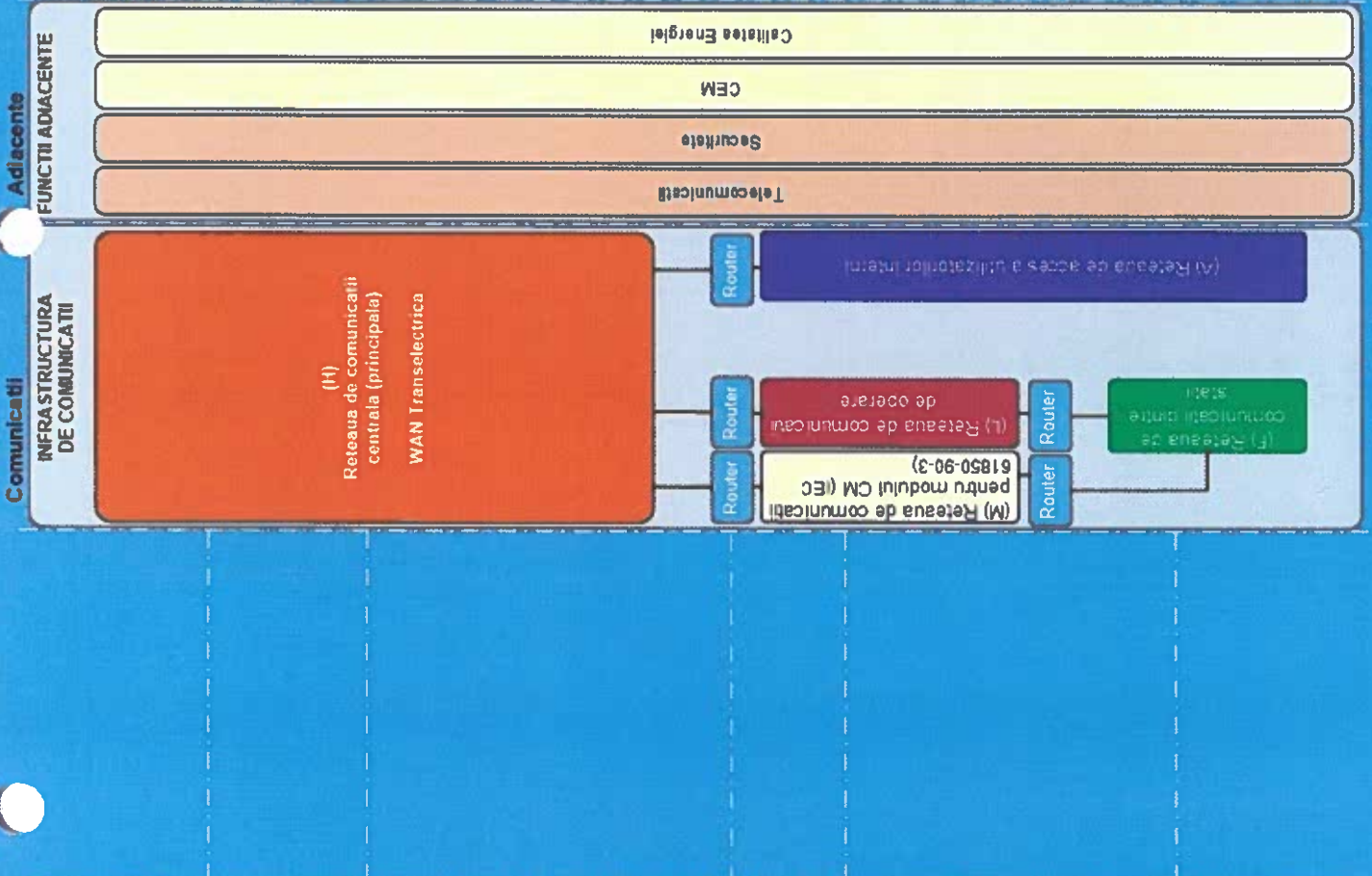
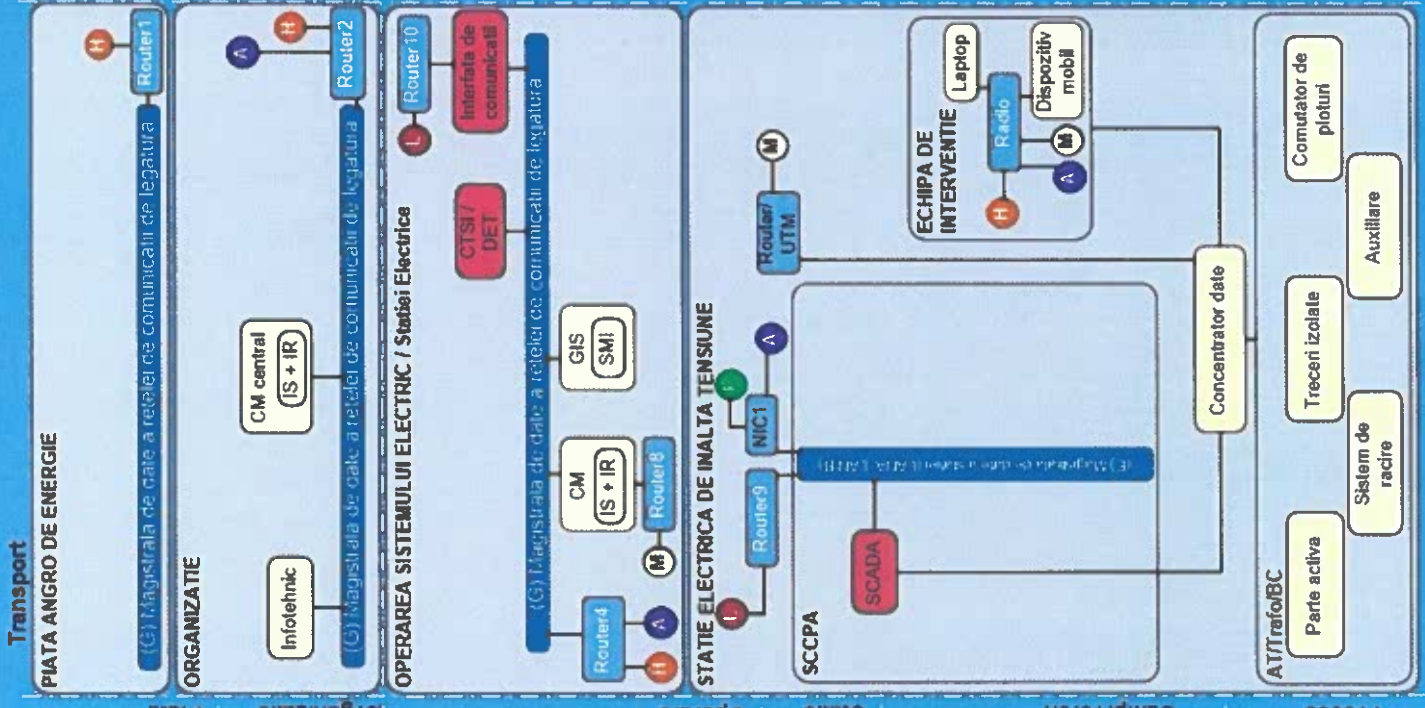
Nr. Crt.	Standard	Titlu
1	EN 55022	Information technology equipment - Radio disturbance characteristics - Limits and methods of measurement
2	EN 55024	Information technology equipment - Immunity characteristics - Limits and methods of measurement
3	EN 61850-10	Communication networks and systems in substations - Part 10: Conformance testing
4	EN 61850-4	Communication networks and systems for power utility automation - Part 4: System and project management
5	EN 61850-5	Communication networks and systems for power utility automation - Part 5: Communication requirements for functions and device models
6	EN 61850-6	Communication networks and systems for power utility automation - Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs
7	EN 61850-7-1	Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-1: Basic communication structure - Principles and models
8	IEC 61970 (all parts)	Energy management system application program interface (EMS-API)

Cerințe pentru interoperabilitate în rețelele electrice inteligente (Smart Grid Interoperability)

9	IEC 62361 (all parts)	Power systems management and associated information exchange - Interoperability in the long term
10	ETSI TS 102 237-1	Telecommunications and Internet Protocol - Harmonization Over Networks (TIPHON) Release 4; Interoperability test methods and approaches; Part 1: Generic approach to interoperability testing
11	ETSI EG 202 798	Intelligent Transport Systems (ITS); Testing; Framework for conformance and interoperability testing
12	ETSI TS 101 456	Electronic Signatures and Infrastructures (ESI) - Policy requirements for certification authorities issuing qualified certificates
13	ETSI TS 102 042	Electronic Signatures and Infrastructures (ESI) - Policy requirements for certification authorities issuing public key certificates
14	IEC 62351-4	Power systems management and associated information exchange - Data and communication security - Part 4: Profiles including MMS
15	ISO/IEC 15408	Information technology - Security techniques - Evaluation criteria for IT security

Funcție	Descriere
EMS	sistemul de management al energiei
SCADA	sistemul de supraveghere, control și achiziție de date
SIMPE	sistemul informatic de management al pietei de echilibrare
SPR	sistemul de planificare a resurselor
SIC	sistemul informatic pentru clienți
GIS	Sistemul de informații geografice
AM	managementul activelor
PTPAEE	platforma de telecomunicații pe platforma de energie electrică
SCCEE	sistemul de control al calității energiei electrice
CSG	controlul secundar al generatorilor (productiei)
PDO	platforma de date de operare
CTS/DET	centrul de telecomanda și supraveghere instalatii/dispecerul energetic teritorial
SMOI	sistemul de monitorizare a oscilațiilor interzonale
CM	monitorizarea stării echipamentelor
SMI	sistemul de management al intrerperilor
SCLB	Sistem de Contorizare Local de Balanta
NIC	controler pentru interfața cu rețeaua de telecomunicații
SCCPA	sistemul de comanda control protecții și automatizari
UCCS (RTU)	unitate centrala control statie (remote terminal unit)
UCCP	unitate centrala control proces
HVDC	echipament de inalta tensiune si curent continuu
FACTS	sisteme flexibile de transport in curent alternativ
RAT	regulator automat de tensiune
GCC (BCU)	grupa comanda control (bay control unit)
BC	bobina de compensare
SI	Servicii Interne
DER	resurse de energie distribuita
CEM	Compatibilitate Electromagnetica
DEI	Dispozitiv Electronic Intelligent (Mentenananta)
(H)	Rețeaua de comunicații centrala (principala) (R1, R2, R3, R4, Radio)
(A)	Rețeaua de acces a utilizatorilor interni (R2, R4, NIC1, NIC2, NIC3, Radio)
(L)	Rețeaua de comunicații de operare (R9, R10, R11)
(C)	Rețeaua de comunicații a sistemului de contorizare (R5, R6, NIC3)
(F)	Rețeaua de comunicații dintre stații (NIC1)
(B)	Rețeaua de comunicații cu terții (R12)





LEGENDA:

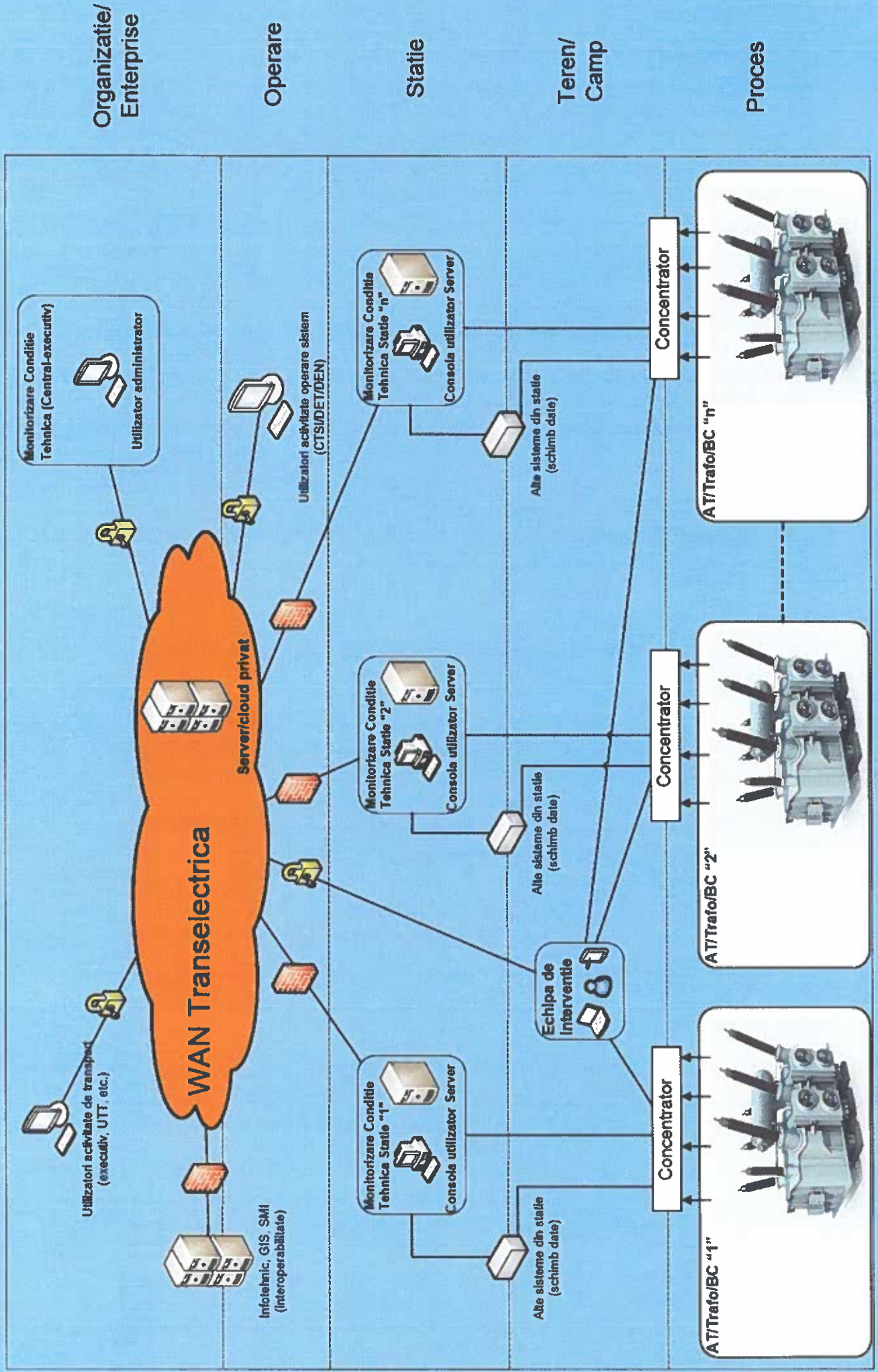
CM – sistemul de monitorizare a conditiilor tehnice
 IS – indice de sanatare
 IR – indice de risc
 Intotehnic – aplicatia existenta (InfoStati/Info LEA)
 CTSI – centrul de telecomanda si supraveghere instalati
 DET – dispesand energetic teritorial
 GIS – sistemul de informatii geografice
 SMI – sistemul de management al intreruperilor
 NIC – controler pentru interfata cu reseaua de telecomunicatii
 SCCPA – sistemul de comanda control protectii si automatizari
 SCADA – sistemul de supraveghere, control si achizitie de date
 UTM – Unified Threat Management – echipament de protectie a retelei de comunicatii
 AT/Trafo/BC – autotransformator/transformatoarbobina de compensare
 Auxiliare – conservator, releu Buchholz
 CEM – Compatibilitate Electromagnetica

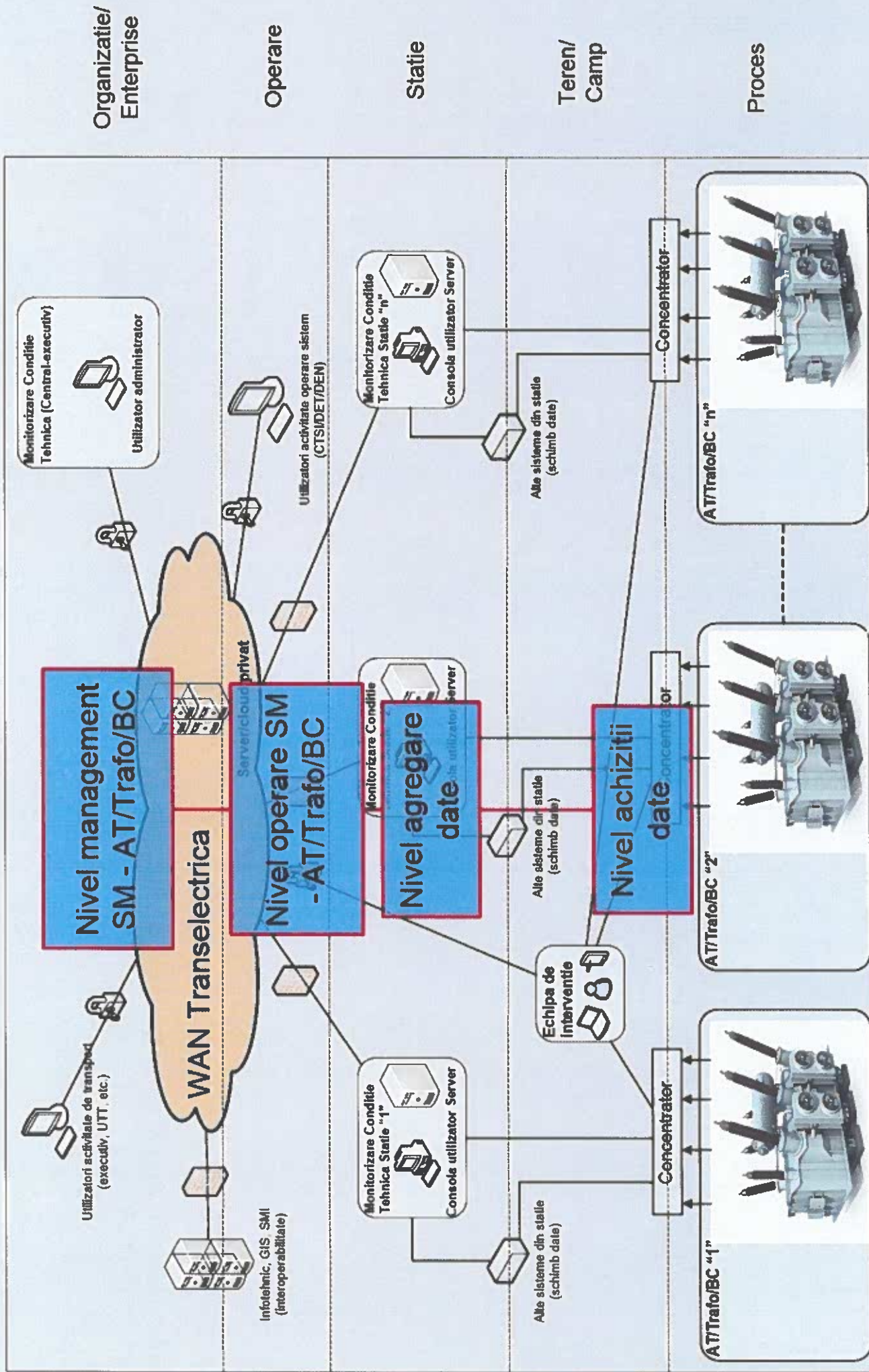
(H) – Reteaua de comunicatii centrala (principala) (R1, R2, R4, Radio)
 (A) – Reteaua de acces a utilizatorilor interni (R2, R4, NIC1, Radio)
 (M) – Reteaua de comunicatii pentru modulul CM
 (L) – Reteaua de comunicatii de operare (R9, R10)
 (F) – Reteaua de comunicatii dintre stati (NIC1)

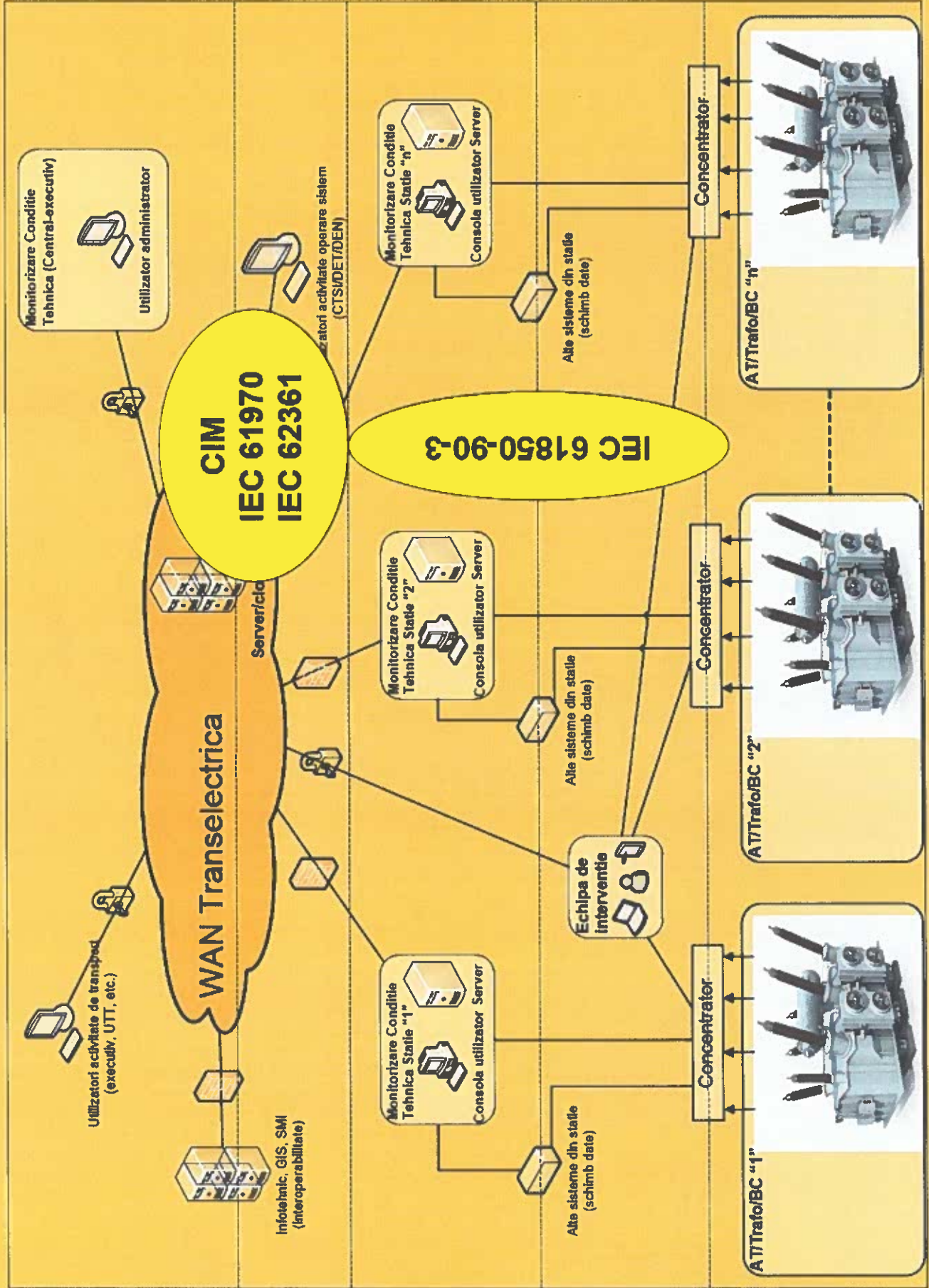
Operatorul de Transport
 Operatorul de Sistem (DEN)
 Operatorul Infrastructurii IT&C (DTIC)

Proces
Compt/Teren
Statie
Operare
Organizate
Plata

Arhitectura sistemului de monitorizare a unitatilor de transformare si bobinelor de compensare (la nivel componente)







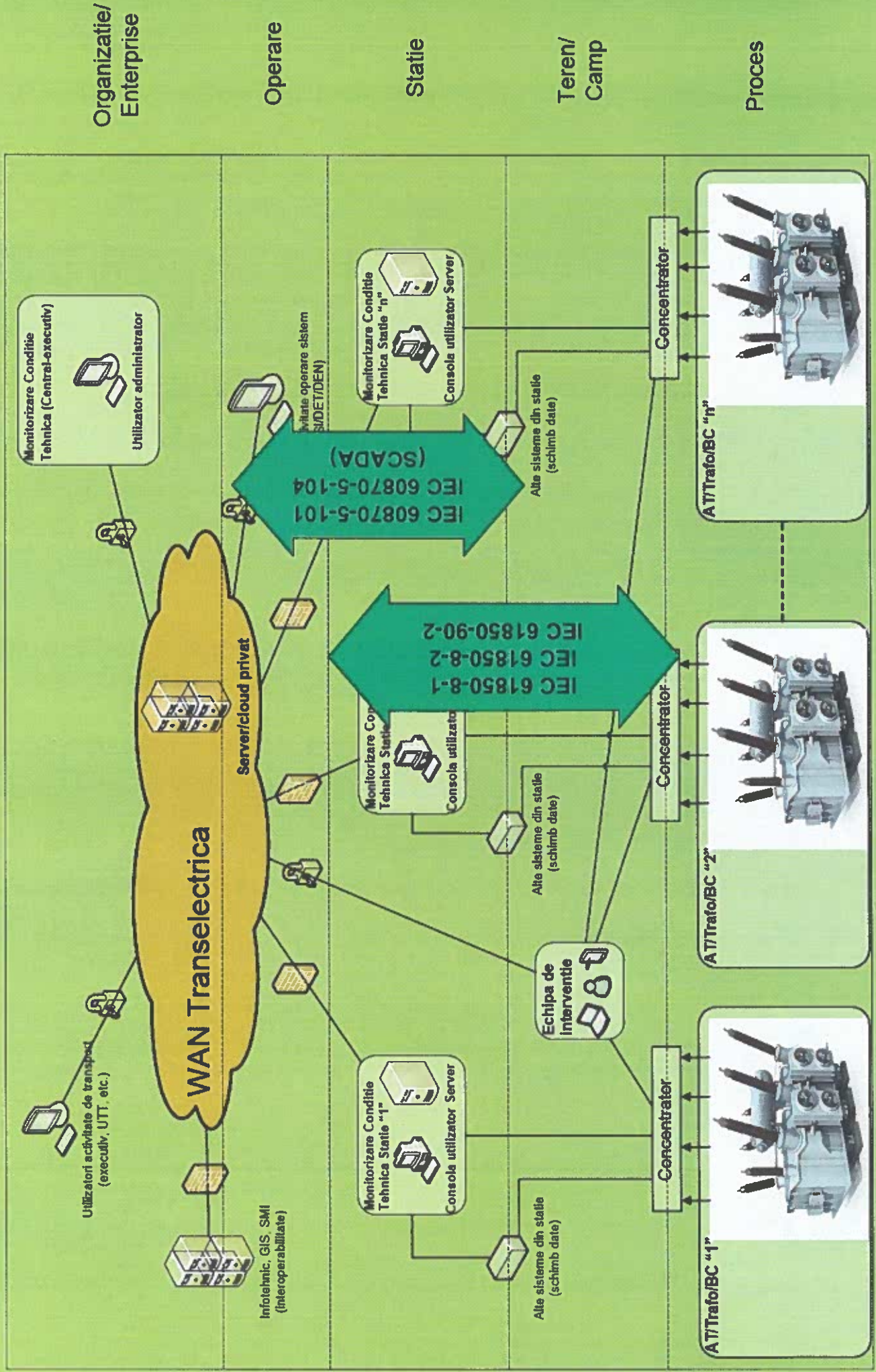
Organizatie/
Enterprise

Operare

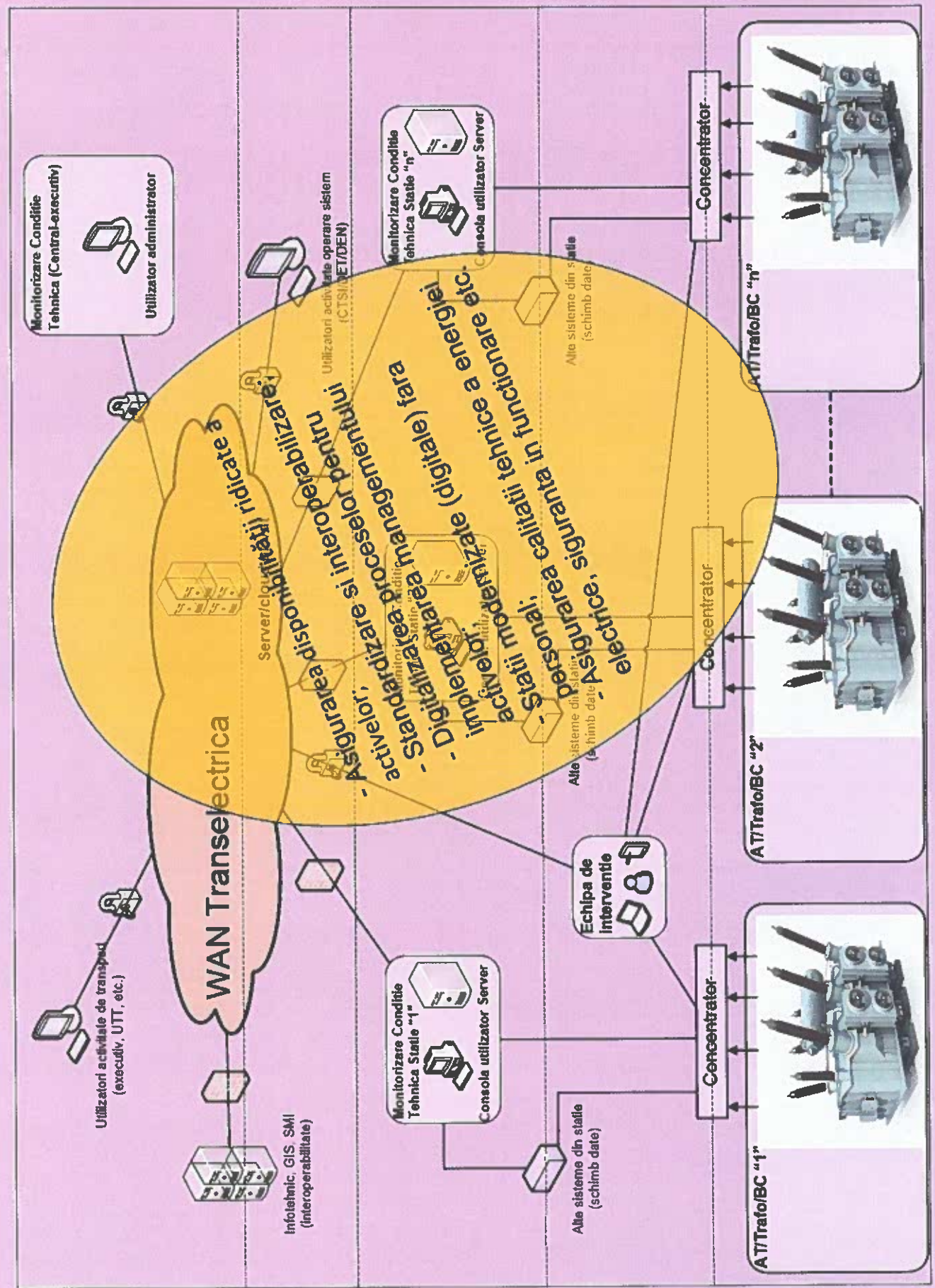
Statie

Teren/
Camp

Proces



Arhitectura sistemului de monitorizare unitatilor de transformare si bobine de compensare -- nivelul organizatie-business



Organizatie/
Enterprise

Operare

Statie

Teren/
Camp

Proces

Monitorizare Conditie Tehnica (Central-executiv)
Utilizator administrator

Utilizatori activitate operare sistem (CTSI/MET/DEN)

Monitorizare Conditie Tehnica Statie "n"
Consola utilizator Server

Alte sisteme din statia (schimb date)

Concentrator

ATTrafo/BC "n"

Concentrator

ATTrafo/BC "2"

Concentrator

ATTrafo/BC "1"

WAN Transelectrica

Utilizatori activitate de transport (executiv, UTT, etc.)

Infohainic GIS SMI (interoperabilitate)

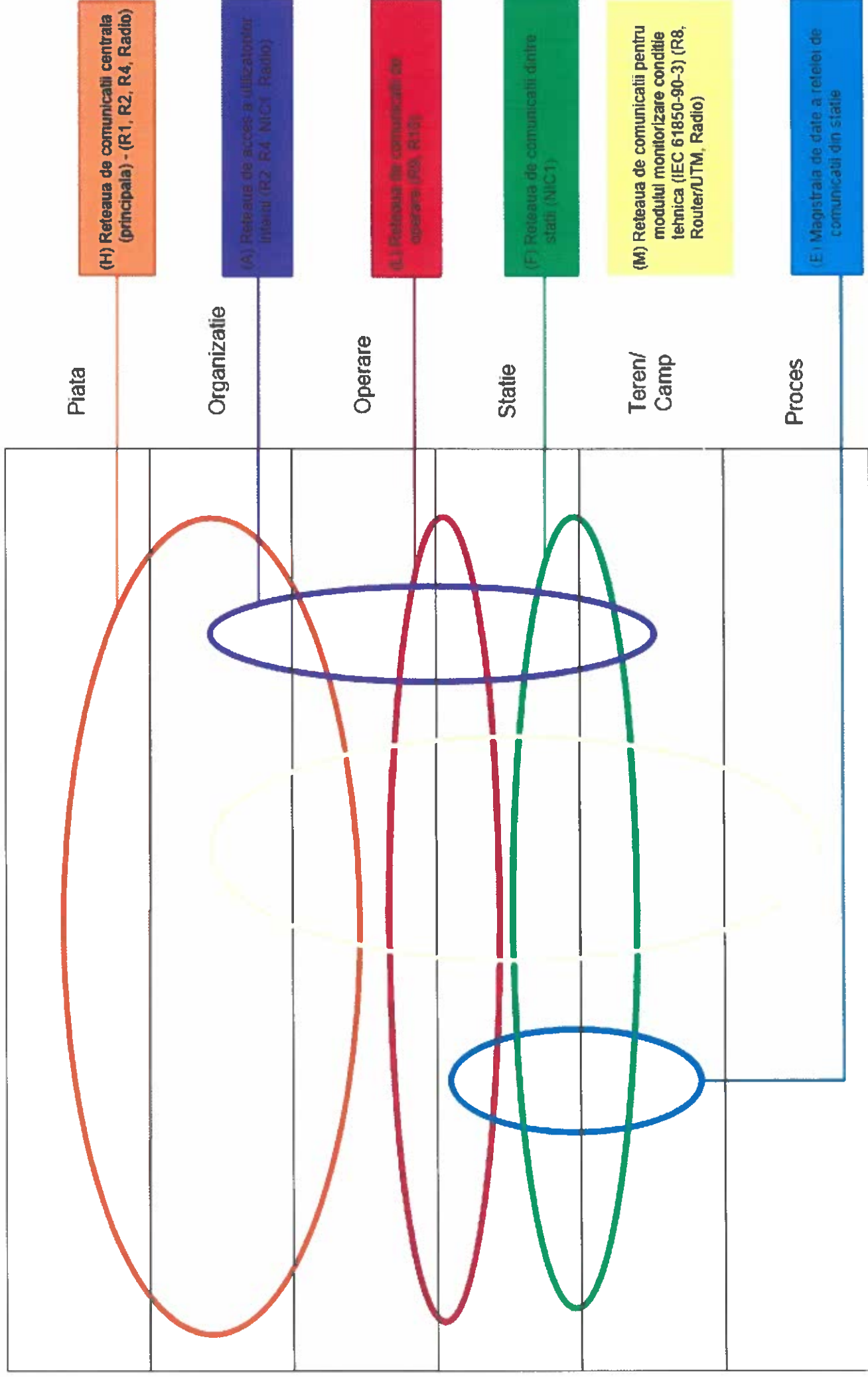
Monitorizare Conditie Tehnica Statie "1"
Consola utilizator Server

Echipe de interventie

Alte sisteme din statia (schimb date)

Server/ci disponibile! ridicate a
- Asigurarea disponibilitatii ridicata a activelor
- Standardizare si interoperabilitate
- Digitalizarea proceselor fara implementarea managementului
- Statii modernizate (digitale) fara activitati
- Statii modernizate calitati tehnice a energiei electrice, siguranta in functionare etc.
- Asigurarea calitatii tehnice a energiei electrice, siguranta in functionare etc.
- Statii modernizate (schimb date)

Maparea rețelelor de comunicații utilizate de sistemul de monitorizare a unitatilor de transformare și bobinelor de compensare



Modelul Arhitecturii Smart Grid (SGAM)

ANEXA 16

