

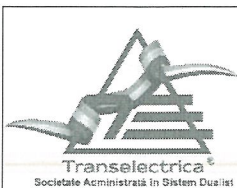
	GHID DE PROIECTARE PENTRU SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A LINIILOR ELECTRICE IN CABLU	Pagina 1 din 28
		Revizia: 0

**GHID DE PROIECTARE
PENTRU SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE
A LINIILOR ELECTRICE IN CABLU**

*Aprobat prin
Aviz CTES nr. 69 / 2018*

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.



**GHID DE PROIECTARE PENTRU
SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A
LINIILOR ELECTRICE IN CABLU**

Pagina 2 din 28

Revizia: 0

Dirrecția responsabilă de elaborarea documentatiei
Dirrecția Tehnică și Dezvoltare Rețea

Aprobat:



Adrian Constantin

RUSU

Director General Executiv

Președintele Directoratului

Dan Valeriu
ARDELEAN
Membru Directorat

ARDELEAN

Andreea Georgiana
FLOREA
Membru Directorat

FLOREA

Florin Cristian
TĂTARU
Membru Directorat

TĂTARU

Georgeta-Corina
POPESCU
Membru Directorat

POPESCU

Avizat,

Director DTDR

Ioan-Dorin **HĂȚEGAN**

Manager DTDR

Petru - Cătălin **LISMAN**

Responsabili documentatie: Emilia **STOICESCU** – Sef SATCIP / DATCIPCI/ DTDR



LISTA DE CONTROL A REVIZIILOR

Documentul revizuit:

GHID DE PROIECTARE PENTRU SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A LINIILOR ELECTRICE IN CABLU

Nr. Rev.	Conținutul reviziei	Autorul reviziei	
		Nume și prenume	Data
0.	Prima elaborare conform cerințelor cuprinse în „ Politica CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Smart Grid ” (2018 - 2027) 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 MARCOLȚ - Membru în grupul de lucru Alexandru LUCA - Membru în grupul de lucru	Mai 2018

CUPRINS

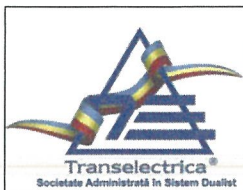
1. SCOP	6
1.1. SCOP	
1.2. OBIECTIVE GENERALE ȘI SPECIFICE	
1.3. INDICATORI DE PERFORMANȚĂ	
2. DEFINIȚII ȘI ABREVIERI.....	8
3. STANDARDE DE REFERINȚĂ.....	9
4. CONDIȚII DE FUNCȚIONARE.....	15
4.1. MOD DE FUNCȚIONARE	
4.2. CONDIȚII DE MEDIU	
4.3. CONDIȚII PRIVIND DETERMINAREA CONDIȚIEI TEHNICE	
4.3.1. INDICE DE SĂNĂTATE	
4.3.2. INDICE DE RISC	
4.4. CONDIȚII PRIVIND SECURITATEA SISTEMULUI INFORMATIC	
4.5. CONDIȚII PRIVIND RESPECTAREA CERINȚELOR STANDARDULUI IEC 61850-90-3	
4.6. CONDIȚII PRIVIND RESPECTAREA STANDARDELOR ISO 55000	
5. CERINȚE TEHNICE	19
5.1. CERINȚE TEHNICE GENERALE	
5.2. CERINȚE TEHNICE SPECIFICE PRIVIND FUNCȚIILE SUBSISTEMULUI	
5.3. CERINȚE PRIVIND INTEROPERABILITATEA CU SUBSISTEMELE SMART GRID	
5.4. CERINȚE PRIVIND ARHITECTURILE SUBSISTEMULUI ÎN CONCEPT SMART GRID	
6. RESPONSABILITĂȚI FURNIZOR.....	24
6.1. RESPONSABILITĂȚI PRIVIND ETAPA DE INGINERIE	
6.2. RESPONSABILITĂȚI PRIVIND ETAPELE DE PROIECTARE	
6.3. RESPONSABILITĂȚI PRIVIND TESTELE DE FABRICĂ (FAT)	
6.4. RESPONSABILITĂȚI PRIVIND TESTELE ÎN AMPLASAMENT (SAT)	
6.5. RESPONSABILITĂȚI PRIVIND TESTELE LA PUNEREA ÎN FUNCȚIUNE (PIF)	
6.6. RESPONSABILITĂȚI PRIVIND TESTELE DE INTEROPERABILITATE (SMART GRID)	
6.7. RESPONSABILITĂȚI PRIVIND MENTENANȚA	
6.8. CERINȚE PRIVIND INSTRUIREA ȘI CERTIFICAREA PERSONALULUI	
6.9. CERINȚE PRIVIND DOCUMENTAȚIA TEHNICĂ	
6.9.1. CARTEA TEHNICĂ	
6.9.2. MANUALUL DE OPERARE ȘI MENTENANȚĂ	
7. SECURITATE ȘI SĂNĂTATE ÎN MUNCĂ.....	28

ANEXE:

- Anexa 1 – Lista active TEL modul „Monitorizare condiție tehnică”;
 - Anexa 1.1 – Lista activelor (sisteme/echipamente/aplicații) care fac parte din arhitectura de referință Smart Grid (inclusiv modulul „Monitorizare condiție tehnică”);
 - Anexa 1.2 – Definiții și termeni specifici conceptului Smart Grid;



- Anexa 1.3 – Lista sistemelor principale care fac parte din standardul “Smart Grid” și numărul de corespondență din arhitecturile „Smart Grid”;
- Anexa 2 – Concept TEL Indice de sănătate LEC;
- Anexa 3 – Concept TEL Matrice de risc LEC;
- Anexa 4 – Cerințe privind securitatea sistemului informatic;
- Anexa 5 – Caracteristici modul Management Active;
- Anexa 6 – Arhitectura de Referință Smart Grid TEL;
- Anexa 7 – Arhitectura subsistemului de monitorizare a LEC;
- Anexa 8 – Cerințe pentru interoperabilitate în rețelele electrice inteligente (Smart Grid Interoperability);
- Anexa 9 – Arhitectura subsistemului de monitorizare a LEC (nivelul componente);
- Anexa 10 – Arhitectura subsistemului de monitorizare a LEC (perspectiva clienți);
- Anexa 11 – Mapare arhitectura subsistemului de monitorizare a LEC;
- Anexa 12 – Arhitectura subsistemului de monitorizare a LEC (nivelul funcțional);
- Anexa 13 – Arhitectura subsistemului de monitorizare a LEC (nivelul organizație-business);
- Anexa 14 – Arhitectura subsistemului de monitorizare a LEC (nivelul informații);
- Anexa 15 – Arhitectura subsistemului de monitorizare a LEC (nivelul comunicații);
- Anexa 16 – Mapare rețele de comunicații - subsistem monitorizare LEC;
- Anexa 17 – Arhitectura SGAM 3D.



1. SCOP

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 specific Liniilor Electrice în Cablu (LEC);
- stabilirea cerințelor pentru achiziția subsistemului de monitorizare;
- stabilirea cerințelor pentru testarea și validarea (recepția) performanțelor generale și specifice ale subsistemului;
- operaționalizarea obiectivelor Strategiei Companiei în domeniul mentenanței;
- asigurarea convergenței cerințelor Regulamentului de organizare a activității de mentenanță (Ordinul ANRE nr. 96 / 2017) cu cele cuprinse în Politica Smart Grid;
- integrarea subsistemului de monitorizare în arhitectura Smart Grid și Management Active.

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

Standardele Smart Grid aprobate la nivelul Companiei („Politica CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Smart Grid” 2018-2027) 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 Tehnică („Conditioning Monitoring System”) la nivelul Companiei s-a decis ca standardul IEC 61850-90-3 / 2016 „Using IEC 61850 for Condition Monitoring for Utility Communication Networks and Services” să fie la baza măsurilor de interoperabilitate în termeni de:

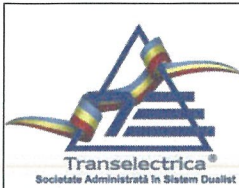
- integrare;
- funcționalitate;
- performanță.

În cadrul Anexei 1 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 a 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.

Soluția subsistemului de monitorizare elaborată în cadrul acestei norme tehnice:

- este maximală (elaboratorul documentației și beneficiarul vor stabili la aprobarea studiului de fezabilitate modul în care a fost valorificat acest ghid și specificația tehnică a subsistemului);
- 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 a altor sisteme.

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 a 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 a 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 prezentul ghid de proiectare:

- **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 informatică SG;
- **KPI 4** – Implementarea conceptului „*Indice de sănătate*”;
- **KPI 5** – Implementarea conceptului „*Indice de risc*”.

2. DEFINIȚII ȘI ABREVIERI

Nr.crt.	Termen	Definiție termen
Definiții		
1.	GPS sensor	Dispozitiv care transmite informații privind localizarea stâlpului (altitudine, latitudine, longitudine) și timpul universal coordonat (UTC - Universal Time Coordinated) (IEC 61850-90-3 pag.115)
2.	Terminal de cablu	Dispozitiv instalat la extremitatea unui cablu, pentru a asigura legatura electrica cu alte partiale unei rețele si a mentine izolatia pana la punctul de conectare
3.	Interfața de comunicații	Aplicație sau sistem care asigură comunicarea cu stațiile pentru monitorizarea și controlul rețelei.
4.	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.
5.	Sistem expert	Sistem de calcul care conține cunoștințele și abilitățile analitice ale unuia sau mai multor experți umani pe un anumit subiect.
6.	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.)

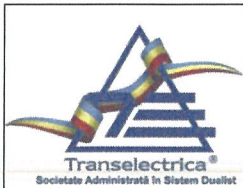
ABREVIERI		
1.	RET	Rețeaua Electrică de Transport
2.	SEN	Sistemul Energetic Național
3.	PIF	Punere în funcțiune
4.	SF	Studiu de Fezabilitate
5.	CS	Caiet de Sarcini
6.	LEC	Linie electrică în Cablu
7.	SAT	Site acceptance tests (teste de recepție pe șantier)
8.	FAT	Factory acceptance tests (teste de recepție în fabrică)

Această listă este complementară listei cu termenii și definițiile specifice conceptului Smart Grid din Anexa 1.2 și listei sistemelor principale care fac parte din standardul "Smart Grid" din Anexa 1.3.

3. STANDARDE DE REFERINȚĂ

3.1. În conformitate cu acest Ghid de Proiectare, 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 prezentul Ghid de Proiectare sau în documentația de achiziție.

Nr. crt.	Cod standard de referință / an emiteră	Denumire standard
STANDARDE DE REFERINȚĂ 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 REFERINȚĂ 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 60870-5-101	Telecontrol equipment and systems – Part 5-101: Transmission protocols Companion standard for basic telecontrol tasks
5.	IEC 60870-5-103	Telecontrol equipment and systems – Part 5-103: Transmission protocols – Companion standard for the informative interface of protection equipment
6.	IEC 60870-5-104	Telecontrol equipment and systems – Part 5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles
7.	IEC 61131-1	Programmable controllers – Part 1: General information
8.	IEC 61158-1	Industrial communication networks – Fieldbus specifications

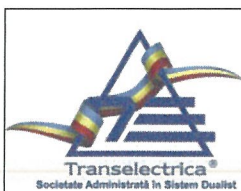


**GHID DE PROIECTARE PENTRU
SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A
LINIILOR ELECTRICE IN CABLU**

Pagina 10 din 28

Revizia: 0

		– Part 1: Overview and guidance for the IEC 61158 and IEC 61784 series
9.	IEC 61499-4	Function blocks – Part 4: Rules for compliance profiles
10.	IEC 61850-6	Communication networks and systems for power utility automation – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs
11.	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)
12.	IEC 61850-7-3	Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-3: Basic communication structure – Common data classes
13.	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
14.	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
15.	IEC 61588	Precision clock synchronization protocol for networked measurement and control systems
16.	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)
17.	SG-CG/M490/ SMART GRID INTEROPERABILITY	Methodologies to facilitate Smart Grid system interoperability through 8 standardization, system design and testing
18.	MANUAL SMART GRID	SMART GRID HAND BOOK Autori: Chen –Ching Liu , Stephen McArthur , Seung – Jae Lee
STANDARDE DE REFERINȚĂ SPECIFICE DOMENIULUI		
19	SR EN 60840	Cabluri de energie cu izolație uscată și accesoriile lor pentru tensiuni între 30 kV ($U_m = 36$ kV) și 150 kV ($U_m = 170$ kV) – Metode și condiții de încercare
20	SR EN 62067	Cabluri de energie cu izolație uscată și accesoriile lor pentru tensiuni între 150 kV ($U_m = 170$ kV) și 500 kV ($U_m = 550$ kV) – Metode și condiții de încercare
21	SR CEI 60183 + A 1 / 1999	Ghid pentru alegerea cablurilor de înaltă tensiune
22	SR EN 60885-2:2004	Metode de încercări electrice pentru cabluri electrice. Partea 2: Încercări de descărcări parțiale
23	SR EN 60885-5:2004	Metode de încercări pentru cablurile electrice. Partea 3: Metode de încercare pentru măsurarea descărcărilor parțiale pe lungime de cabluri de putere extrudate
24	SR EN 60228	Conductoarele cablurilor izolate
25	SR EN 60287	Cabluri electrice – Calculul curentului admisibil
26	SR EN 60230	Metode de încercare la impuls a cablurilor Adoptat ca



**GHID DE PROIECTARE PENTRU
SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A
LINIILOR ELECTRICE IN CABLU**

Pagina 10 din 28

Revizia: 0

		– Part 1: Overview and guidance for the IEC 61158 and IEC 61784 series
9.	IEC 61499-4	Function blocks – Part 4: Rules for compliance profiles
10.	IEC 61850-6	Communication networks and systems for power utility automation – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs
11.	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)
12.	IEC 61850-7-3	Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-3: Basic communication structure – Common data classes
13.	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
14.	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
15.	IEC 61588	Precision clock synchronization protocol for networked measurement and control systems
16.	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)
17.	SG-CG/M490/ SMART GRID INTEROPERABILITY	Methodologies to facilitate Smart Grid system interoperability through 8 standardization, system design and testing
18.	MANUAL SMART GRID	SMART GRID HAND BOOK Autori: Chen –Ching Liu , Stephen McArthur , Seung – Jae Lee
STANDARDE DE REFERINȚĂ SPECIFICE DOMENIULUI		
19	SR EN 60840	Cabluri de energie cu izolație uscată și accesoriile lor pentru tensiuni între 30 kV ($U_m = 36$ kV) și 150 kV ($U_m = 170$ kV) – Metode și condiții de încercare
20	SR EN 62067	Cabluri de energie cu izolație uscată și accesoriile lor pentru tensiuni între 150 kV ($U_m = 170$ kV) și 500 kV ($U_m = 550$ kV) – Metode și condiții de încercare
21	SR CEI 60183 + A 1 / 1999	Ghid pentru alegerea cablurilor de înaltă tensiune
22	SR EN 60885-2:2004	Metode de încercări electrice pentru cabluri electrice. Partea 2: Încercări de descărcări parțiale
23	SR EN 60885-5:2004	Metode de încercări pentru cablurile electrice. Partea 3: Metode de încercare pentru măsurarea descărcărilor parțiale pe lungime de cabluri de putere extrudate
24	SR EN 60228	Conductoarele cablurilor izolate
25	SR EN 60287	Cabluri electrice – Calculul curentului admisibil
26	SR EN 60230	Metode de încercare la impuls a cablurilor Adoptat ca

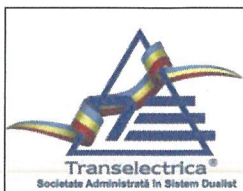


**GHID DE PROIECTARE PENTRU
SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A
LINIILOR ELECTRICE IN CABLU**

Pagina 11 din 28

Revizia: 0

		standard roman SR EN 60230:2002
27	SR EN 60332 -1-1:2005	Incerări ale cablurilor electrice și cu fibre optice supuse la foc. Partea 1-1: Incercare la propagarea verticală a flăcării pe un conductor sau cablu izolat. Aparatură de incercare
28	SR EN 60332 -2-1:2005	Incerări ale cablurilor electrice și cu fibre optice supuse la foc. Partea 2-1: Incercare la propagarea verticală a flăcării pe un conductor sau cablu izolat de secțiune mică. Aparatură de incercare
29	SR EN 60055-2:1981	Paper-insulated metal-sheathed cables for rated voltages up to 18/30 kV (with copper or aluminium conductors and excluding gas-pressure and oil-filled cables). Part 2: General and construction requirements
30	SR EN 60055-1:2005	Paper-insulated metal-sheathed cables for rated voltages up to 18/30 kV (with copper or aluminium conductors and excluding gas-pressure and oil-filled cables) - Part 1: Tests on cables and their accessories
31	SR EN 60811-1-2:1996	Materiale de izolatie si de manta ale cablurilor electrice si ale cablurilor cu fibre optice. Metode de incercari commune. Partea 1: Metode cu aplicare generala. Sectiunea 2: Metode de imbateranire termica
32	SR EN 60811-1-3:1996	Materiale de izolatie si de manta ale cablurilor electrice si ale cablurilor cu fibre optice. Metode de incercari commune. Partea 1-3: Metode cu aplicare generala. Metode de determinare a densitatii. Incercari de absorbtie de apa. Incercare de contractie
33	IEC 61010	Safety requirements for electrical equipment for measurement, control and laboratory use
STANDARDE DE REFERINȚĂ SPECIFICE MANAGEMENTULUI CALITĂȚII, MANAGEMENTULUI MEDIULUI, SECURITĂȚII ȘI SĂNĂȚĂII ÎN MUNCĂ		
34.	SR EN ISO 9001	Sisteme de management al calității. Cerințe
35.	ISO 10005:2007	Sisteme de management al calității. Linii directoare pentru planurile calității.
36.	SR EN 60068-3-3	Încercări de mediu. Partea 3: Ghid. Metode de încercări seismice ale echipamentelor
37.	SR EN 60721-1	Clasificarea condițiilor de mediu. Partea 1: Agenți de mediu și gradele lor de severitate
38.	IEC 60721-2-1	Classification of environmental conditions. Part 2: Environmental conditions appearing in nature. Temperature and humidity
39.	IEC 60721-2-2	Classification of environmental conditions. Part 2:



**GHID DE PROIECTARE PENTRU
SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A
LINIILOR ELECTRICE IN CABLU**

Pagina 12 din 28

Revizia: 0

		Environmental conditions appearing in nature. Precipitation and wind
40.	IEC 60721-2-3	Classification of environmental conditions - Part 2: Environmental conditions appearing in nature. Air pressure
41.	IEC 60721-2-4	Classification of environmental conditions. Part 2: Environmental conditions appearing in nature. Solar radiation and temperature
42.	IEC 60721-2-6	Classification of environmental conditions. Part 2: Environmental conditions appearing in nature. Earthquake vibration and shock
43.	SR EN ISO 14001	Sisteme de management de mediu. Cerințe cu ghid de utilizare
44.	SR EN ISO 6708	Componente ale rețelei de conducte. Definiția și alegerea DN (diametru nominal)
45.	LEGEA 319/2006	Legea securității și sănătății în muncă
46.	HG NR. 971/2006	Hotărârea privind cerințele minime pentru semnalizare de securitate și / sau de sănătate la locul de muncă
47.	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
48.	HG NR. 1091/2006	Hotărârea privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru locul de muncă
49.	HG NR. 520/2016	Hotărârea privind cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscuri generate de câmpuri electromagnetice
50.	HG 409 / 2016	Hotărârea de Guvern privind stabilirea condițiilor pentru punerea la dispoziție pe piață a echipamentelor electrice de joasă tensiune
51.	OUG 195/2005	Protecția mediului, aprobată prin Legea 265/2006, cu modificările și completările ulterioare
52.	OUG NR. 68/2007	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
53.	LEGEA NR. 19/2008	Lege pentru aprobarea OUG nr. 68 / 2007 privind răspunderea de mediu cu referire la prevenirea și repararea prejudiciului asupra mediului
54.	OANRE NR. 45/ 2016	Ordin privind aprobarea Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută, și verifică instalații electrice
55.	SR EN 60068-3-3	Încercări de mediu. Partea 3: Ghid. Metode de încercare seismice ale echipamentelor
56.	SR EN 60721-1	Clasificarea condițiilor de mediu. Partea 1: Agenți de mediu și gradele lor de severitate
57.	IEC 60721-2-1	Classification of environmental conditions. Part 2: Environmental conditions appearing in nature. Temperature and humidity
58.	IEC 60721-2-2	Classification of environmental conditions. Part 2: Environmental conditions appearing in nature. Precipitation and wind

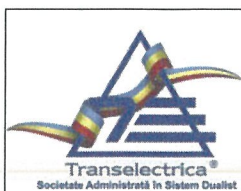


**GHID DE PROIECTARE PENTRU
SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A
LINIILOR ELECTRICE IN CABLU**

Pagina 13 din 28

Revizia: 0

59.	IEC 60721-2-3	Classification of environmental conditions – Part 2: Environmental conditions appearing in nature. Air pressure
60.	IEC 60721-2-4	Classification of environmental conditions. Part 2: Environmental conditions appearing in nature. Solar radiation and temperature
61.	IEC 60721-2-6	Classification of environmental conditions. Part 2: Environmental conditions appearing in nature. Earthquake vibration and shock
62.	Legea 123/2012	Legea Energiei Electrice și a Gazelor Naturale
63.	SR EN ISO/CEI 17050-1:2010	Evaluarea conformității. Declarația de conformitate dată de furnizor. Partea 1: Cerințe generale
64.	SR EN ISO/CEI 17050-2:2005	Evaluarea conformității. Declarația de conformitate dată de furnizor. Partea 2: Documentație Suport
65.	HGR 306/2011	Privind unele măsuri de supraveghere a pieței produselor reglementate de legislația UE care armonizează condițiile de comercializare a acestora.
66.	Regulamentul (CE) 765/2008	Regulament de stabilire a cerințelor de acreditare și de supraveghere a pieței în ceea ce privește comercializarea produselor
Strategii / Politici / NORME TEHNICE INTERNE CNTEE Transelectrica SA		
67.	SMART GRID	Politica CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Smart Grid (2018-2027)
68.	NTI – TEL R – 002	Încercările și măsurătorile la echipamentele electrice din cadrul RET
69.	NTI – TEL – R 001	Regulament de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET
Infrastructuri critice		
70.	Legea 333/2003	Privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor
71.	HG 301/2012	Pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a Legii nr. 333/2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor
72.	HG nr.301/11.04.2012	HG pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a Legii nr. 333/2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor
73.	Decizia Primului ministru nr.166/19.03.2013	Privind aprobarea Normelor metodologice pentru realizarea /echivalarea/revizuirea planurilor de Securitate ale proprietarilor/operatorilor.
74.	OUG nr.98 din 3.11.2010	Ordonanța de urgență privind identificarea, desemnarea și protecția infrastructurilor critice
75.	Legea nr. 18 din 11.03.2011	Pentru aprobarea OUG nr.98 din 3.11.2010 privind identificarea, desemnarea, și protecția infrastructurilor critice
76.	HG nr.718 din 13.07.2011	Lege pentru aprobarea Strategiei naționale privind protecția infrastructurilor critice
77.	HG nr. 1198 din 04.12.2012	HG privind desemnarea infrastructurii critice naționale
Managementul situațiilor de urgență (Apărarea împotriva incendiilor și protecția civilă)		
78.	Ordonanța de urgență nr. 21 din 15 aprilie	Ordonanță de urgență privind Sistemul Național de Management al Situațiilor de Urgență, aprobată prin Legea



**GHID DE PROIECTARE PENTRU
SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A
LINIILOR ELECTRICE IN CABLU**

Pagina 14 din 28

Revizia: 0

	2004	nr. 15 din 28 februarie 2005
79.	Legea nr. 481 din 8 noiembrie 2004	Legea privind protecția civilă
80.	Legea nr. 307 din 12 iulie 2006	Legea privind apărarea împotriva incendiilor
81.	Ordinul Ministerului Administrației și Internelor nr. 163 / 28 februarie 2007	Ordinul Ministerului Administrației și Internelor pentru aprobarea Normelor generale de apărare împotriva incendiilor
Protecția informațiilor clasificate		
82.	Legea nr. 182 din 12 aprilie 2002	Legea privind protecția informațiilor clasificate;
83.	Hotărârea nr. 585 din 13 iunie 2002	Hotărâre pentru aprobarea Standardelor naționale de protecție a informațiilor clasificate în România
84.	Hotărârea nr. 781 din 25 iulie 2002	Hotărâre privind protecția informațiilor secrete de serviciu
85.	Hotărârea nr. 1.349 din 27 noiembrie 2002	Hotărârea privind colectarea, transportul, distribuirea și protecția informațiilor clasificate.
86.	Ordinul Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri nr. 1226/2010, actualizat prin Ordinul Ministrului Economiei, Comerțului și Turismului nr. 175/12.02.2015	Ordinul Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri prin care se aprobă „Instrucțiunile privind accesul cetățenilor români și/sau străini în obiectivele, sectoarele și locurile care prezintă importanță deosebită pentru protecția informațiilor secrete de stat/sectoarele speciale ale operatorilor economici aflați în subordinea, sub autoritatea sau în coordonarea Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului.”
87.	Lista cuprinzând categoriile de informații clasificate SECRETE DE STAT, pe niveluri de secretizare, elaborate sau deținute de CNTEE Transelectrica S.A., FILIALE și SUCURSALE și termenele de menținere a acestora în nivelurile de secretizare.	
88.	Lista cuprinzând categoriile de informații clasificate SECRETE DE SERVICIU, elaborate sau deținute de CNTEE Transelectrica S.A., FILIALE și SUCURSALE.	
89.	Ghidul de clasificare a informațiilor în CNTEE Transelectrica SA, P.I.C 2	
90.	Norme interne privind protecția informațiilor clasificate în CNTEE Transelectrica SA, P.I.C. 1, înregistrate cu nr. 21611 / 15.06.2017	

3.2 Standardele și normele menționate anterior vor fi luate în considerare în forma existentă la momentul aplicării dispozițiilor legale, ținând cont de toate modificările, completările și abrogările parțiale sau ulterioare adoptării, precum și de normele / standardele nou apărute, lista nefiind exhaustivă.

3.3. 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.

3.4. 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. 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, agrega, transmite on-line parametri monitorizați (măsurați / calculați), să stocheze în baze de date de tip deschis și să permită accesul securizat al clienților la interfețele de date/ tablouri de bord..

4.1.2. În timpul exploatării, subsistemul de monitorizare nu trebuie să aibă acțiuni dăunătoare asupra mediului înconjurător sau asupra elementului monitorizat.

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 61850-90-3 / 2016 „Using IEC 61850 for Condition Monitoring for Utility Communication Networks and Services” (cap.8), subsistemul de monitorizare al LEC va fi destinat pentru monitorizarea următoarelor componente (Anexa 7):

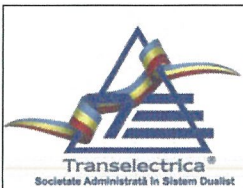
- cablu;
- terminale / mansoane.

4.2. Condiții de mediu

4.2.1. Subsistemele de monitorizare destinate a fi montate în exterior vor corespunde caracteristicilor generale ale mediului ambiant prezentate în tabelul 4.1.

Tabelul 4.1 – Condiții de mediu pentru subsistemul de monitorizare

Nr. crt.	Denumire parametru	Valoare parametru
1	Temperatura maximă ambiantă ($^{\circ}C$)	40
2	Temperatura maximă ambiantă medie (în toată țara) ($^{\circ}C$)	15
3	Temperatura minimă ambiantă ($^{\circ}C$)	-30
4	Umiditatea relativă maximă (%)	100
5	Accelerația la cutremur orizontală / verticală (m/s^2)	0,3g / 0,2g
6	Expunerea la radiația solară	directă

	GHID DE PROIECTARE PENTRU SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A LINIILOR ELECTRICE ÎN CABLU	Pagina 16 din 28
		Revizia: 0

7	Presiunea aerului (mmHg)	760±30
8	Locul de amplasare	exterior
9	Atmosferă industrială	zona 3 sau 4 de poluare
10	Grosimea maximă a stratului de gheață ($y=0,75 \text{ daN/dm}^3$) (mm)	24

4.3. CONDIȚII PRIVIND DETERMINAREA CONDIȚIEI TEHNICE

4.3.1. 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, 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 variantă “*Încercările și măsurătorile la echipamentele electrice din cadrul RET*”;
- NTI – TEL – R 001 – ultima variantă “*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 LEC se va face în acord cu arhitectura și conceptul specific prezentat în Anexa 2.

4.3.2. 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 LEC se va face în acord cu arhitectura și conceptul specific prezentat în Anexa 3.

4.4. CONDIȚII PRIVIND SECURITATEA SISTEMULUI INFORMATIC

Sistemul de monitorizare va îndeplini cerințele Companiei (ex. Politica în domeniul Smart Grid) din Anexa 4 „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, analiză risc, arhitectură generală și specifică, specificații tehnice de echipamente și software, cerințe de performanță etc.).

4.5. CONDIȚII PRIVIND RESPECTAREA CERINȚELOR 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.

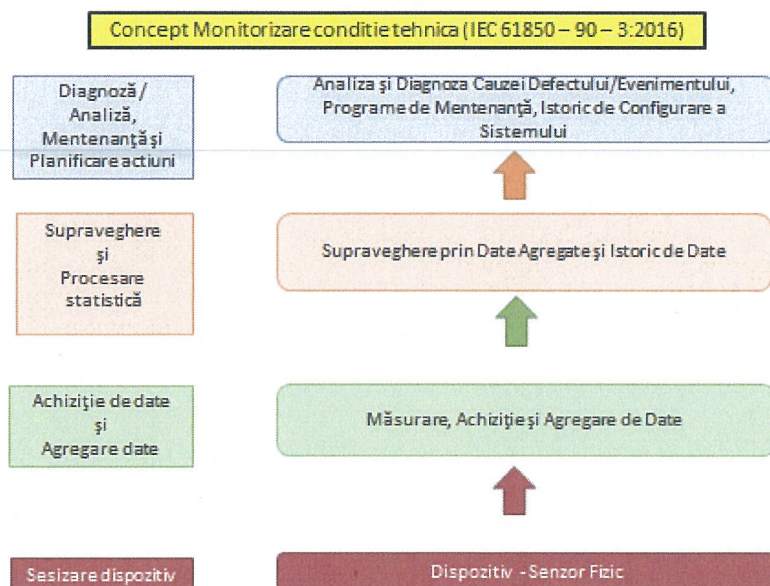



Fig. nr 1. conceptul de monitorizare a condiției tehnice conform IEC TR 61850-90-3.

	GHID DE PROIECTARE PENTRU SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A LINIILOR ELECTRICE ÎN CABLU	Pagina 18 din 28
		Revizia: 0

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.

4.6. CONDIȚII PRIVIND RESPECTAREA STANDARDELOR SPECIFICE MANAGEMENTULUI ACTIVELOR (familia de standarde ISO 55 000)

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.

În Anexa 5 sunt prezentate Caracteristicile specifice modulului Management Active (Asset Management)

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 politiciile 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 6);
- 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 LEC va fi folosit pentru achiziția, prelucrarea (agregarea), analiza, arhivarea, transmiterea, securizarea și publicarea parametrilor critici unui activ în cadrul unui „Centru de sănătate activă” în vederea integrării și interpretării acestora în sistemul de management al activelor, utilizând standardele și conceptele Smart Grid.

Subsistemul va avea minim în componența sa următoarele subansambluri funcționale:

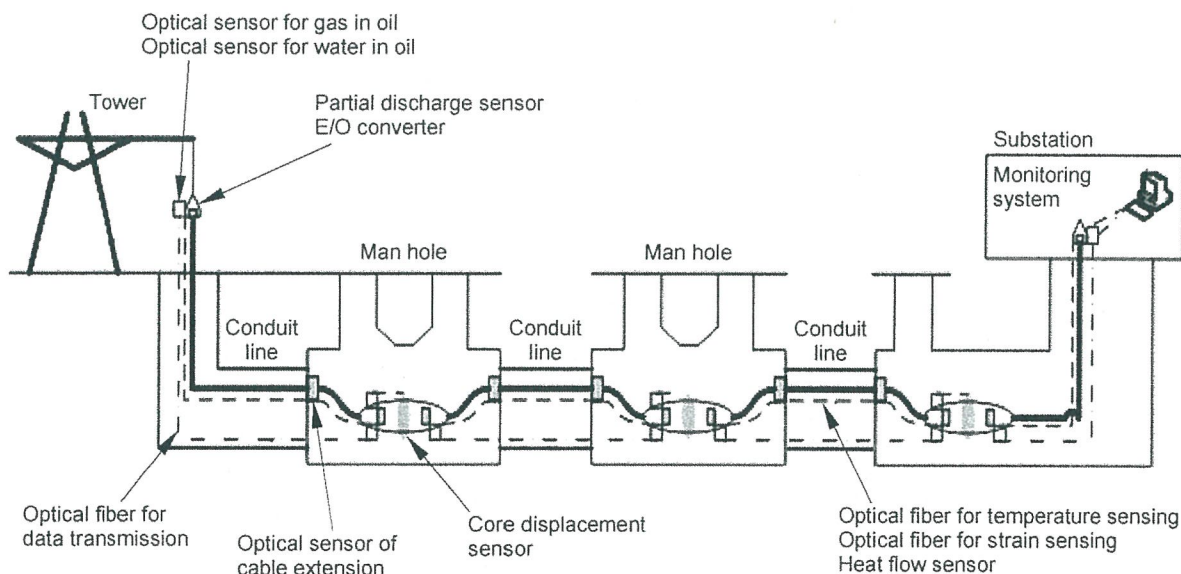
- **Senzori** pentru monitorizarea parametrilor de la următoarele componente: stâlp și conductoare active;
- **Interfața de preluare a informației** de la senzori;
- **Concentratorul de date monitorizare** (Modul de comunicație/transmisie date) montat la nivelul echipamentului, adică pe unul dintre stâlpii monitorizați și va centraliza informațiile primite de la senzorii montați pe stâlpii învecinați și transpunerea lor în protocoalele stabilite în cadrul prezentului Ghid, pentru a putea fi transmise la un nivel superior unde se va realiza procesul de agregare și interpretare a acestora;
- **Modulul de alimentare cu energie electrică**
- **Software și hardware** necesar atingerii obiectivelor generale și specifice;
- **Stații de lucru clienți** (administrator, beneficiari, personal de mentenanță etc.).

Achiziția, transmiterea și securitatea sistemului informatic se va realiza:

- **Centralizat**, la nivelul fiecărui activ monitorizat prin soluție cu un concentrator de date dedicat, conform soluției propuse de proiectant / fabricant;
- **Descentralizat**, la nivelul agregării, transmiterii acestora către alte niveluri;
- **Centralizat** (la nivelul stației electrice care este cea mai apropiată de stâlpul pe care este montat subsistemul de monitorizare) pentru soluția de securitate a sistemului informatic, control-acces la resursele sistemului.
- **Utilizând standardele de interoperabilitate și securitatea informației Smart Grid** (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 urmator:

- 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).



IEC

Figura nr.2 Structura componentelor subsistemului de monitorizare

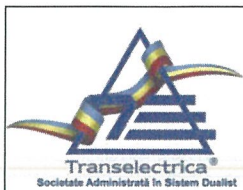
5.1.2. Condiții privind definirea soluției în cadrul documentațiilor de proiectare

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

- **În cazul înființării primului subsistem de monitorizare** în concept Smart Grid și Asset Management:
 - va asigura o soluție care să acopere necesitățile activului monitorizat;
 - va asigura o soluție care să reflecte toate cerințele modulului specific managementului activelor descris în prezentul document coroborat cu politica Companiei în domeniul managementului activelor.
- **În 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 Ghid la nivelul tehnologic existent la acel moment (ex. apariția sau revizuirea unor standarde specifice, politici ale Companiei etc.);
- va confirma și motiva beneficiarului care sunt abaterile de la forma soluției descrisă în prezentul Ghid;
- 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 (daca este cazul);
- va elabora portofoliul de teste necesare implementării și demonstrării soluției (teste FAT, SAT, teste de securitate a sistemului informatic, teste privind interoperabilitatea etc.).

5.2. CERINȚE TEHNICE SPECIFICE PRIVIND FUNCȚIILE SUBSISTEMULUI

5.2.1 Subsistemul de monitorizare va permite achiziția, agregarea, analiza parametrilor LEC și a accesoriilor sale principale în acord cu standardele specifice de management al activelor și Smart Grid (Indice de risc, Indice de sănătate etc. concept Transelectrica).

5.2.2 Subsistemul de monitorizare trebuie să conțină subansamblele funcționale în acord cu structura arhitecturii din Anexa 7.

5.2.3 Subsistemul de monitorizare va trebui să monitorizeze cel puțin parametrii prezentați în NTI-TEL-DT-010–2018–00 „*Specificație tehnică de achiziție pentru subsistemul de monitorizare a liniilor electrice in cablu*”.

5.2.5 Subsistemul de monitorizare trebuie să poată evidenția evenimentele / perturbațiile ce apar în funcționarea LEC (alarme, trenduri etc.).

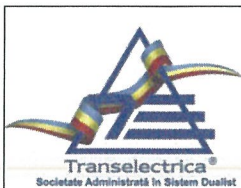
5.2.6 Subsistemul va asigura o soluție redundantă de la concentratorul de date monitorizate la unitatea de achiziție .

5.2.5 Subsistemul de monitorizare va transmite datele către o soluție informatică înființată în stație. În cazul în care există la nivelul stației electrice o soluție informatică care să respecte cerințele standardelor Smart Grid și Managementul Activelor, proiectantul va răspunde de integrarea subsistemului de monitorizare.

5.2.6 Subsistemul de monitorizare trebuie să aibă posibilitatea de comunicare / integrare și în sistemul SCADA al stației, conform IEC 60870-5-101 și IEC 60870-5-104. În plus, la apariția oricăreia dintre semnalizările (alarmele) generate de către sistemul de monitorizare, în SCADA se va emite și un semnal general “Semnalizare sistem monitorizare LEC”.

În cazul în care sistemul de monitorizare LEC se pune în funcțiune într-o stație cu sistem SCADA deja re tehnologizat (sau încă cu sistem de control analogic), datele pentru EMS-SCADA vor fi prevăzute a se achiziționa din sistemul de monitorizare LEC.

În cazul în care sistemul de monitorizare LEC se pune în funcțiune într-o stație în curs de re tehnologizare cu sistem SCADA stație numeric, datele pentru EMS-SCADA vor fi prevăzute a se achiziționa prin intermediul SCADA stație ca și cale de bază (se va asigura transmiterea informațiilor dinspre sistemul de monitorizare LEC spre SCADA stație) și din sistemul de monitorizare LEC ca și cale de rezervă.



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

5.2.8. 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 oră, 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.

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.

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

5.2.10. 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 și 60 de minute, funcție de parametrul măsurat/calculat. Dimensiunea bazei de date va ține cont de toate cerințele de monitorizare și stocare precizate în acest NTI.

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

5.2.11. 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) cât și de pe stații de lucru de tip PC și laptop.

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

5.2.14 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.

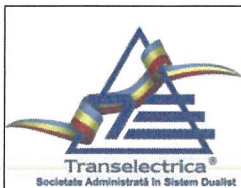
5.2.15. Ceasul intern al subsistemului de monitorizare trebuie să aibă posibilitatea sincronizării de la un semnal extern (GPS) existent în stație.

5.2.16. Subsistemul de monitorizare trebuie să fie prevăzut cu suficiente intrări și ieșiri astfel încât să permită monitorizarea și prelucrarea tuturor mărimilor precizate în acest Ghid.

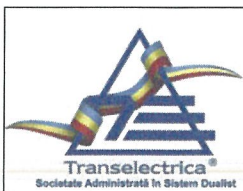
5.2.17. Subsistemul de monitorizare va conține toate accesoriile necesare funcționării sale, cu descrierea acestora și indicarea caracteristicilor tehnice.

5.2.20. 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.
- 5.2.21.** Marcarea trebuie să fie lizibilă și durabilă.
- 5.2.22.** Toate echipamentele ce compun subsistemul de monitorizare trebuie să fie certificate din punct de vedere al securității muncii.
- 5.2.23.** Subsistemul de monitorizare va fi livrat împreună cu:
- consumabilele necesare pe toata durata de garanție a sistemului de monitorizare;
 - toate dispozitivele necesare procesului de monitorizare, altele decât stațiile de lucru, dacă este cazul;
 - documentația:
 - cartea tehnică conform capitolului 6.9.1;
 - documentația as-build;
 - lista cu piese de schimb și scule speciale recomandate;
 - instrucțiuni de punere în funcțiune;
 - 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 toată durata de viață a activului);
 - pachet software (kit-urile de instalare furnizate pe suport optic), licențele aferente și suport de la producător pe perioada de garanție.
- 5.2.24.** Producătorul va face dovada certificării subsistemului de monitorizare în conformitate cu standardele de referință și directivele CE.
- 5.2.25.** 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).
- 5.2.26.** Pentru implementarea conceptelor „Indice de risc” și „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).
- 5.2.27** Pentru securizarea și criptarea legăturilor cu sistemele informatice din stații, identificarea amenințărilor și acces de tip Web pentru ceilalți clienți (stație, Sucursală, CNTEE Transelectrica SA) se va prevedea o soluție completă de securitate.
- 5.2.28** Subsistemul va fi integrat în sistemul de monitorizare al activelor stației (dacă există), conform Anexei 6 „*Arhitectura de referință Smart Grid TEL*”, respectiv în Sistemul de management al activelor din cadrul Companiei. Soluția furnizată trebuie să includă toate echipamentele interfațării și testele asociate necesare etapelor de inginerie, FAT, SAT, PIF.
- 5.2.29.** Subsistemul trebuie să aibă în componență toate dispozitivele necesare achiziției prelucrării, securizării, publicării și stocării datelor (senzori / traductoare, interfețe de condiționare și prelucrare a semnalelor etc.).
- 5.2.30.** Subsistemul de monitorizare trebuie să permită stocarea în memoria internă atât a datelor măsurate, cât și a celor calculate, la intervale de timp programabile și să permită publicarea în mod securizat pentru toți clienții definiți în cadrul soluției de securitate a sistemului informatic.
- 5.2.31.** Subsistemul de monitorizare trebuie să aibă posibilitatea de comunicare / integrare cu toate sistemele/subsistemele/ echipamentele evidenciate în arhitecturile de referință anexate la acest Ghid.



5.2.32. Subsistemul de monitorizare va conține toate accesoriile necesare funcționării sale, cu descrierea acestora și indicarea caracteristicilor tehnice în acord cu elementele evidențiate în arhitecturile de referință Smart Grid (punctul 5.4).

5.3. 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 („*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 8.

5.4. CERINȚE PRIVIND ARHITECTURILE SUBSISTEMULUI ÎN CONCEPT SMART GRID

Politica CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Smart Grid (2018-2027) 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.).

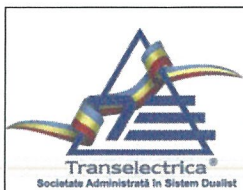
“Arhitectura de referință Smart Grid specifică CNTEE Transelectrica SA” este prezentată în Anexa 6, iar “Arhitectura sistemului de monitorizare a LEC” în Anexa 7.

Arhitecturile Smart Grid specifice subsistemului de monitorizare LEC care trebuie implementate sunt prezentate în următoarele anexe:

- Anexa 9 - Arhitectura sistemului de monitorizare a LEC (nivelul componente);
- Anexa 10 - Arhitectura sistemului de monitorizare a LEC (perspectiva clienți);
- Anexa 11 - Mapare arhitectura sistemului de monitorizare a LEC;
- Anexa 12 - Arhitectura sistemului de monitorizare a LEC (nivelul funcțional);
- Anexa 13 - Arhitectura sistemului de monitorizare a LEC (nivelul organizație-business);
- Anexa 14 - Arhitectura sistemului de monitorizare a LEC (nivelul informații);
- Anexa 15 - Arhitectura sistemului de monitorizare a LEC (nivelul comunicații);
- Anexa 16 - Mapare rețele de comunicații - LEC.

6. RESPONSABILITĂȚI FURNIZOR

La faza de Caiet de Sarcini întocmit de proiectant, acesta are obligația să dezvolte conținutul privind serviciile, respectiv inginerii, teste FAT, teste SAT, documentații Proiect Tehnic de Execuție, AS Built, alte servicii considerate necesare de către proiectant.



6.1. RESPONSABILITĂȚI PRIVIND ETAPA DE INGINERIE

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 de risc;
- condițiile de implementare a arhitecturilor Smart Grid;
- condițiile de testare și verificare performanțe subsistem;
- detalierea soluției de protecție informatică;
- detalierea testelor solicitate de beneficiar.

6.2. RESPONSABILITĂȚI 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);
- 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".

6.3. RESPONSABILITĂȚI PRIVIND TESTELE DE FABRICĂ (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 prezenta documentație (standarde IEC, standarde Smart Grid etc.).

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

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.

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

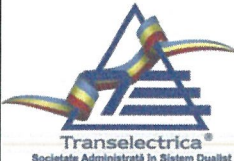
- unda de tensiune (clasa 2, conform IEC 60255-5);
- descărcări electrostatice (clasa 3, conform IEC 61000-4-2).

În același timp, sistemul de monitorizare trebuie să fie imun la câmpurile electrice și magnetice intense și trebuie să se încadreze în limitele perturbațiilor transmise prin conducție.

6.4. RESPONSABILITĂȚI PRIVIND TESTELE ÎN AMPLASAMENT (SAT)

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

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

	GHID DE PROIECTARE PENTRU SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE A LINIILOR ELECTRICE IN CABLU	Pagina 26 din 28 Revizia: 0
---	--	--

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

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

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 procedura SAT se vor anexa cel puțin următoarele:

- Rapoarte de testare SAT;
- Procedura de testare SAT;
- Documentația tehnică asociată echipamentului testat;
- 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. RESPONSABILITĂȚI PRIVIND TESTELE LA PUNEREA ÎN FUNCȚIUNE (PIF)

Etapa SAT este urmată de etapa PIF, după terminarea probelor tehnologice și care cuprinde testele ce nu au putut fi realizate în etapa SAT datorită condițiilor tehnologice de testare și care sunt de asemenea în sarcina Contractantului.

Furnizorul/producătorul va pune la dispoziția beneficiarului proiectul de execuție a adaptărilor, amenajărilor și construcțiilor necesare instalării tuturor echipamentelor și componentelor subsistemului de monitorizare.

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

6.6. RESPONSABILITĂȚI PRIVIND TESTELE DE INTEROPERABILITATE (SMART GRID)

Verificarea îndeplinirii standardelor de interoperabilitate în cadrul soluției subsistemului de monitorizare va face obiectul testelor de interoperabilitate descrise în cadrul Anexei 8.

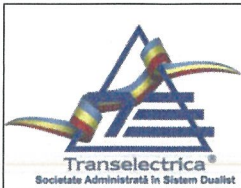
Etapa de PIF va fi condiționată de parcurgerea cu succes a testelor de interoperabilitate.

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

6.7. 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).



Producatorul 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 intra 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.).

6.8. 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.

6.9. CERINȚE PRIVIND DOCUMENTAȚIA TEHNICĂ

6.9.1. CARTEA TEHNICĂ

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 toată durata de viață a subsistemului;
- manualul de operare subsistem de monitorizare.

6.9.2. MANUALUL DE OPERARE ȘI MENTENANȚĂ

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



7. SECURITATE ȘI SĂNĂTATE ÎN MUNCĂ

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 reinstruire 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.

**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 (aerene - LEA / in cablu LEC)	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 acumulare, 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.**

Lista activelor (sisteme/echipamente/aplicatii) care fac parte din arhitectura de referinta Smart Grid (inclusiv cele din modulul „Monitorizare conditie tehnica”)

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 – Wide Area Monitoring System
6.	SMI – Sistem de management al intreruperilor.	OMS – Outage Management System
7.	Sistem de management al curbei de sarcina	DRMS – Demand Response / Load 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 starii 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 Unit
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 System
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
28.	Servicii Interne (baterii de acumulatori, grupuri)	Auxiliary Services

Lista activelor (sisteme/echipamente/aplicatii) care fac parte din arhitectura de referinta Smart Grid (inclusiv cele din modulul „Monitorizare conditie tehnica”)

	electrogene, dulapuri SI, redresoare,, invertoare)	
29.	Sistem de management al productiei	Generation management system
30.	SCCPA – Sistemul de Comanda Control Protectii si Automatizari	SAS – Substation automation system
31.	SCCEE – Sistem de control al calitatii energiei electrice	PQCS – Power quality control system
32.	Sistem management DER – Sistem de management al resurselor de energie distribuite	DER management system
33.	Sistem de management al sistemelor de stocare	Storage management system
34.	PTPAEE – Platforma de telecontorizare pe piata angro de energie electrica	MDMS – Meter data management system
35.	Sistem de tranzactionare a energiei	Trading system
36.	Sistem de prognoza si supraveghere meteorologica	Weather Forecast & Observation System
37.	Sistem de management al retelelor de comunicatii + functii adiacente (telecomunicatii, securitate, compatibilitate electromagnetica, calitatea energiei electrice)	Communication network management system + crosscutting functions (Telecommunication, Security, EMC, Power Quality)
38.	Sistem de autorizare si gestiune	Authorization and Accounting system
39.	Sistem de autentificare	Authentication system
40.	Sistem de configurare de la distanta al echipamentelor	Device remote configuration system
41.	Sistem de referinta a timpului (de unificare a timpului global si de sincronizare a ceasurilor pentru toate sistemele Smart Grid)	Clock reference system
42.	Echipe de interventie (din teren)	Field Force
43.	Sistemul european de alarmare preventiva	EAS ENTSO-E – European Awareness System
44.	Nod de informatii privind transferul de date international	International data transfer information node (ETSO)
45.	Portalul clientilor si sistemul informational pentru clienti (SIC)	Customer portal & CIS (Customer Information System)
46.	Sistem de management al activelor	Asset management system
47.	Programarea productiei	Power Scheduling
48.	Aplicatie de tranzactionare a energiei	Energy Trading Application
49.	Inregistrare	Registration
50.	Tranzactii realizate.	Settlement
51.	Planificare participanti la piata de echilibrare	Balance Scheduling
52.	Facturare obligatii de plata participanti la piata de echilibrare	Billing
53.	PDO – Platforma de date de operare	Model Exchange Platform
54.	CTSI/DET (Centru de Telecomanda si Supraveghere Instalatii/Dispecer Energetic Teritorial)	Remote Control Center
55.	UCCP (Unitate Centrala Control Proces)	Station controller

Lista activelor (sisteme/echipamente/aplicatii) care fac parte din arhitectura de referinta Smart Grid (inclusiv cele din modulul „Monitorizare conditie tehnica”)

56.	HVDC Control	HVDC Control
57.	FACTS Control	FACTS controller
58.	Control Capacitor/Condensator/Baterii de condensatoare	Cap Bank Controller
59.	RAT – Regulator automat de tensiune	Voltage Regulator
60.	GCC (Grupa Comanda Control) - BCU	Bay Controller
61.	Locator de defect	Fault Detector
62.	Concentrator de date	Data Concentrator
63.	Analizor de calitate a energiei electrice	PQ Analyzer
64.	Contor de energie electrica (de decontare/de balanta)	Meter
65.	Router	Router
66.	Reteaua de comunicatii centrala (principala)	(H) Backbone Network
67.	Reteaua de comunicatii pentru modulul monitorizare conditie tehnica si managementul activelor	(M) Condition Monitoring & Asset Management Network (IEC 61850-90-3)
68.	Reteaua de comunicatii de operare	(L) Operation Backhaul Network
69.	Reteaua de comunicatii din statie	(E) Intra-substation network
70.	Reteaua de comunicatii de legatura	(G) Intra-Control Centre / Intra-Data Centre network
71.	Reteaua de comunicatii a sistemului de contorizare	(C) AMI Backhaul Network
72.	Reteaua de comunicatii dintre statii	(F) Inter-substation network
73.	Reteaua de comunicatii cu tertii	(B) Neighborhood network
74.	Reteaua de acces a utilizatorilor interni	(A) Subscriber Access Network

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 reseaua 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.	ERP – 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 informare geografic	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.	CIS – Sistemul de informatii pentru clienti	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 pentru monitorizarea sistemelor energetice	Server de aplicatii ce gazduieste managementul sistemului de monitorizare a sistemelor energetice care evalueaza informatiile primite de la sincrofazori pentru a obtine informatii despre stabilitatea dinamica a retelei	
7.	OMS – Sistem de management al intreruperilor in alimentarea in energie electrica	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 retelei etc).	
8.	DRMS – Sistem de 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	

Definiții și termeni specifici conceptului Smart Grid

		energie ca raspuns la lipsa de energie sau la preturile ridicate ale acesteia. Un DMS poate avea interfete cu alte DMS.
9.	AMI – Sistem de infrastructura de masurare avansata	Un sistem care actioneaza ca un back-end pentru comunicatia de masurare si controleaza si monitorizeaza comunicarea cu dispozitivele de masurare. Datele colectate sunt furnizate catre alte sisteme cum ar fi un sistem de gestionare al datelor masurate
10.	Sistem de management al Pietei de Energie	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 rețea, dintr-o locatie centralizata, in mod obisnuit un centru de control. Un SMM poate avea interfete cu alte SMM.
11.	Sistem de monitorizare a starii 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 asigură comunicarea cu statiile pentru monitorizarea si controlul rețelei.
13.	Control secundar al productiei	Aplicatie care monitorizează frecvența și schimbul de energie prin rețea si generează valori predefinite pentru generatoarele controlate cu scopul de a mentine parametrii doriti.
14.	Portalul clienților si sistemul informațional pentru clienți	Aplicație web-server care permite clienților să se înregistreze și să se autentifice pentru a obține informații despre tarife, consumul de energie etc.
15.	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.
16.	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
17.	HVDC Control	Control pentru liniile HVDC, astfel încât circulația de putere activă sau reactivă este ajustată în funcție de valorile de referință primite.
18.	E-Mobility systems – system services for TSO	Vehicule electrice ale caror acumulatori pot fi folositi pentru servicii de system atunci cand acestea sunt conectate la rețea.

Definiții și termeni specifici conceptului Smart Grid

19.	Transformator de putere	Un aparat static cu două sau mai multe înfășurări care, prin inducție electromagnetică, transformă un 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]	[2] SR EN 60076-1 – Transformatoare de putere. Partea 1: Generalitati
20.	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
21.	Descărcător	Aparat destinat protecției aparatajului electric împotriva supratensiunilor tranzitorii, și, frecvent, limitării duratei și amplitudinii curentului de însoțire. DRV – descarcător cu rezistența variabilă – descarcător cu oxizi metalici fără eclatoare – descarcător 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 – Descarcatoare Partea 7 Glosar de termeni și definiții
22.	Înteruptor	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
23.	Separator	Aparat mecanic de comutație, care asigură, în poziție deschis, o distanță de separare corespunzătoare condițiilor specificate [5]	[5] SR EN 62271-1 - Aparataj de înaltă tensiune. Partea 1: Specificații comune
24.	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
25.	Condensator	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
26.	FACTS – Sistem flexibil de transmisie AC	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	

Definiții și termeni specifici conceptului Smart Grid

		de transport a acesteia. Este în general, un sistem bazat pe electronic de putere. În ciuda denumirii, sistemele FACTS pot fi folosite și în rețelele de distribuție.	
27.	LIT	Linii electrice de înaltă tensiune	[6]IEV 436-01-04
	LEA	Linie electrică aeriană – o linie electrică a cărei conductori sunt susținuți deasupra solului, în general prin intermediul izolatoarelor și suporturilor.	
	LEC	Linie electrică în cablu – o linie electrică conductoare izolate, îngropate direct în pământ, sau dispuse în cabluri, țevi, jgheaburi etc.	[7]IEV 436-01-03
28.	Sistem de prognoză și observare a vremii	Un sistem de prognoză și observare a vremii 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.	
29.	Releu	Releu elementar – releu de tip “tot sau nimic” funcționează fără întârziere intenționată	[5]IEV 444-01-03
		Releu electromecanic – releu electric în care răspunsul rezultă în principal prin mișcarea elementelor mecanice	[6]IEV 436-01-04
		Releu electromagnetic - releu electromagnetic în care răspunsul intenționat este produs prin intermediul forțelor electromagnetice.	[7]IEV 436-01-03
30.	RTU (Unitate terminală de distanță)	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
31.	Servicii interne	Servicii Interne (baterii de acumulate, grupuri electrogene, dulapuri SI, redresoare,, invertoare).	
32.	Sistem de monitorizare a stării echipamentelor	Un sistem sau aplicație care monitorizează “starea de sănătate” a echipamentelor de rețea pentru a detecta anticipat defecțiunile cu scopul de a prelungi durata de viață a echipamentelor	
33	Impactul riscului	Impactul pe care o posibilă bresă în securitatea	

Definiții și termeni specifici conceptului Smart Grid

		informațiilor îl are asupra operațiunilor sau eficienței organizației sau asupra clienților sau cetățenilor.	
34	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;	
35	Înregistrare	Aplicație în cadrul unui sistem de piață a energiei care gestionează înregistrarea utilizatorilor pentru piață și monitorizează tranzacțiile pe piața de energie	
36	Stabilire	Aplicație în cadrul unui sistem de piață a energiei care memorează informațiile comerciale din tranzacțiile energetice executate.	
37	Managementul pieței de energie	Aplicație a sistemului care gestionează toate tranzacțiile și fluxurile de lucru necesare implementării unei piețe de energie	
38	Aplicații de comercializare a energiei electrice	Aplicațiile care se utilizează pentru tranzacționarea energiei pe piețele corespunzătoare sprijină dispecherul 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.	
39	Sistem de planificare a resurselor întreprinderii	Sistemele de planificare a resurselor pentru întreprinderi integrează informații de management interne și externe într-o întreagă organizație, cuprinzând finanțe / contabilitate, producție, vânzări și servicii, managementul relațiilor cu clienții etc.	
40	Programarea/Prognoza producției	Aplicație care derivă din programul optim de funcționare a centralelor electrice pentru a reduce costurile	
41	Planificare energie PRE	Aplicație care planifică achiziția de energie a pentru a satisface cererea de energie a consumatorilor.	
43	Platforma de date de operare	Sistem de stocare de date sau aplicație care permite schimbul de informații descrise utilizând modelul de date de operare.	
Domeniile SGAM			
44	Generare (vrac)	Reprezentarea generării de energie electrică în cantități vrac, centrale conectate în mod normal la rețeaua de transport, cum ar fi centralele pe bază de combustibili fosili, centralele nucleare și hidroelectrice, parcurile eoliene off-shore,	[1] Primul Set de Standarde Smart Grid (2012)
45	Transport	Reprezentarea infrastructurii care transportă energie electrică pe distanțe lungi	
46	Distribuție	Reprezentarea infrastructurii care distribuie energie electrică către consumatori	
47	DER (Resurse energetice 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	

Definiții și termeni specifici conceptului Smart Grid

		3 kW și 10 000 kW). Aceste resurse energetice distribuite pot fi controlate direct de ex. un OTS, DSO	
48	Clienți	Acest domeniu găzduiește atât utilizatorii finali de energie electrică cât și producătorii locali de energie electrică. Domeniul include sectorul industrial, comercial și rezidențial (ex: fabrici, aeroporturi, porturi, mari centre comerciale, case). Domeniul include de asemenea producția de energie fotovoltaică, baterii, microturbine etc)	
49	Index de sanătate active	poate fi definit ca: <ul style="list-style-type: none"> - O metoda de măsurare a a „stării de sanătate” globală a unui activ; - O modalitate de comparare a diferitelor active si claselor de active intr-o maniera consecventă. 	
Zone SGAM			
50	Process(Proces)	Reprezentarea transformărilor fizice, chimice sau spațiale ale energiei (electricitatea, energia solară, căldura, apa, vântul ...) și echipamentele fizice implicate direct (de exemplu: generatoare, transformatoare, întrerupătoare, linii aeriene, cabluri, sarcini electrice, servomotoare care sunt parte sau direct conectate la proces ...)	[1] Primul Set de Standarde Smart Grid (2012)
51	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	
52	Station (Stație)	Reprezentarea nivelului de agregare la nivel de câmp (ex: concentrator de date, agregare funcțională, automatizare stații, sisteme SCADA locale etc)	
53	Operation (Activitate)	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 microrețelelor, sisteme virtuale de gestionare a centralelor electrice (agregarea mai multor resurse distribuite de energie), vehicule electrice etc.	
54	Enterprise (Intreprindere)	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.	
55	(A) Reteaua de acces a	Rețelele care oferă acces general la scară largă	

Definiții și termeni specifici conceptului Smart Grid

	utilizatorilor interni	(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).
56	(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
58	(C) Field Area Networks	Sunt rețele de la nivelul superior al rețelelor de distribuție, acestea oferă conectivitate în două moduri: direct prin intermediul centrelor de control prin intermediul WAN sau direct prin intermediul stațiilor primare.
59	(D) Rețelele de tip Low-end	Sunt rețelele din interiorul stațiilor secundare sau stație de transformare MT/IT. Acestea conectează de obicei RTU-uri, întreruptoare sau diferiți senzori de monitorizare a calității energiei.
60	(E) Rețeaua de comunicații din stație	Rețeaua din interiorul unei stații de distribuție primară sau din interiorul unei stații din rețeaua de transport. În interiorul stației, rețelele pot să cuprindă între una sau trei magistrale (magistrala de sistem, magistrala de proces și magistrala de servicii multiple).
61	(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.
62	(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
63	(H) Rețele de întreprinderi	Sunt rețelele din întreprinderi sau campusuri
64	(I) Rețelele de echilibrare –	Sunt rețelele care interconectează operatorii de producție și producătorii independenți cu partea

Definiții și termeni specifici conceptului Smart Grid

		responsabilă cu echilibrarea
65	(J) Rețele de interconectare -	Sunt rețelele care interconectează coordonatorii regionali de fiabilitate cu operatori, cum ar fi operatorii de transport și producătorii de energie electrică, precum și rețelele care conectează piețele angro de energie electrică cu participanții la piața de energie
66	(K) Rețele trans-regionale / trans-naționale –	Sunt rețelele care interconectează rețelele sincrone pentru schimbul de energie, precum și rețelele emergente la nivel național sau chiar continental pentru monitorizarea rețelei, gestionarea fluxului energetic și piețele energiei regenerabile naționale sau continentale . Asemenea rețele încep să se dezvolte.
67	(L) Rețele metropolitane – Sunt rețele care pot utiliza infrastructuri publice sau private.	Sunt rețele care pot utiliza infrastructuri publice sau private.
68	(M) Rețele industriale	Sunt rețele care interconectează echipamente de control al proceselor, în principal pentru producția de energie în domeniul rețelelor Smart Grid
69	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.
70	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 IT; cu alte cuvinte, tehnologia la frontierele cunoașterii.

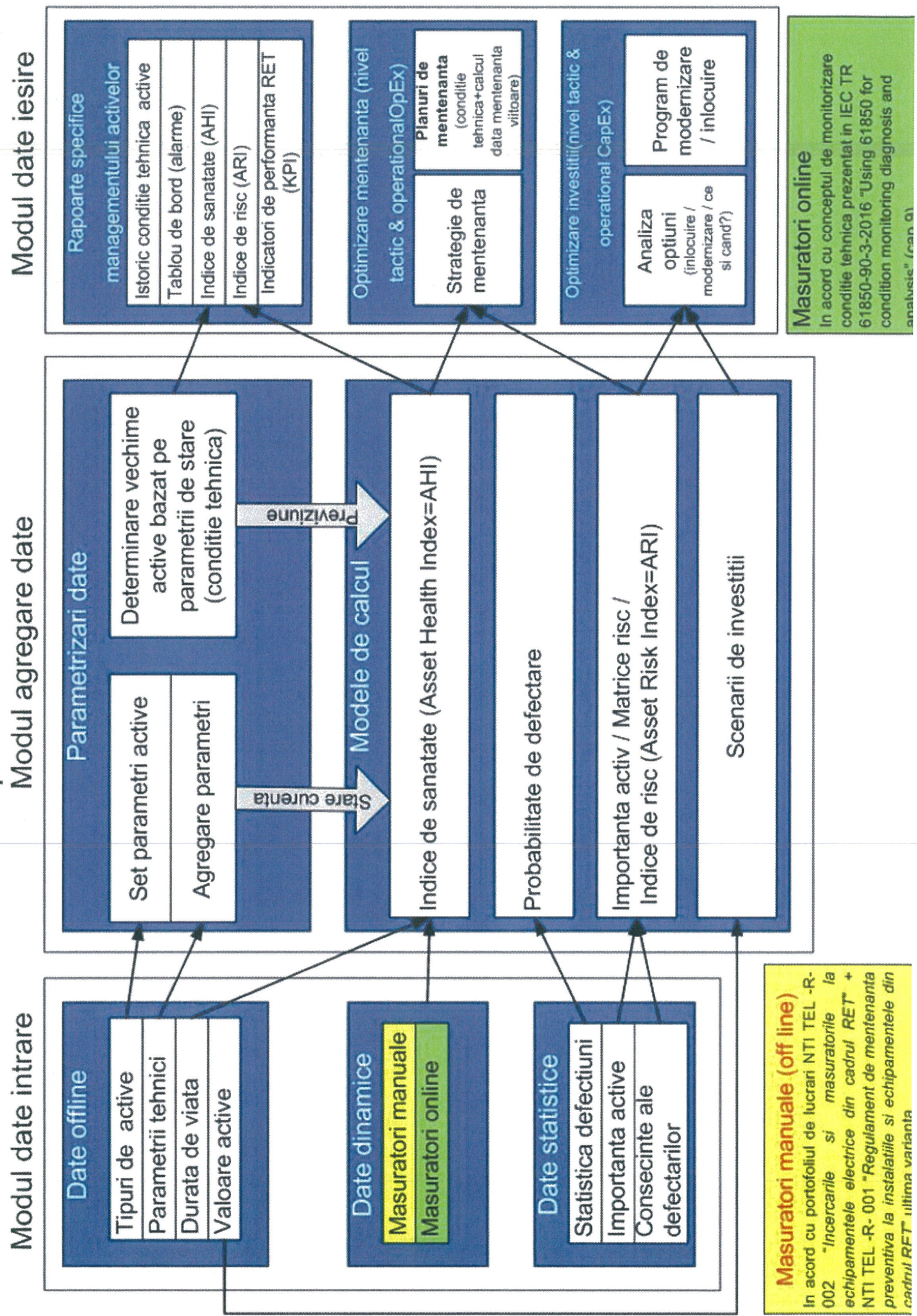
**Lista sistemelor principale care fac parte din standardul “Smart Grid”
si numarul de corespondenta din arhitecturile “Smart Grid”**

Nr. de corespondenta in arhitecturi	Denumirea in engleza (conf. Standardelor Smart Grid)	Sisteme Smart Grid specifice CNTEE Transelectrica SA	Operatorul administrator al sistemului
1	Generation management system	Sistemul de management al productiei	Operatorul de Sistem (DEN)
2	SAS (Substation automation system)	SCCPA – Sistemul de Comanda Control Protectii si Automatizari	Operatorul de Sistem (DEN)
3	WAMS (Wide area monitoring system)	Sistemul de monitorizare a oscilatiilor interzonale	Operatorul de Sistem (DEN)
4	EMS SCADA system	Sistemul de management al energiei si de supraveghere, control si achizitie de date	Operatorul de Sistem (DEN)
5	FACTS (Flexible AC transmission system)	Sistemul echipamentelor flexibile de transport in curent alternativ	Operatorul de Sistem (DEN)
6	PQCS (Power quality control system)	Sistemul de control al calitatii energiei electrice	Operatorul de Masurare (OMEPA)
7	DER management system	Sistemul de management al resurselor de energie distribuite	Operatorul de Sistem (DEN)
8	Storage management system	Sistemul de management al sistemelor de stocare	Operatorul de Sistem (DEN)
9	AMI (Advanced Metering Infrastructure System)	Sistemul de contorizare local de balanta	Operatorul de Masurare (OMEPA)
10	MDMS (Meter data management system)	Platforma de telecontorizare pe piata angro de energie electrica	Operatorul de Masurare (OMEPA)
11	DRMS (Demand-Response / Load management system)	Sistem de management al curbei de sarcina	Operatorul de Sistem (DEN)
12	Marketplace system	Sistemul pietei de echilibrare	Operatorul Pietei de Echilibrare
13	Trading system	Sistemul de tranzactionare a energiei	Operatorul Pietei de Echilibrare
14	Condition Monitoring system	Sistemul de monitorizare a starii echipamentelor	Operatorul de Transport
14.1	Power Transformers	Unitati de transformare (autotransformator, transformator) si bobine de compensare	Operatorul de Transport
14.2	Gas Insulated Substation	Statie GIS (izolata cu gaz)	Operatorul de Transport
14.3	Disconnecter	Separator	Operatorul de Transport
14.4	Circuit Breaker	Intreruptor	Operatorul de Transport
14.5	Capacitor	Baterii de condensatoare	Operatorul de Transport
14.6	Surge Arrester	Descarcator	Operatorul de Transport
14.7	HVL (Highvoltage Lines)	Linii de inalta tensiune (LEA/LEC)	Operatorul de Transport
14.8	Instrument Transformers	Transformatoare de masura	Operatorul de Transport
14.9	FACTS (Flexible AC Transmission Systems)	Echipamente flexibile de transport in curent alternativ	Operatorul de Transport
14.10	Auxiliary Services	Servicii interne	Operatorul de Transport
14.11	Weather forecast and observation equipment	Statie meteo (echipament al sistemului de prognoza si supraveghere meteorologica)	Operatorul de Transport
15	Communication network management system +	Sistemul de management al retelelor de comunicatii si al functiilor adiacente	Operatorul Infrastructurii IT&C (DTIC) + Operatorul de

**Lista sistemelor principale care fac parte din standardul “Smart Grid”
si numarul de corespondenta din arhitecturile “Smart Grid”**

	crosscutting functions (Telecommunication, Security, EMC, Power Quality)	(telecomunicatii, securitate, compatibilitate electromagnetica, calitate a energiei electrice)	Transport
16	Weather forecast and observation system	Sistemul de prognoza si supraveghere meteorologica	Operatorul de Transport
17	Authorization and Accounting system	Sistemul de autorizare si gestiune	Operatorul Infrastructurii IT&C (DTIC)
18	Authentication system	Sistemul de autentificare	Operatorul Infrastructurii IT&C (DTIC)
19	Device remote configuration system	Sistemul de configurare de la distanta al echipamentelor	Operatorul Infrastructurii IT&C (DTIC)
20	Clock reference system	Sistemul de referinta a timpului (de unificare a timpului global si de sincronizare a ceasurilor pentru toate sistemele Smart Grid)	Operatorul Infrastructurii IT&C (DTIC)
21	Field Force	Echipe de interventie (din teren)	Operatorul de Transport
22	EAS ENTSO-E	Sistemul european de alarmare preventiva	Operatorul de sistem (DEN)
23	International data transfer information node (ETSO)	Nodul de informatii privind transferul de date international	Operatorul de sistem (DEN)
24	GIS (Geographic Information System)	Sistemul de informatii geografice (pozitie in teren a echipamentelor)	Operatorul de Transport
25	ERP (Enterprise Resource Planning)	Sistemul de planificare a resurselor	Operatorul de Transport
26	Customer portal & CIS (Customer Information System)	Portalul clientilor si sistemul informational pentru clienti	Operatorul de Transport
27	Asset management system	Sistemul de management al activelor	Operatorul de Transport

Concept TEL "Index de sanatate"



Masuratori manuale (off line)
 In acord cu portofoliul de lucrari NTI TEL -R-002 "Incarcarile si masuratorile 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" (cap. 9)

Concept „Matricea de determinare a riscurilor” la Linile Electrice in Cablu

1. Concept „Matrice determinare riscuri”

Conceptul „Matrice determinare riscuri” este prezentat in **Figura 1**.

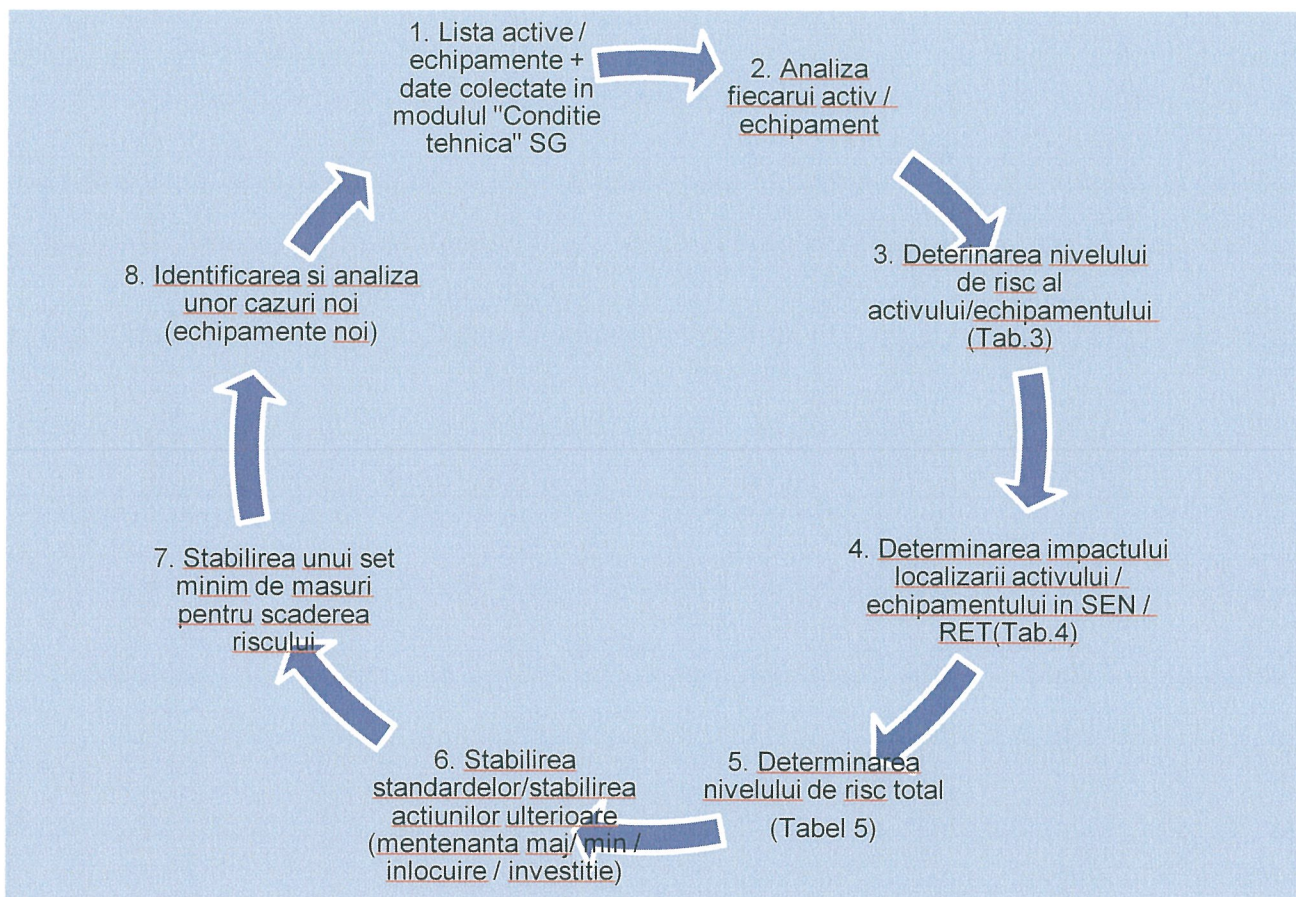


Figura 1. Concept general „Matrice determinare riscuri”

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 „Matrice determinare riscuri”

2.1. Colectarea și clasificarea datelor specifice LEC

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

Pentru fiecare astfel de activ/echipament 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” la Linile Electrice in Cablu

2.2. Analiza fiecarui 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: Impactul/ Nivelul 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	Echipe de inalta tensiune in current continuu	HVDC – High Voltage DC	Activ viitor.	5
3	Unitati de transformare (autotransformator, transformator, bobina de compensare)	Power Transformer	Activ existent.	5

**Concept „Matricea de determinare a riscurilor” la
Linii Electrice in Cablu**

4	Statie GIS	Gas Insulated Substation	Activ existent.	5
5	Sisteme flexibile de transport in current alternativ	FACTS – Flexible AC Transmission System	Activ viitor.	5
6	Linii electrice de inalta tensiune	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 acumulare, 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 starii 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 LEC (importanta LEC in SEN)

Concept „Matricea de determinare a riscurilor” la Liniile Electrice in Cablu

Nivelul de risc asociat localizării LEC se va stabili în funcție de stația în care este montat cablul.

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 oportună 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.

Toate activele / echipamentele noi vor fi supuse aceluși 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);
- Politică CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Smart Grid 2018-2027 (ianuarie 2018).

Cerinte privind securitatea sistemului informatic in retelele electrice inteligente (Smart Grid Information Security)

1. Notiuni generale

Sistem informatic este sistemul care permite culegerea si introducerea automata a datelor de diferite tipuri, stocarea, prelucrarea, extragerea si transmiterea informatiilor. (senzori, servere, echipamente de stocare, echipamente de arhivare, echipamente de retea de comunicatii, terminale periferice, etc.)

Securitatea sistemului informatic necesita o abordare globala de gestionare a riscurilor in care amenintarile si masurile sunt luate in considerare din punct de vedere:

- tehnic;
- proces;
- si personal.

Aplicarea securitatii sistemului informatic in implementarea retelelor electrice inteligente (Smart Energy Grid) poate oferi o protectie substantiala atunci cand este construita conform standardelor internationale.

Securitatea sistemului informatic necesita un efort continuu de a integra:

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

Conform IEC 27002 / 2005, securitatea sistemului informatic reprezinta protejarea informatiei de o gama larga de amenintari, pentru a asigura continuitatea, a minimiza riscul, a maximiza randamentul investitiilor si oportunitatilor in respectiva afacere.

2. Niveluri de securitate

Stabilitatea retelei electrice europene a fost aleasa ca referinta pentru a defini nivelurile de securitate (Tabel 1) si pentru a crea o punte intre managementul retelelor electrice si securitatea informatiei. 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 stabilitatii retelei electrice Europene Exemple de niveluri de securitate
5	Foarte Critic	Active ale caror perturbari/intreruperi conduc la o pierdere de putere de peste 10 GW (Pierderi > 10 GW) <i>Incident paneuropean</i>
4	Critic	Active ale caror perturbari/intreruperi conduc la o pierdere de putere de peste 1 GW si pana la 10 GW inclusiv (1 GW < Pierderi ≤ 10 GW) <i>Incident european/national</i>
3	Ridicat	Active ale caror perturbari/intreruperi conduc la o pierdere de putere de peste 100 MW si pana la 1 GW inclusiv (100 MW < Pierderi ≤ 1 GW) <i>Incident national/regional</i>

**Cerinte privind securitatea sistemului informatic in retelele 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.

Cerinte privind securitatea sistemului informatic in retelele electrice inteligente (Smart Grid Information Security)

3.1. Standardele pentru cerinte

Standardele pentru cerinte 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 solutii

Standardele pentru solutii 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.

Cerinte privind securitatea sistemului informatic in retelele electrice inteligente (Smart Grid Information Security)

4. Maparea standardelor de securitate pe arhitectura Smart Grid

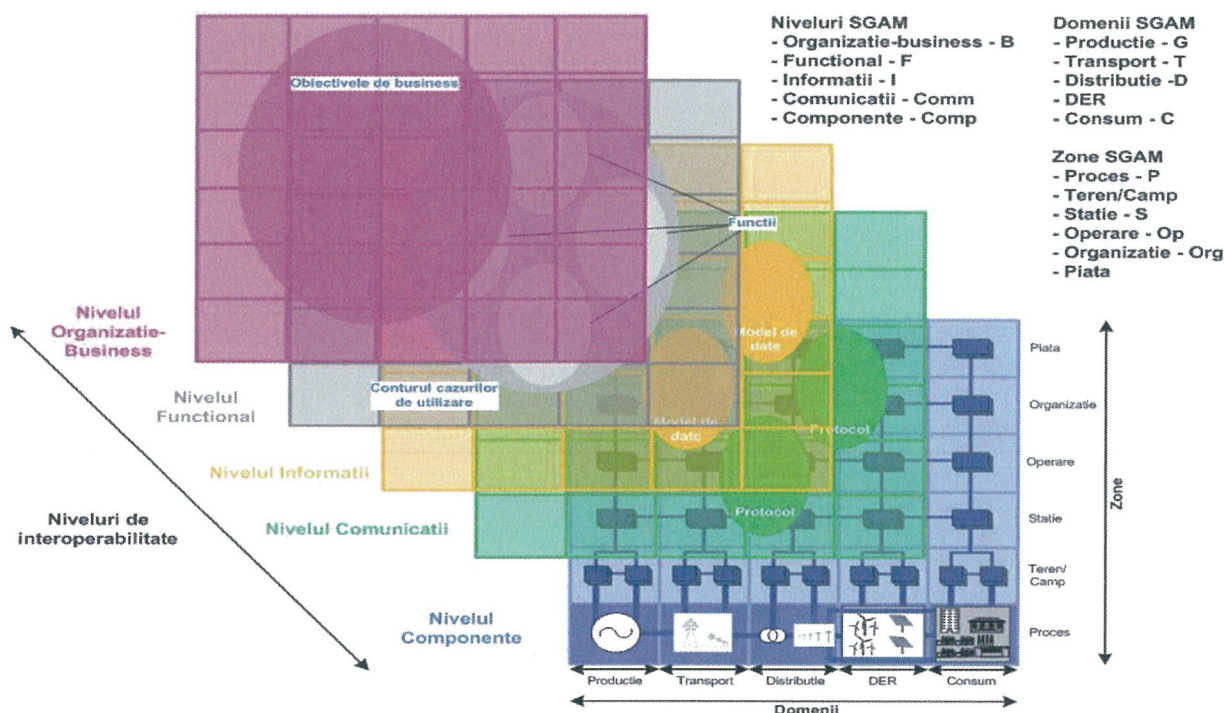


Figura 3 – Modelul de Arhitectura Smart Grid (SGAM) – Niveluri, Domenii si Zone

Figura 3 a fost prezentată numai pentru a introduce abrevierile care au fost utilizate pentru maparea standardelor pe arhitectura Smart Grid, conform tabelului următor. Acestea rezumă investigația detaliată și arată aplicabilitatea generală a standardelor considerate în arhitectura Smart Grid.

4.1. Maparea standardelor pentru cerințe

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, Piața
7	ISO/IEC 27002	B, F, I	T	Org, Piața, 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, Piața
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

Cerinte privind securitatea sistemului informatic in retelele 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 domeniu si care pot fi direct aplicabile.

Cerinte privind securitatea sistemului informatic in retelele 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.

Cerinte privind securitatea sistemului informatic in retelele electrice inteligente (Smart Grid Information Security)

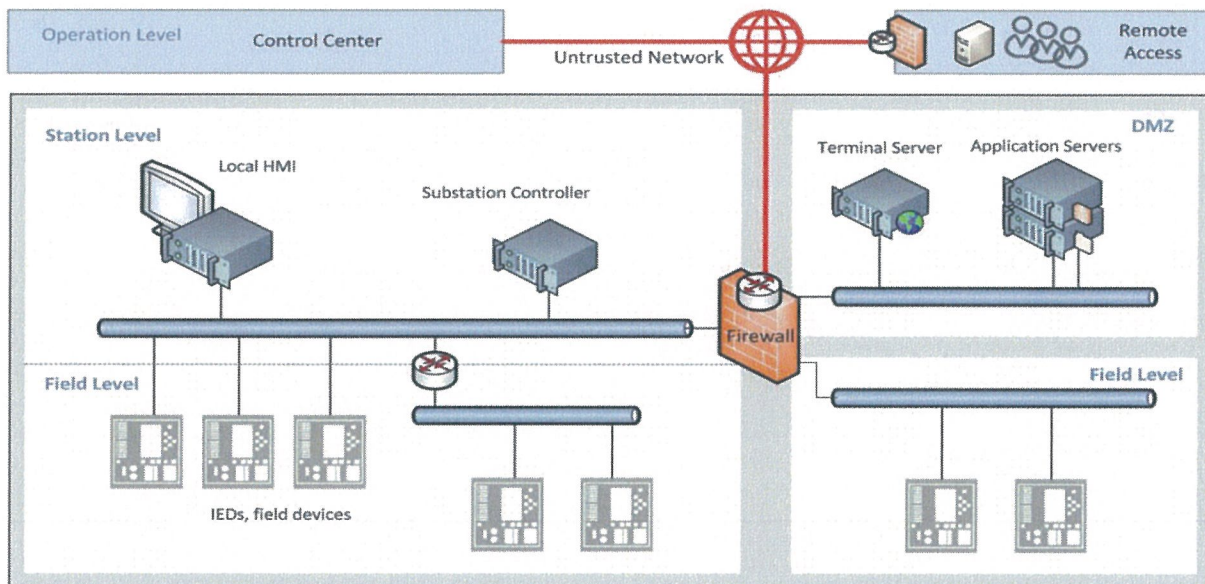


Figura 4 – Componentele generale ale unei statii electrice

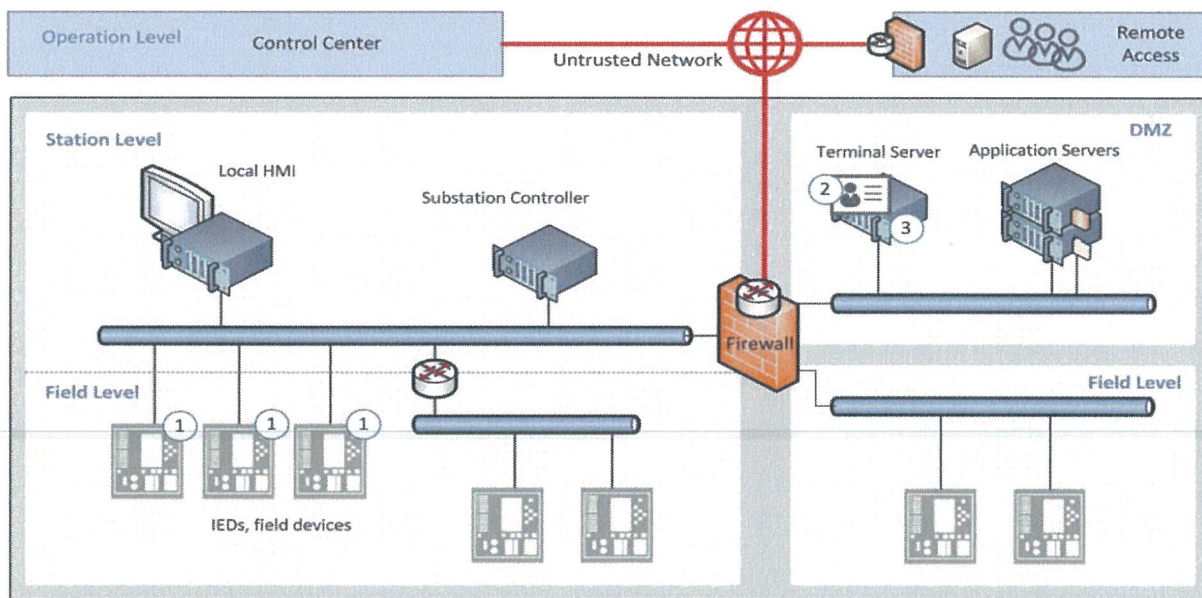


Figura 5 – Exemplu de locatii pentru autentificarea accesului personalului tehnic

**Cerinte privind securitatea sistemului informatic in retelele electrice inteligente
(Smart Grid Information Security)**

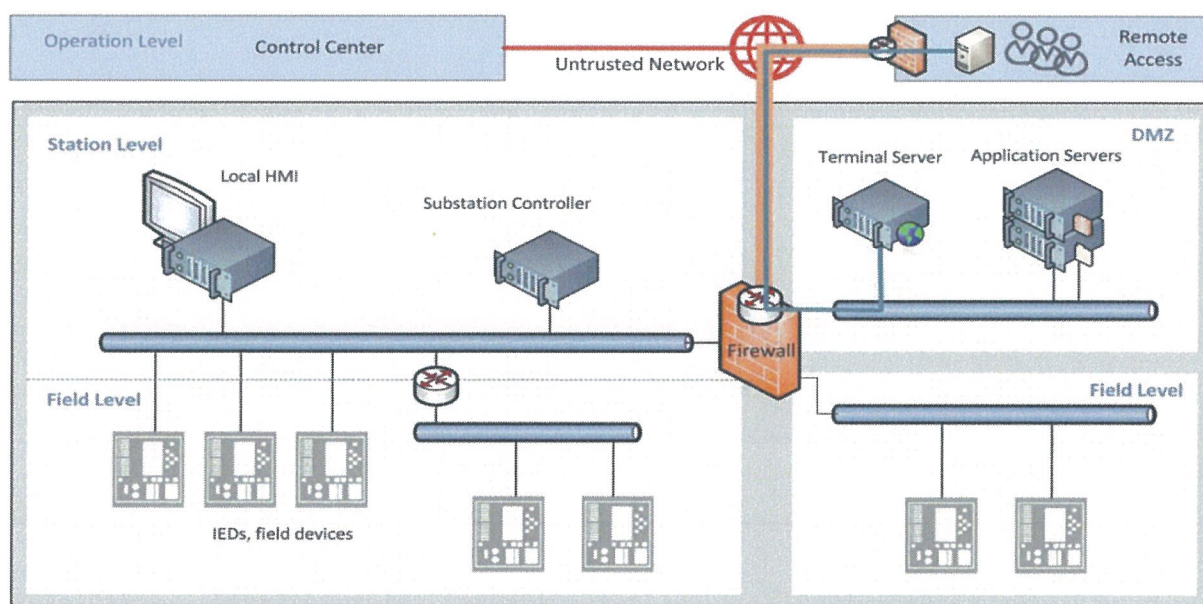


Figura 6 – Imaginea de ansamblu a accesului de la distanta

Caracteristici modul Management Active (Asset Management)

Realizarea bazei de date a activelor, specifica unui sistem de monitorizare a conditiei tehnice

Etape de implementare:

- etapa 1: Implementare si populare CMDB si KEDB
- etapa 2: Implementare module de service management si Implementare User Interface
- etapa 3: Implementare aplicatii specifice categoriilor de active
- etapa 4: implementare Business Intelligence.
- etapa 5: Integrare cu alte sisteme (cele din dreapta, de la GIS la DM)

A. Notiuni generale

1. **Configuration Item (CI)** – componenta unitara indivizibila functional; in cazul de fata, toate activele sunt CI-uri.
2. **Configuration Record (CR)** – inregistrările cu privire la fiecare CI in parte.
3. **Configuration Management Database (CMDB)** – baza de date ce contine CI-urile cu CR-urile aferente fiecarui CI, precum si relatiile dintre CI-uri.
4. **Incident** – comportament aberant, disfunctionalitate inregistrata la nivelul unui CI.
5. **Problema** – Incident recurent, caracterizat prin cauze; se considera recurenta si daca este vorba despre active diferite daca au o cauza comuna.
6. **Known Error Database (KEDB)** – baza de date, inclusa in CMDB care sunt descrise incidentele.
7. **Service Level Agreement (SLA)** – document formal care defineste cantitativ parametrii unui serviciu, asumat atat de catre beneficiar, cat si de catre prestator; prestatorul este o organizatie distincta.
8. **Operational Level Agreement (OLA)** – document formal care defineste cantitativ parametrii unui serviciu, asumat atat de catre beneficiar, cat si de catre prestator; prestatorul este o entitate ce face parte din aceeasi organizatie ca si beneficiarul.

B. Descriere – Configurare active / Configuration Item (CI)

Se considera a fi un activ orice element al arhitecturii organizatiei care poate functiona independent.

Baza de date din platforma de asset management (CMDB- Conditioning Monitoring Data Base) va avea doar o suprapunere partiala cu baza de date din sistemul ERP(Enterprise Resource Planning):

1. vor exista active prezente in sistemul ERP, dar care nu apar in sistemul EAM (Enterprise Asset Management);
2. vor exista active prezente in sistemul EAM, dar care nu sunt prezente in ERP (cele care nu au valoare cuantificabila financiar),
3. vor exista active inregistrate diferit in cele doua baze de date (intr-o baza de date se poate inregistra un activ compus, in alta – fiecare componenta ca activ distinct).

C. Surse ale Configuration Records (CR)

Informatiile definite ca si CR pot avea urmatoarele surse:

1. Informatii importate dintr-un alt sistem informatic la data definirii CI in CMDB.
2. Informatie introdusa manual la data definirii CI in CMDB,
3. Informatii actualizate prin import dintr-un alt sistem informatic, in timp real,
4. Informatii introduse manual, ca actualizare a altor informatii deja existente.

D. Structura CR

Pentru fiecare CI se vor inregistra cel putin urmatoarele informatii / categorii de informatii in CMDB sau KEDB dupa caz:

1. *Informatii privind provenienta activului:*
 - a. Furnizor.

Caracteristici modul Management Active (Asset Management)

- b. Data achizitie (contractare).
 - c. Cost achizitie
 - d. Data receptie.
 - e. Data punere in functiune.
 - f. Valoare actualizata.
 - g. Perioada de garantie.
 - h. Furnizorul serviciilor de garantie.
 - i. Descrierea serviciilor de garantie.
2. *Informatii privind natura activului:*
- a. Nume activ.
 - b. Descriere tehnica activ (carti tehnice, manuale de utilizare, manual de intretinere, etc.).
 - c. Clasa.
 - d. Tip.
 - e. Model.
 - f. Numar de inventar.
3. *Informatii privind destinatia activului:*
- a. Localizare activ (GIS)
 - b. Utilizator (entitate organizationala si angajat).
 - c. Durata de functionare (intre ora si ora, sau 24/7).
 - d. Activitati in care este utilizat activul (activitate – nr de ore / zi) – *necesar pentru a putea definite activitatile ca centre de cost.*
 - e. Impactul disfunctiei activului asupra activitatilor in care este utilizat (poate sa constea in intreruperea activitatii, in diminuarea unui output, sau poate chiar sa nu aiba impact, daca exista redundanta 100%).
 - f. Informatii privind necesarul de functionare (intervale orare in care activul trebuie sa functioneze, intervale orare in care intreruperea functionarii este permisa, cu precizarea intervalului, si a duratei maxime a intreruperii functionarii).
4. *Informatii privind mentenanta activului:*
- a. Tipul de mentenanta.
 - b. Tipul furnizorului serviciilor de mentenanta (extern, intern).
 - c. Numele furnizorului serviciilor de mentenanta.
 - d. Activitati de mentenanta:
 - i. Numele activitatii.
 - ii. Descrierea activitatii.
 - iii. Periodicitatea cu care se realizeaza (daca e cazul).
 - iv. Responsabilitati (pe sistem matrice RACI).
 - v. Resurse utilizate pentru realizarea activitatii (cu precizare daca resursa e consumabila).
 - vi. Costul activitatii.
 - e. SLA / OLA (dupa caz).
 - f. Perioada de valabilitate a SLA / OLA (durata contractuala, daca e vorba de SLA, perioada la care a inceput OLA daca e vorba de OLA; perioada de valabilitate nu curge neaparat imediat dupa PIF – unele activitati pot fi acoperite de garantie, si intra in mentenanta dupa expirarea garantiei).
5. *Informatii privind indicele de sanatate a activului; se vor avea in vedere:*
- a. Elemente de stare (parametrii monitorizati in timp real – unde e cazul, parametrii verificati periodic – unde e cazul).
 - b. Elemente de istoric al activului (defectiuni anterioare, mentenante, inlocuiri ale unor componente).
6. *Informatii privind istoricul activului:*
- a. Sarcini de mentenanta preventiva sau predictiva realizate (trebuie confirmate de catre utilizator):
 - i. Data.

Caracteristici modul Management Active (Asset Management)

- ii. Responsabil.
 - iii. Elemente constatate (inainte si dupa realizarea activitatii).
 - b. Sarcini de mentenanta corectiva realizate:
 - i. Data si ora sesizarii incidentului.
 - ii. Autorul sesizarii incidentului (poate fi si o aplicatie care monitorizand un activ in timp real, declanseaza un incident).
 - iii. Modalitatea sesizarii (telefon, fax, mail, alerta, web, etc.).
 - iv. Nr. de inregistrare al sesizarii.
 - v. Comportamentul aberant sesizat de catre autor.
 - vi. Alocarea sarcinii de catre seful entitatii organizatorice responsabile cu remedierea catre personalul tehnic responsabil (nr. sarcinii de serviciu, data si ora).
 - vii. Data si ora la care incepe investigarea incidentului.
 - viii. Comportamentul aberant sesizat de catre personalul tehnic responsabil cu remedierea.
 - ix. Cauzele identificate de catre personalul tehnic responsabil cu remedierea.
 - x. Solutia implementata de catre personalul tehnic responsabil cu remedierea.
 - xi. Tipul solutiei (temporara sau definitiva).
 - xii. Resurse utilizate in remediere (se vor mentiona consumabilele).
 - xiii. Comportamentul activului post remediere (mai prezinta sau nu comportamente aberante).
 - xiv. Data si ora finalizarii remedierii (confirmate de catre utilizator).
 - xv. Costul activitatii de remediere.
 - xvi. Actualizari ulterioare ale cauzei producerii incidentului (daca difera de cele asumate in diagnoza initiala).
 - xvii. Durata de la sesizare la demararea investigatiei (se calculeaza automat).
 - xviii. Durata de la demararea investigatiei la remediere (se calculeaza automat).
 - xix. Durata de la sesizare la remediere (se calculeaza automat).
 - c. Cel mai scurt interval de timp intre doua incidente ce au afectat acelasi activ.
 - d. Cel mai lung interval de timp intre o sesizare si remedierea aferenta.
 - e. Durata totala de nefunctionare intr-un an (masurata in ore si procente).
 - f. Costul total al mentenantei preventive / predictive pentru activ / an.
 - g. Costul total al mentenantelor corective pentru activ / an.
 - h. Costul total al mentenantei pentru un an (include costul mentenantei preventive / predictive si costul mentenantei corective).
7. *Informatii privind relatiile cu alte active:*
- a. Active cu care activul in cauza are relatii orizontale (ex intre mai multe periferice ale aceluiasi sistem).
 - b. Active cu care activul in cauza are relatii verticale (ex intre un periferic si sistem).
 - c. Active cu care activul in cauza schimba informatii in format digital (daca e cazul).
 - d. Active a caror functionare depinde de functionarea activului in cauza.
 - e. Active de a caror functionare depinde functionarea activului in cauza.
8. Elemente de risc:
- a. Cuantificarea riscului de disfunctie a activului (pornind de la indicele de sanatate si de la istoric).
 - b. Cuantificarea impactului pe care disfunctia activului il are la nivelul activitatilor (pornind de la impactul disfunctiei activului asupra activitatilor in care este utilizat, necesarul de functionare, pierderile cauzate prin disfunctie).

Caracteristici modul Management Active (Asset Management)

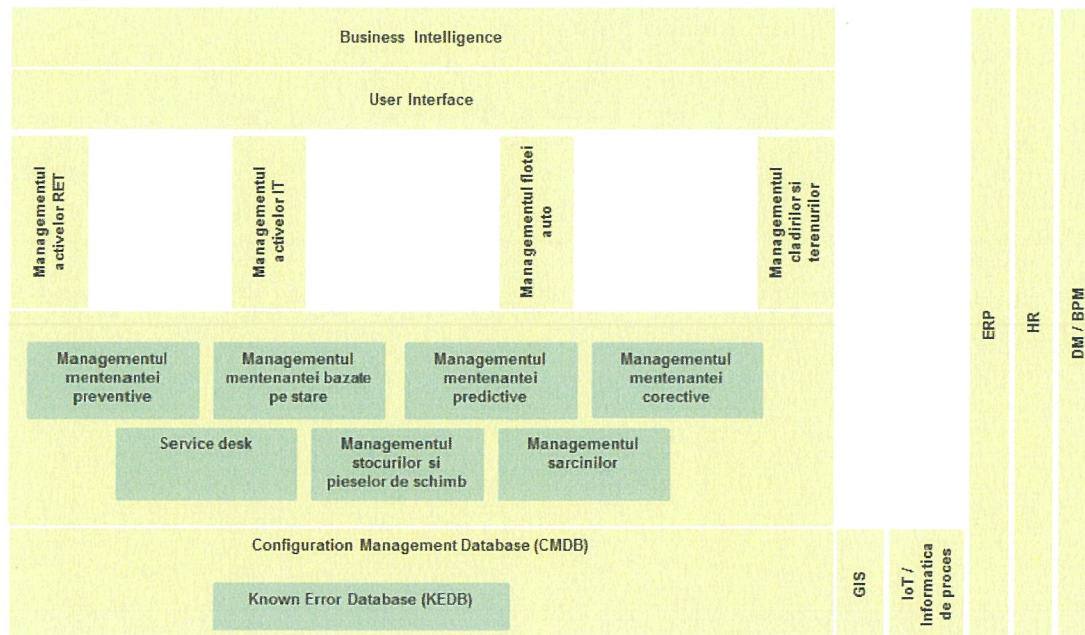
- c. Impact probability matrix pornind de la riscul de disfunctie a activului si impactul pe care disfunctia activului il are la nivelul activitatilor.

E. Elemente de natura tehnologica

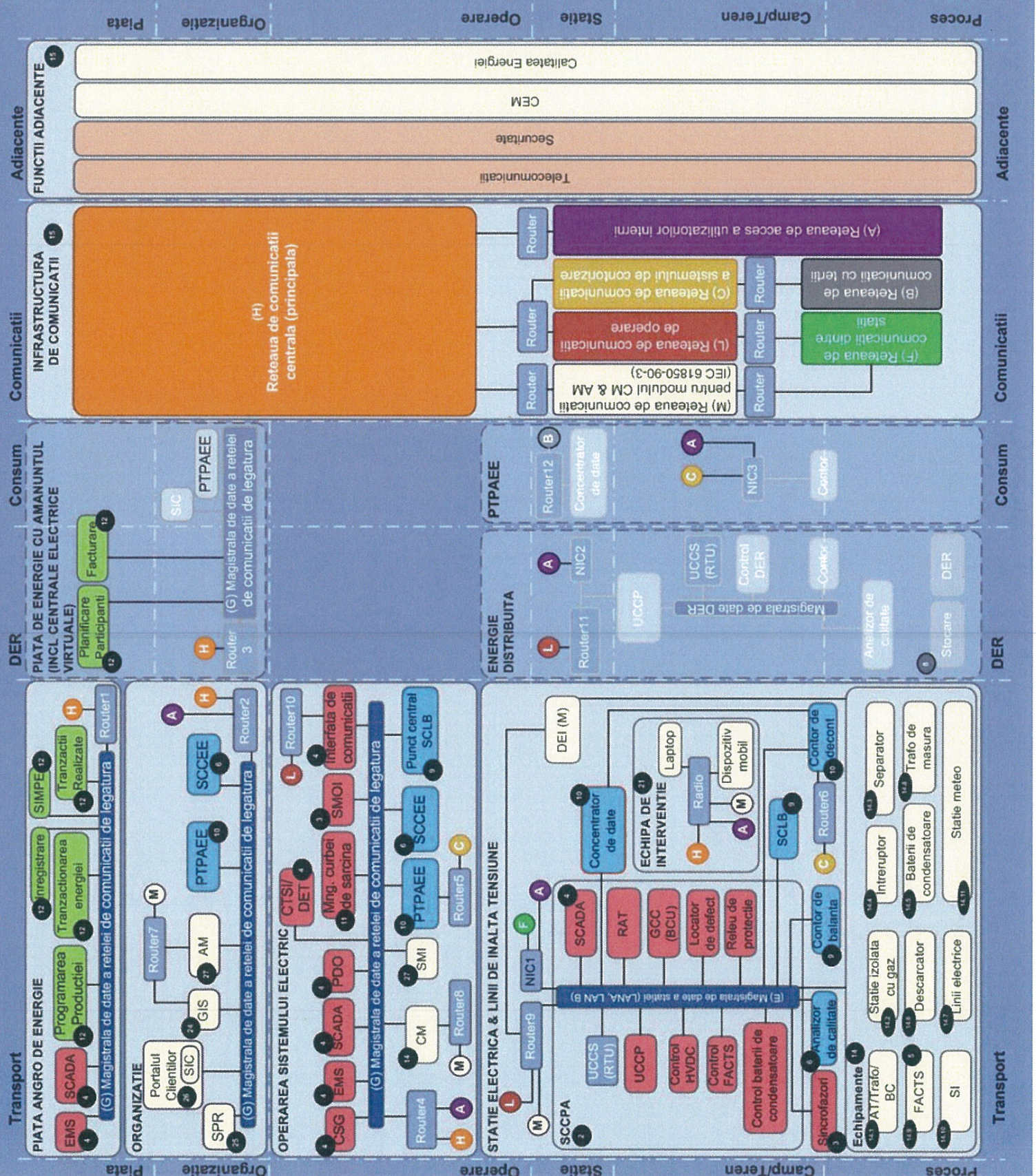
Cerintele pentru bazele de date vor fi neutrale din punct de vedere tehnologic, existand o preferinta pentru produsele majore din piata, precum cele din Gartner Magic Quadrant:

<https://www.gartner.com/doc/3467318/magic-quadrant-operational-database-management>

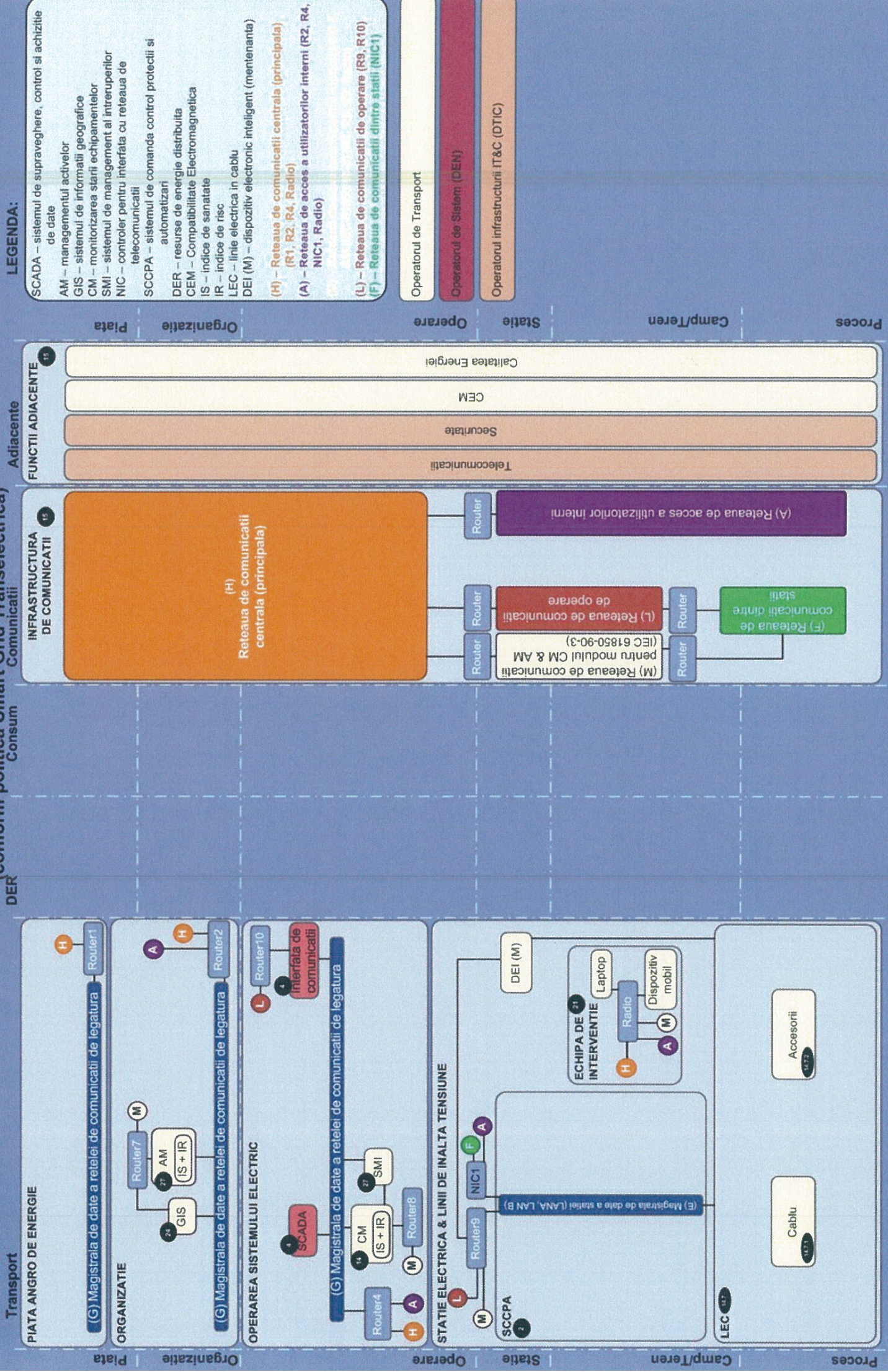
F. Arhitectura modulului de management active



- EMS – sistemul de management al energiei
- SCADA – sistemul de supraveghere, control si achizitie de date
- SIMPE – sistemul informatic de management al pietei de echilibrare
- SPR – sistemul de planificare a resurselor
- SIC – sistemul informational pentru clienti
- GIS – Sistemul de informatii geografice
- AM – managementul activelor
- PTPAEE – platforma de telecomortizare pe piata angro de energie electrica
- SCCEE – sistemul de control al calitatii energiei electrice
- CSG – controlul secundar al generatoroanelor (productiei)
- PDO – platforma de date de operare
- CTS/DET – centrul de telecomanda si supraveghere instalatii/dispecerul energetic teritorial
- SMOI – sistemul de monitorizare a oscilatiilor interzonale
- CM – monitorizarea starii echipamentelor
- SMI – sistemul de management al intreruperilor
- SCLB – Sistem de Contorizare Local de Balanta
- NIC – controler pentru interfata cu rețeaua de telecomunicatii
- SCCPA – sistemul de comanda control protectii si 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 (M) – dispozitiv electronic inteligent (mentenanta)
- (H) – Rețeaua de comunicatii centrala (principala) (R1, R2, R3, R4, Radio)
- (A) – Rețeaua de acces a utilizatorilor interni (R2, R4, NIC1, NIC2, NIC3, Radio)
- (L) – Rețeaua de comunicatii de operare (R9, R10, R11)
- (C) – Rețeaua de comunicatii a sistemului de contorizare (R5, R6, NIC3)
- (F) – Rețeaua de comunicatii dintre statii (NIC1)
- (B) – Rețeaua de comunicatii cu tertii (R12)



Arhitectura sistemului de monitorizare a înaltelor tensiuni în cablu
(conform politica Smart Grid Transelectrica)



LEGENDA:

- SCADA – sistemul de supraveghere, control și achiziție de date
- AM – managementul activelor
- GIS – sistemul de informații geografice
- CM – monitorizarea stării echipamentelor
- SMI – sistemul de management al întreruperilor
- NIC – controler pentru interfața cu rețeaua de telecomunicații
- SCCPA – sistemul de comandă control protecției și automatizări
- DER – resurse de energie distribuită
- CEM – Compatibilitate Electromagnetică
- IS – indice de sanătate
- IR – indice de risc
- LEC – linie electrică în cablu
- DEI (M) – dispozitiv electronic inteligent (menținanta)
- (H) – Rețeaua de comunicații centrală (principala) (R1, R2, R4, Radio)
- (A) – Rețeaua de acces a utilizatorilor interni (R2, R4, NIC1, Radio)
- (L) – Rețeaua de comunicații de operare (R9, R10)
- (F) – Rețeaua de comunicații dintre stații (NIC1)

- Operatorul de Transport
- Operatorul de Sistem (DEN)
- Operatorul infrastructurii IT&C (DTIC)

DER Consum Comunicatii Consum Operare Statie Camp/Teren Proces

Cerinte pentru interoperabilitate in retelele electrice inteligente (Smart Grid Interoperability)

1. Recomandari pentru implementare

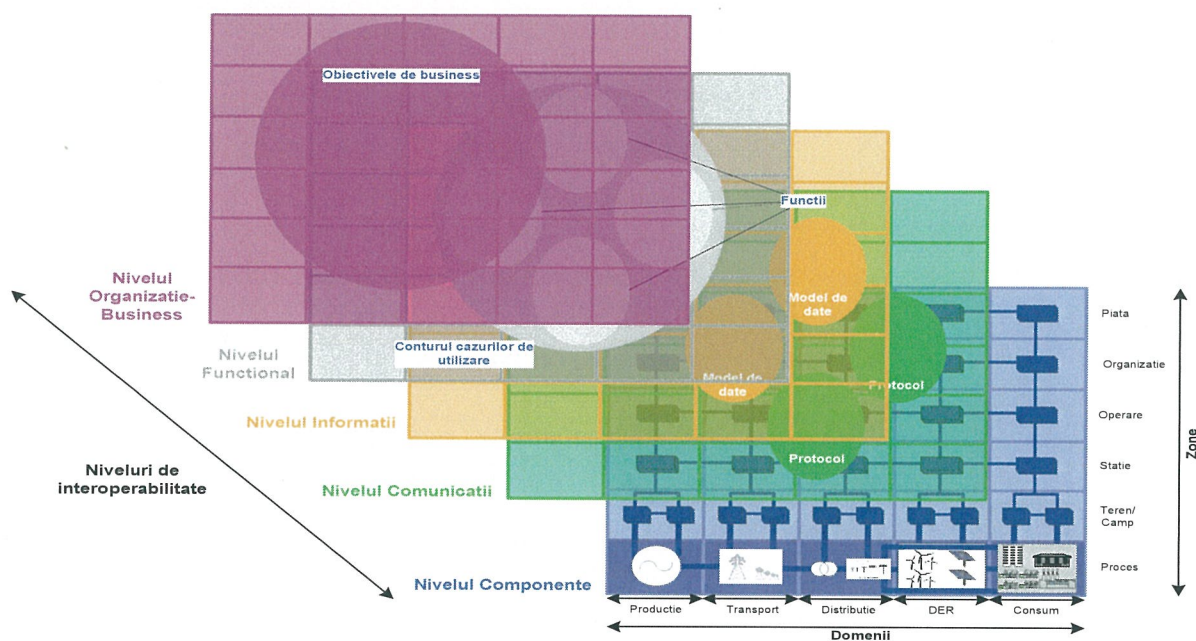


Figura 1 – Modelul arhitecturii Smart Grid (SGAM)

În procesul de operationalizare a cerintelor privind interoperabilitatea se va realiza o analiza functionala parcurgand urmatoorii pasi:

- selectarea arhitecturilor de referinta aplicabile, astfel incat cazurile de utilizare sa poata fi considerate suficiente pentru a defini cerintele functionale;
- definirea nivelurilor pe care se impune interoperabilitatea pentru a indeplini cerintele functionale ale unui caz de utilizare (in cazul nostru este vorba de subsistemul de monitorizare al activului):
 - Nivelul organizatie-business;
 - Nivelul functional;
 - Nivelul informatii;
 - Nivelul comunicatii;
 - Nivelul componente.

2. Recomandari pentru testare

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

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

Cerinte pentru interoperabilitate in retelele electrice inteligente (Smart Grid Interoperability)

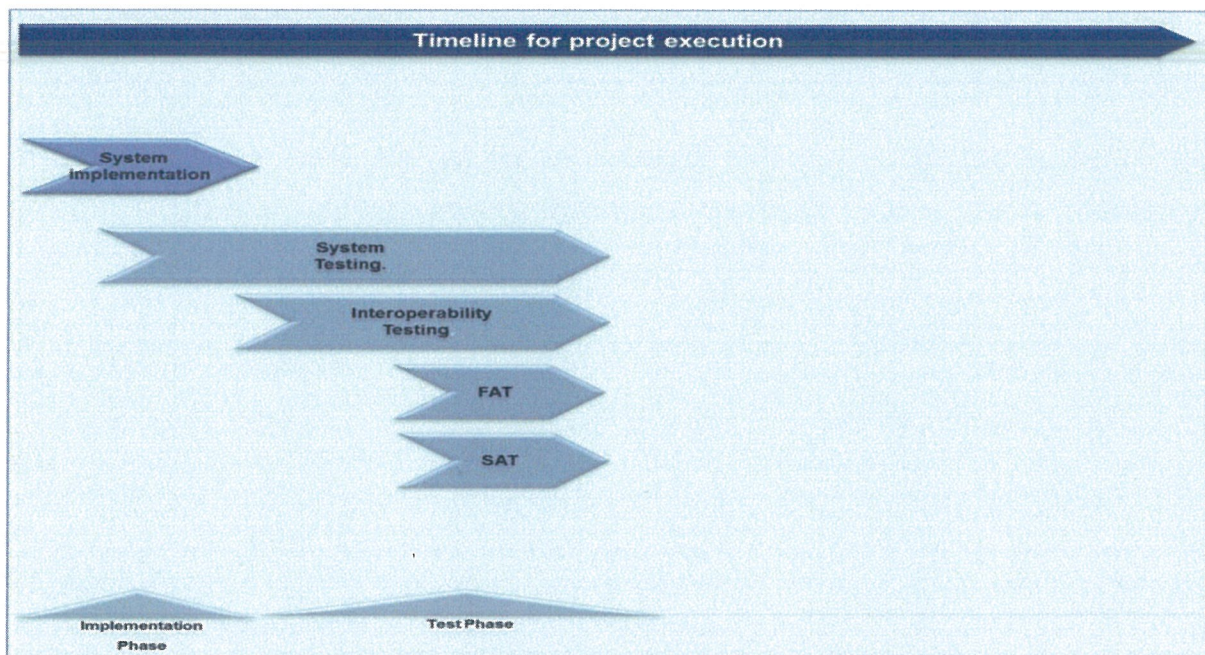


Figura 2 – Calendarul/graficul de executie a proiectului

3. Testarea

In portofoliul de actiuni specific domeniului interoperabilitatii sunt clasificate diferite tipuri de testari. In general, un test se poate regasi in mai multe categorii.

Tipurile de teste de interoperabilitate care se pot aplica:

- testare electrica;
- testare mecanica;
- testare de sistem;
- testare de acceptare/receptie.
- testare de tip si de rutina.

Compatibilitatea electromagnetica poate fi considerata parte din testarea electrica deoarece aceasta implica modul in care reactioneaza un produs la un impact asupra designului sau electric si electronic.

Cerinte pentru interoperabilitate in retelele 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

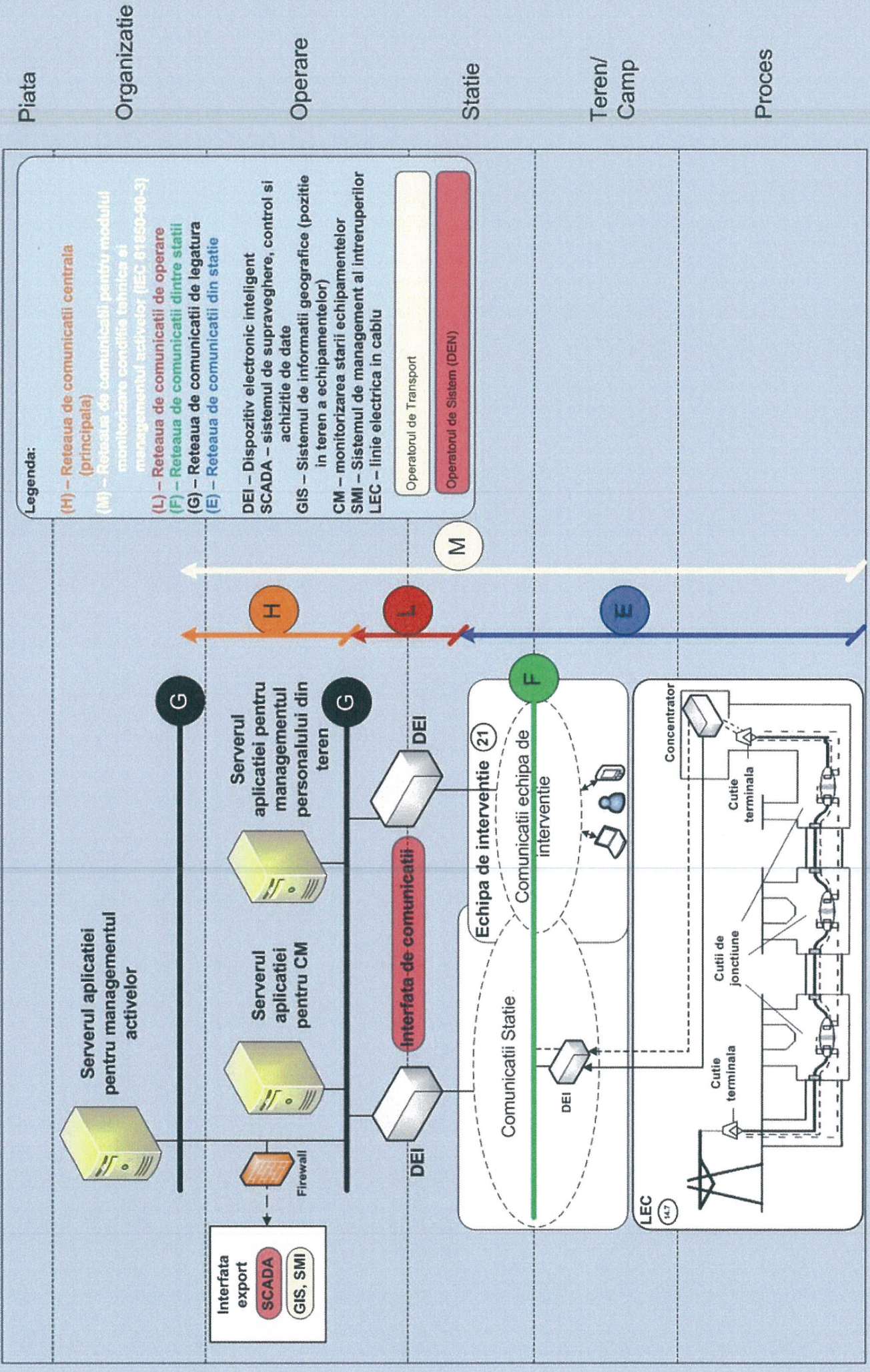
Urmatoarele standarde existente au fost identificate ca relevante in contextul testarii interoperabilitatii. Acestea contin deja prevederi specifice pentru testarea conformitatii si/sau interoperabilitatii și, prin urmare, au fost clasificate și în funcție de sistemele specifice.

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	EN 61970 (all parts)	Energy management system application program interface (EMS-API)

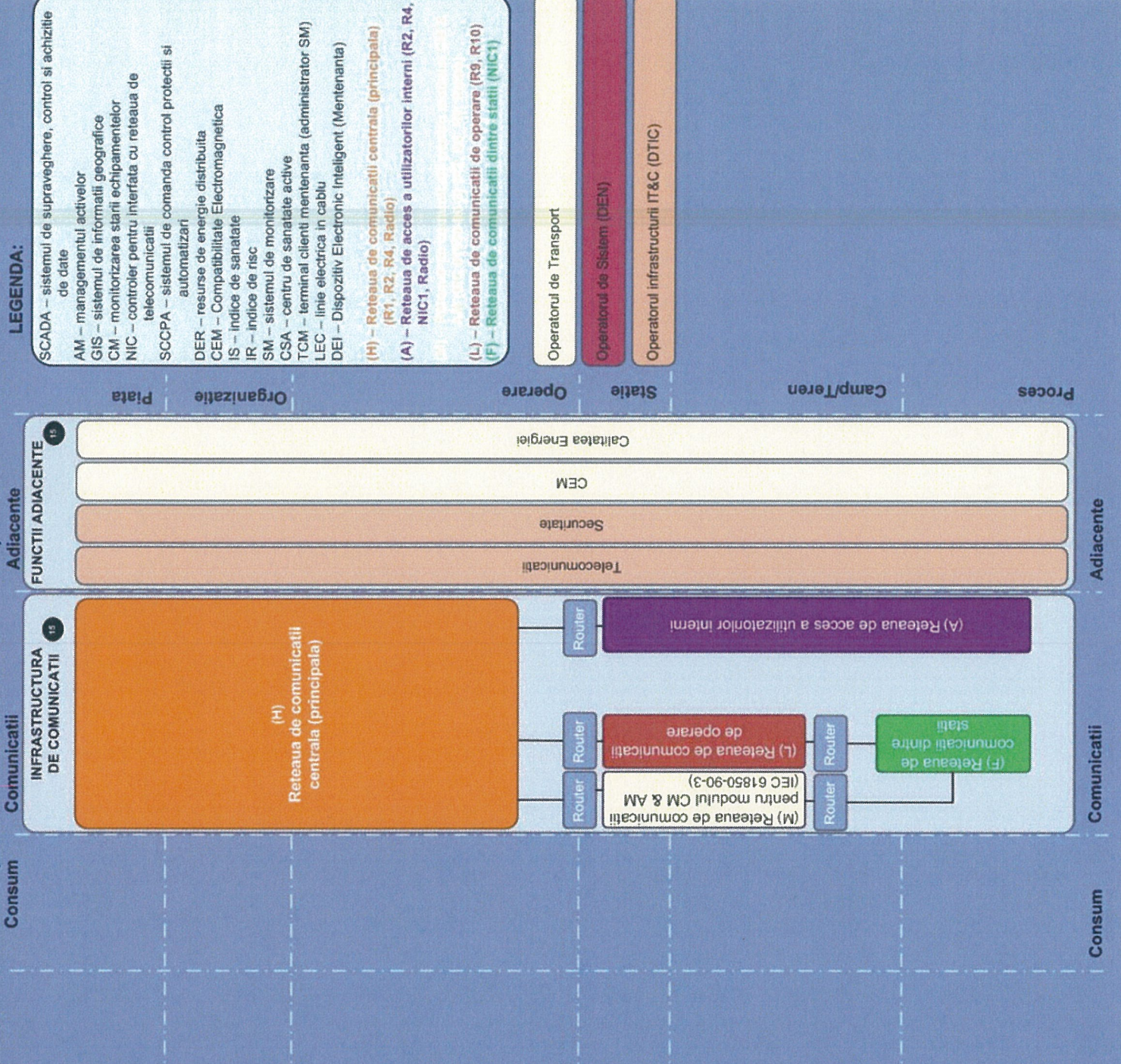
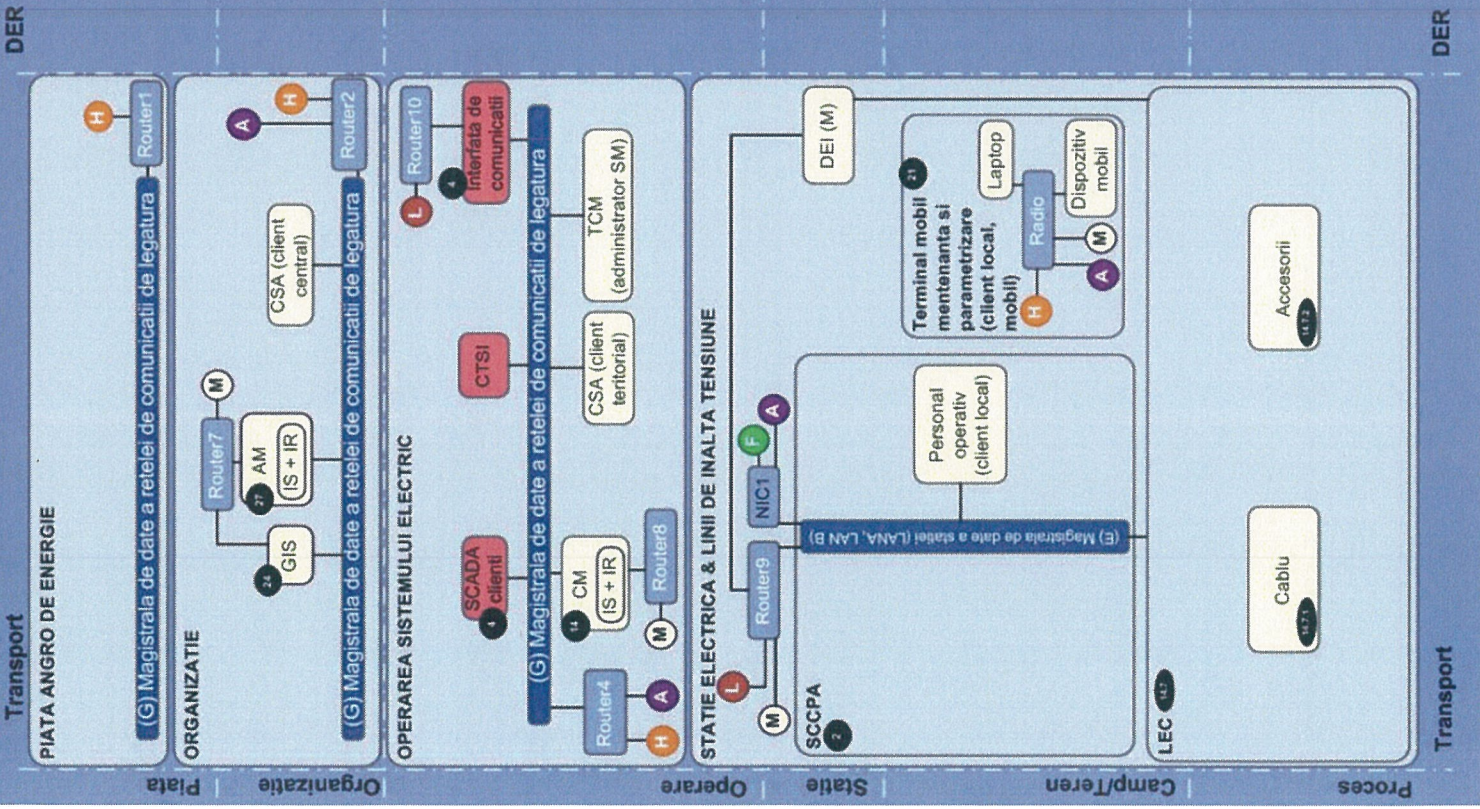
Cerinte pentru interoperabilitate in retelele electrice inteligente (Smart Grid Interoperability)

9	EN 62056 (all parts)	Electricity metering data exchange - The DLSP/COSEM suite
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

Arhitectura sistemului de monitorizare a liniilor electrice in cablu – nivelului componente (conform politica Smart Grid Transelectrica)



- perspectiva clientii (conform IEC 61850-90-3:2016)



LEGENDA:

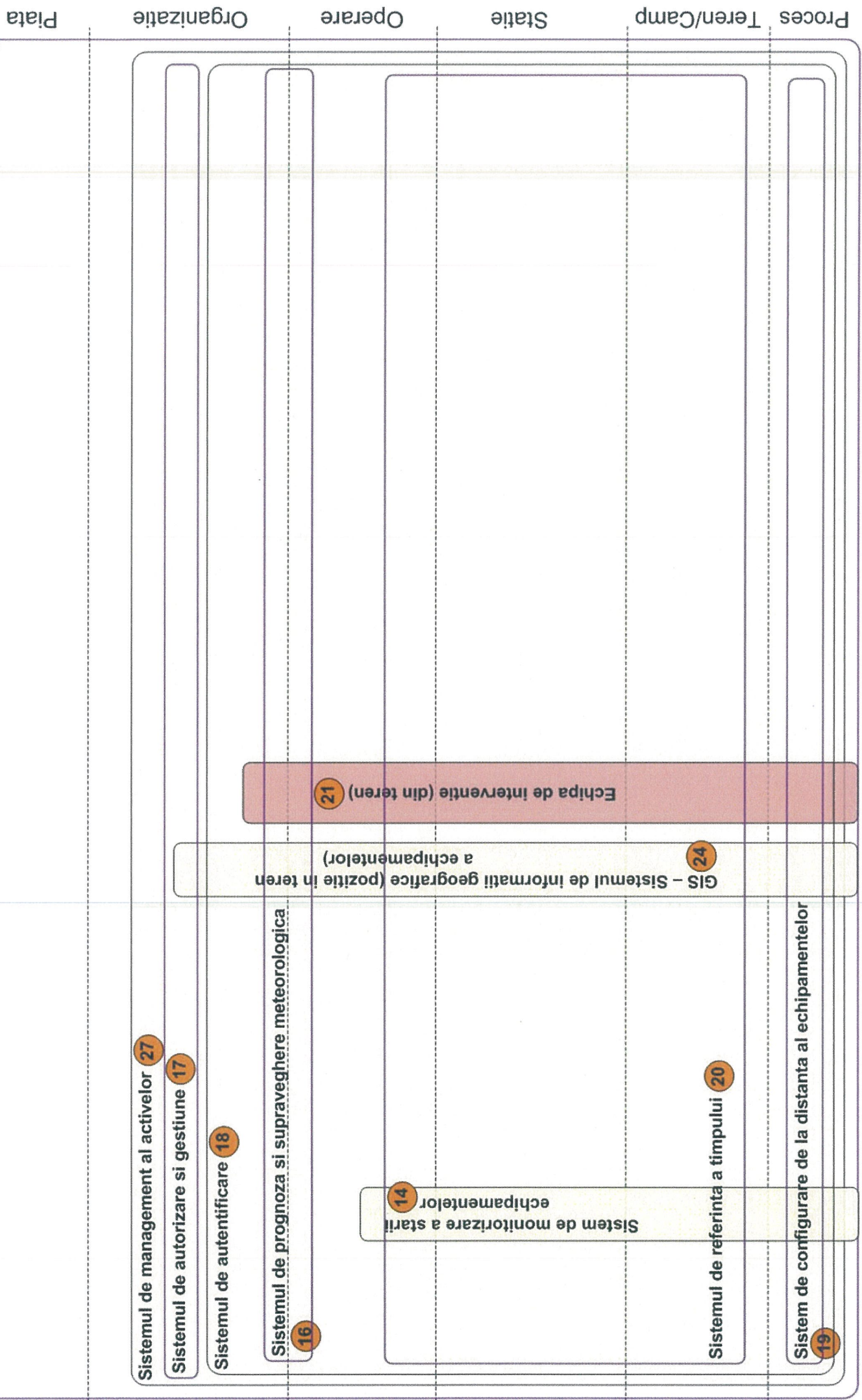
SCADA – sistemul de supraveghere, control și achiziție de date
 AM – managementul activelor
 GIS – sistemul de informații geografice
 CM – monitorizarea și arhivarea echipamentelor
 NIC – controler pentru interfață cu rețeaua de telecomunicații
 SCCPA – sistemul de comandă control protecției și automatizări
 DER – resurse de energie distribuită
 CEM – Compatibilitate Electromagnetică
 IS – indice de sanătate
 IR – indice de risc
 SM – sistemul de monitorizare
 CSA – centru de sanătate active
 TCM – terminal clientă mentenanță (administrator SM)
 LEC – linie electrică în cablu
 DEI – Dispozitiv Electronic Intelligent (Mentenanța)

(H) – Rețeaua de comunicatii centrala (principala) (R1, R2, R4, Radio)
 (A) – Rețeaua de acces a utilizatorilor interni (R2, R4, NIC1, Radio)
 (L) – Rețeaua de comunicatii de operare (R9, R10)
 (F) – Rețeaua de comunicatii dintr-o stati (NIC1)

Operatorul de Transport
 Operatorul de Sistem (DEI)
 Operatorul infrastructurii IT&C (DTIC)

(conform politica Smart Grid Transelectrica)

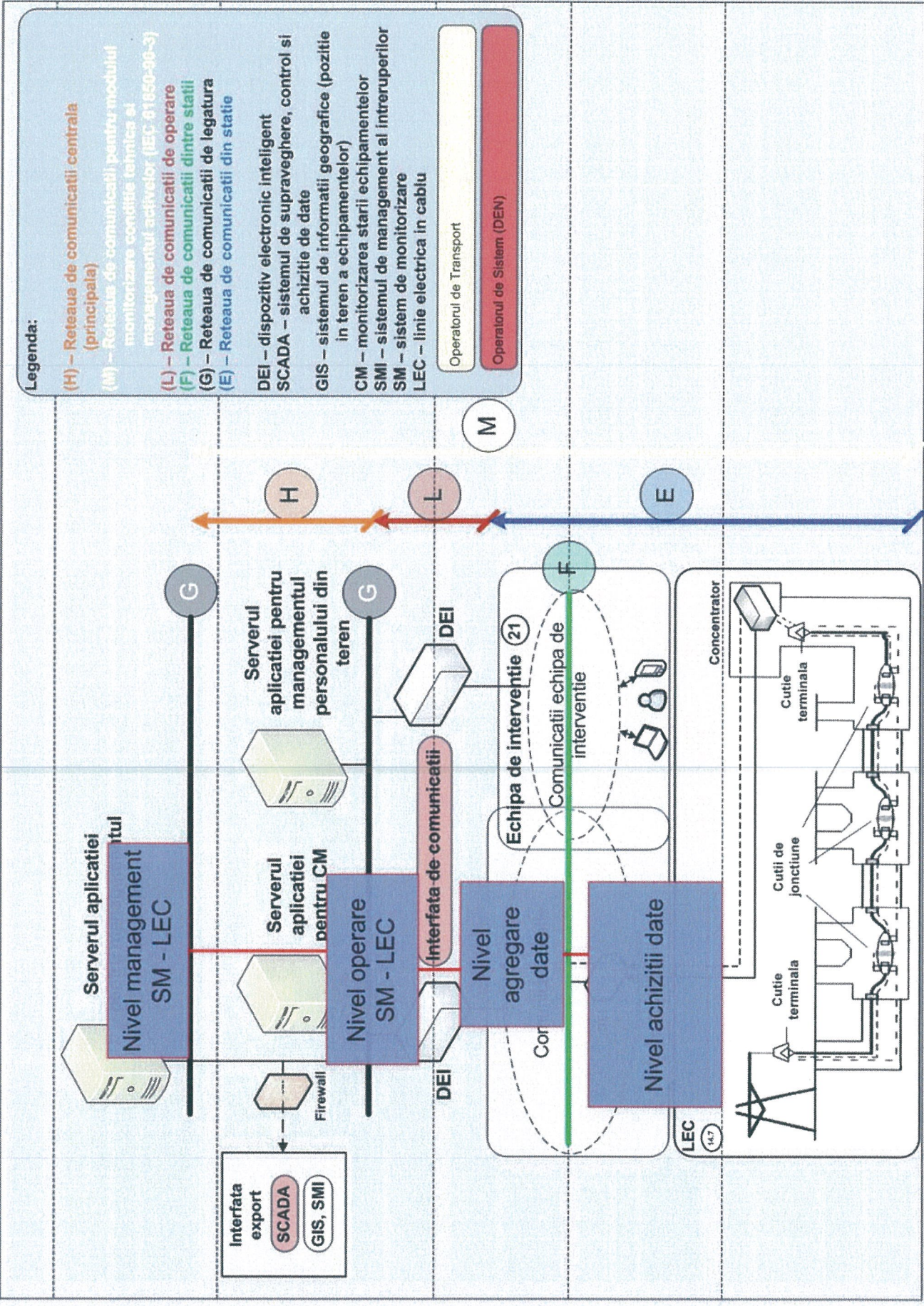
Sistem de management al rețelilor de comunicatii + functii adiacente (telecomunicatii, securitate, compatibilitate electromagnetica, calitatea energiei electrice) 15



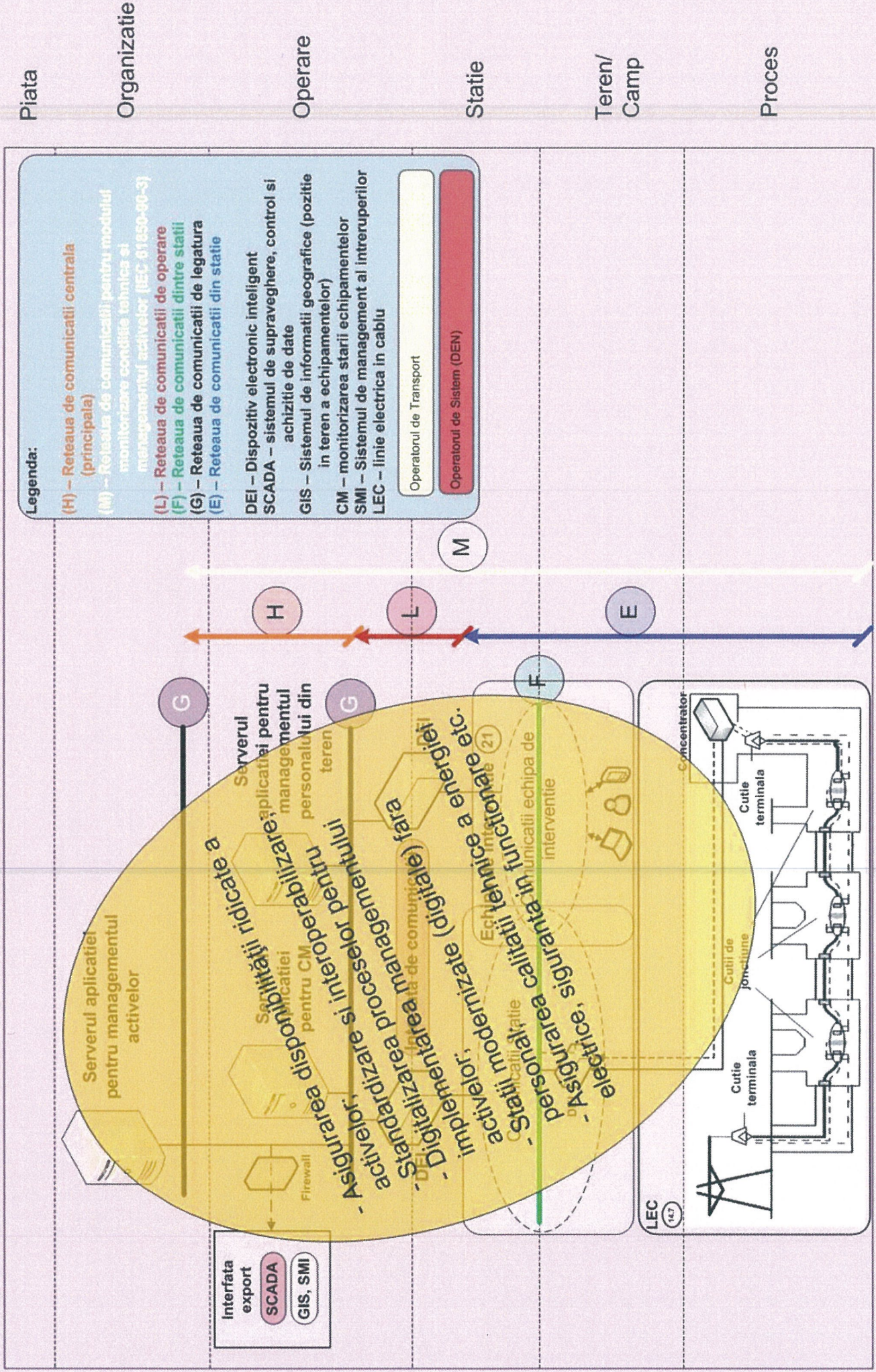
Transport



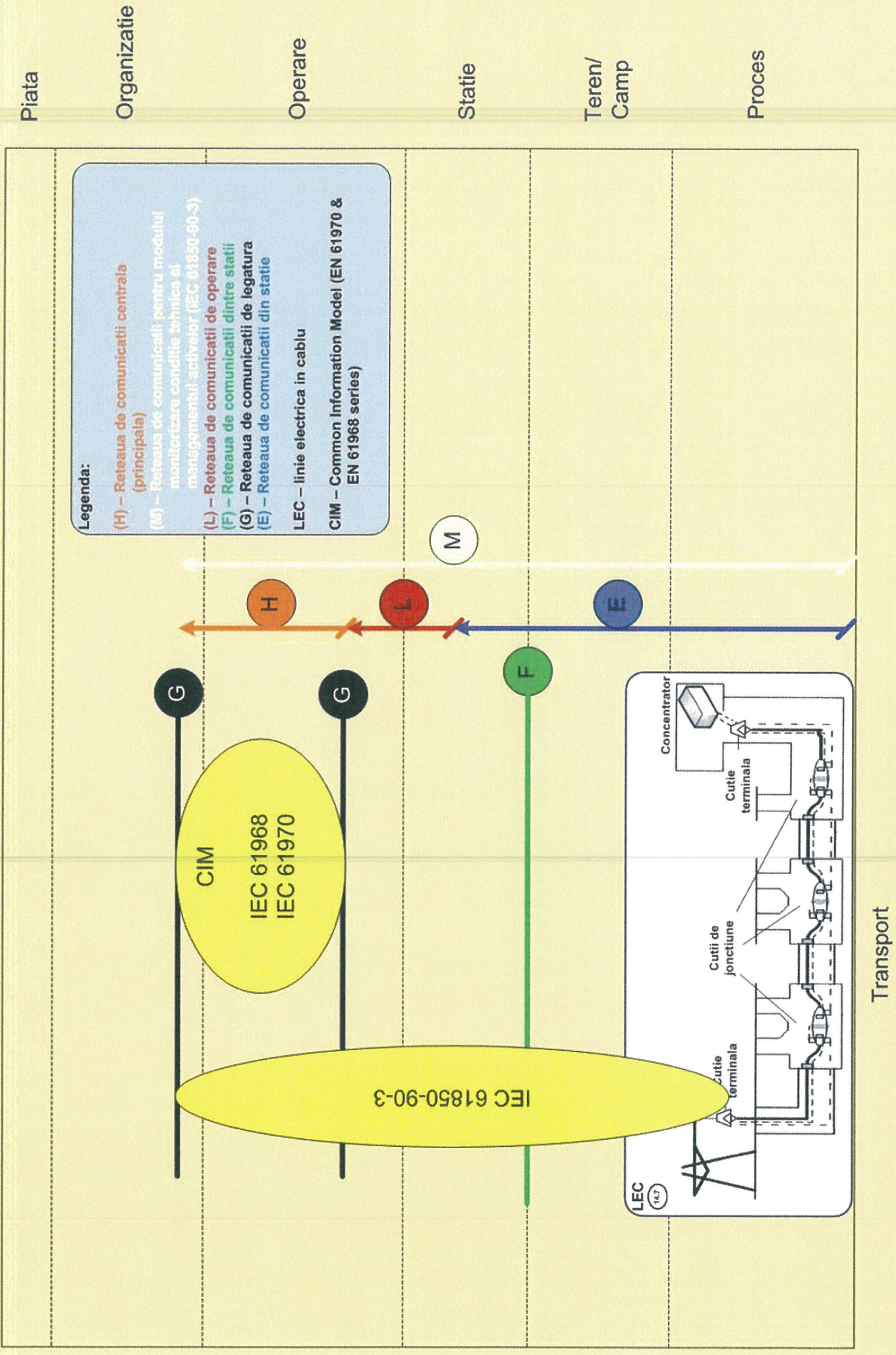
Arhitectura sistemului de monitorizare a iniiilor electrice in cablu – nivelul functional
 (conform politica Smart Grid Transelectrica)



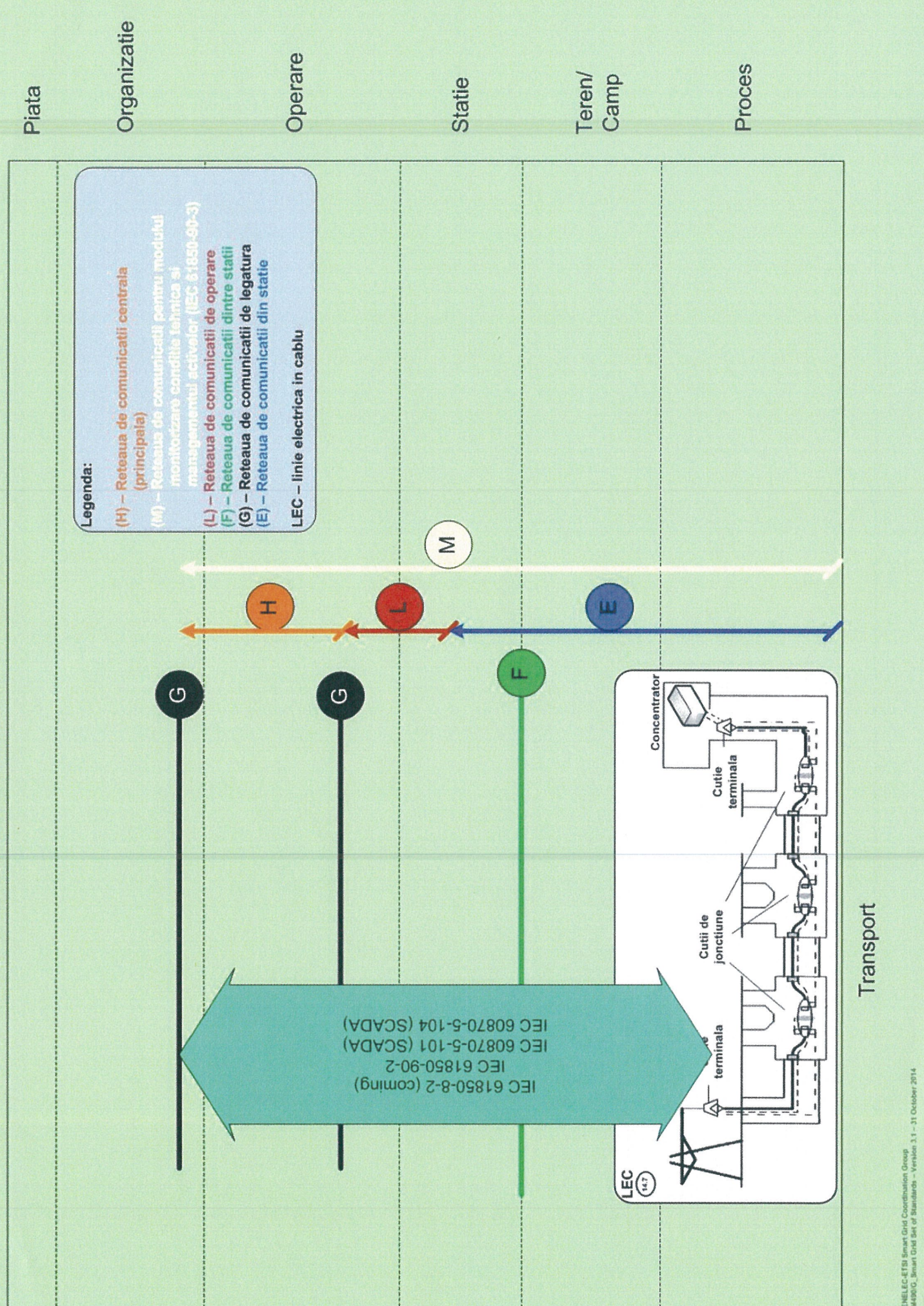
Arhitectura sistemului de monitorizare a liniilor electrice in capiu – nivelul organizatie/business
(conform politica Smart Grid Transelectrica)



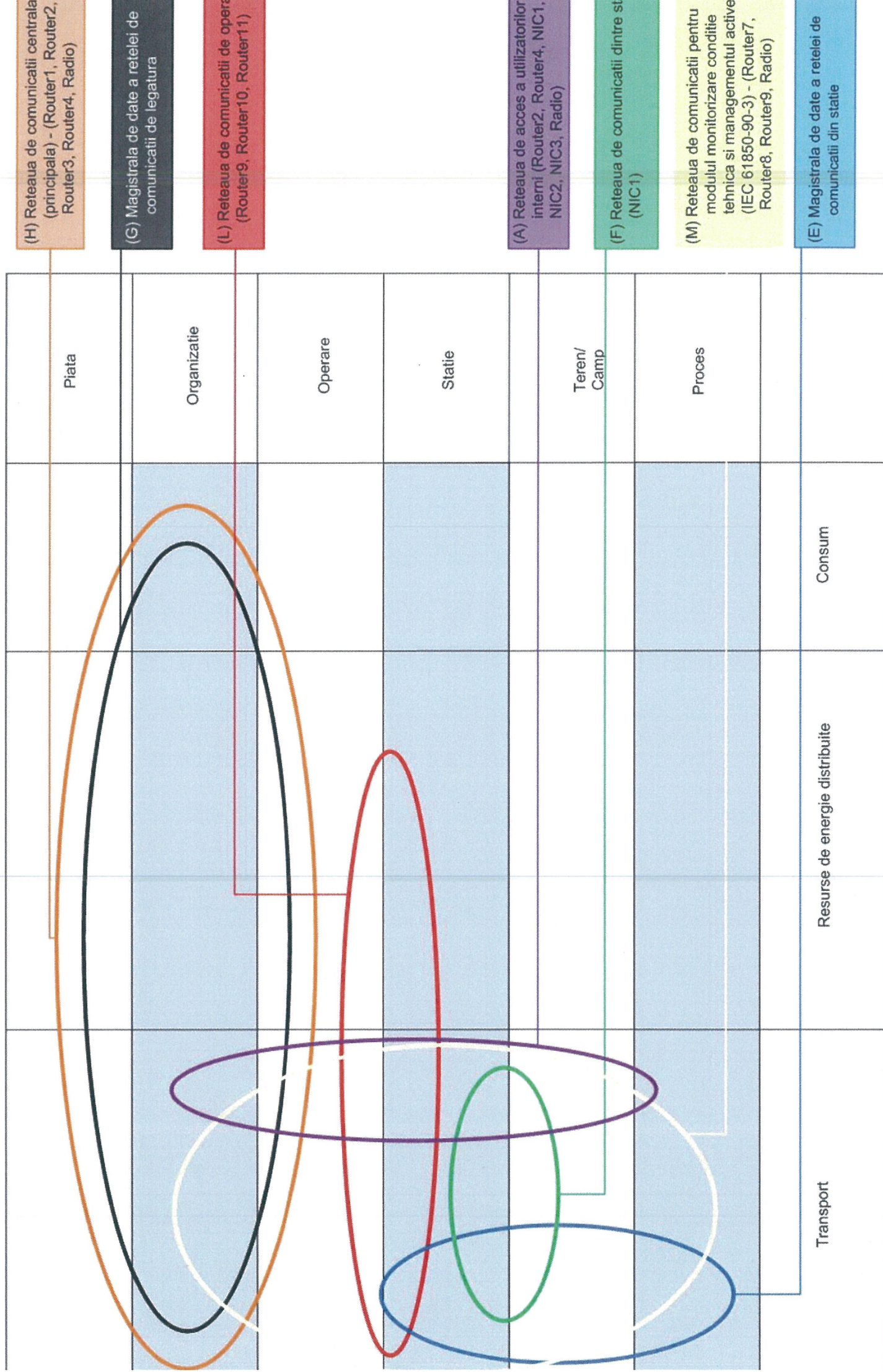
**Arhitectura sistemului de monitorizare a liniilor electrice in cablu – nivelul informatii
(conform politica Smart Grid Transelectrica)**



Arhitectura sistemului de monitorizare a liniilor electrice in cablu – nivelul comunicatii (conform politica Smart Grid Transelectrica)



(conform politica Smart Grid Transelectrica)



Transport

Resurse de energie distribuite

Consum

Modelul Arhitecturii Smart Grid (SGAM)

