



GHID DE PROIECTARE
PENTRU SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE
A LINIILOR ELECTRICE AERIENE

Aprobat prin
Aviz CTES nr.3..... / 2025

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.



*Dirrecția responsabilă de elaborarea documentației
Dirrecția Tehnică Eficiență Energetică și Tehnologii Noi*

SE APROBĂ
DIRECTORAT

Președinte
Ștefăniță
MUNTEANU

Membru
Florin
Cristian
TĂTARU

Membru
Cătălin
Constantin
NADOLU

Membru
Vașile
Cosmin
NICULA

Membru
Victor
MORARU

Avizat,
Director DTEETN
Nicolae VLĂDUȚ

Verificat:

Petru-Cătălin LIȘMAN – Manager DATCIPCI / DTEETN

Responsabil documentație:

Oana-Adriana LEU – Manager de proiect / DTEETN



LISTA DE CONTROL A REVIZIILOR

Documentul revizuit:

GHID DE PROIECTARE
PENTRU SUBSISTEMUL DE MONITORIZARE
A LINIILOR ELECTRICE AERIENE

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	Februarie 2018
1.	Armonizare cerințe Ghid de proiectare cu prevederile proiectului DigITEL Smart Lines	Grup de lucru: Petru - Cătălin LIȘMAN – Coordonator Proiect Oana-Adriana LEU – Responsabil de lucrare	Ianuarie 2025



CUPRINS

1. SCOP	5
2. DEFINIȚII ȘI ABREVIERI.....	7
3. STANDARDE DE REFERINȚĂ.....	9
4. CONDIȚII DE FUNCȚIONARE SUBSISTEM DE MONITORIZARE.....	14
5. CERINȚE TEHNICE.....	17

ANEXE:

- Anexa 1 – Concept TEL Indice de sănătate LEA;
- Anexa 2 – Concept TEL Matrice de risc LEA;
- Anexa 3 – Cerințe privind securitatea sistemului informatic;
- Anexa 4 – Caracteristici modul Management Active;
- Anexa 5 – Arhitectura de Referință Smart Grid TEL;
- Anexa 6 – Cerințe pentru interoperabilitate în rețelele electrice inteligente (Smart Grid Interoperability).



1. SCOP

1.1. SCOP

Scopurile acestui ghid de proiectare sunt:

- operaționalizarea conceptului Dynamic Line Rating (DLR);
- determinarea condiției tehnice a LEA pe baza datelor online și offline, implementând conceptele de Indice de sănătate și Indice de risc;
- susținerea inițiativelor de digitalizare referitoare la activele TEL;
- 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 Aeriene (LEA) ;
- stabilirea cerințelor pentru achiziția subsistemului de monitorizare;
- stabilirea cerințelor pentru testarea și validarea (recepția) performanțelor generale și specifice ale subsistemului;
- integrarea subsistemului de monitorizare în arhitectura Smart Grid și Management Active;
- implementarea prevederilor Regulamentului (UE) 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică;
- implementarea prevederilor Ordin 96/2017 pentru aprobarea Regulamentului de organizare a activității de mentenanță cu completările din Ordinul 84/2021.

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

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.

În toate documentațiile de proiectare care includ o componentă de monitorizare online a LEA, se va prevedea obligativitatea ca datele monitorizate să poată fi introduse în aplicația software dezvoltată prin proiectul DigITEL Smart Lines.

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	Armături	Dispozitive cu ajutorul cărora se assemblează și se montează conductoare, izolatoare și alte accesorii ale liniilor electrice aeriene.
2	Conductoare ale LEA	Funii metalice întinse liber între punctele de prindere la stâlpi sau alte construcții speciale, aparținând LEA, indiferent dacă sunt sau nu sub tensiune.
3	Condiție tehnică a LEA	Determinarea sănătății LEA prin calcularea, pe baza datelor online și offline, a indicelui de sănătate și indicelui de risc urmând ca în baza rezultatelor să se poată lua decizii privind acțiunile de mentenanță sau investiții necesare.
4	Echiptament al LEA	Ansamblu de conductoare, izolatoare, cleme și armături, montat pe stâlpii LEA.
5	Dynamic Line Rating (DLR)	Obiectivul Ratingului Dinamic este de a furniza Operatorului de Sistem informații precise și în timp real care să permită o mai bună utilizare a capacității de transport a LEA, reducerea riscului și creșterea fiabilității și eficienței în funcționare a acestuia. Scopul monitorizării online este de a determina capacitatea maximă de transport a LEA în timp real în vederea utilizării în EMS-SCADA.
6	Fundații ale stâlpilor	Elemente de construcție cu ajutorul cărora se fixează în sol stâlpii, inclusiv ancorele acestora
7	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)
8	Senzor de inclinare (Inclination sensor)	Dispozitiv care transmite informații privind înclinarea stâlpului. (IEC 61850 -90-3 pag.115)
9	Instalații de legare la pământ ale LEA	Instalații care stabilesc în mod voit legătura cu pământul a elementelor bune conductoare de curent electric, care nu fac parte din căile de curent, dar care pot ajunge accidental sub tensiune.
10	Interfața de comunicații	Aplicație sau sistem care asigură comunicarea cu stațiile pentru monitorizarea și controlul rețelei.



11	Izolatoare	Elemente componente ale LEA cu ajutorul cărora se realizează izolarea părților aflate sub tensiune între ele și față de părțile legate la pământ.
12	Concentratorul de date monitorizate (Line sensor unit)	Dispozitiv care transmite către serverul aplicației informațiile privind parametrii monitorizați la nivelul unui subsistem de monitorizare. (IEC 61850 -90-3 pag.113)
	Linie electrică aeriană	instalație montată în aer liber care servește la transportul și distribuția energiei electrice și este alcătuită din conductoare, izolatoare, antivibratoare, cleme, armături, stâlpi, fundații, ancore și instalații de legare la pământ
14	Senzor meteorologic (Meteorological sensor)	Dispozitiv care măsoară direcția / viteza vântului, umiditatea, temperatura ambianta, cantitatea de zăpadă. (IEC 61850 -90-3 pag.113)
5	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.
16	Sistem expert	Sistem de calcul care conține cunoștințele și abilitățile analitice ale unuia sau mai multor experți umani pe un anumit subiect.
17	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.)
18	Stâlpii LEA	Construcții din metal, beton armat, lemn sau alte materiale care susțin echipamentul LEA deasupra solului.
19	Senzor tracțiune (Tension sensor)	Dispozitiv care transmite mărimea tracțiunii subconductor - faza (IEC 61850 -90-3 pag.115)
20	Modul supraveghere stâlp (Tower supervisory)	Dispozitiv care stabilește starea tehnică a stâlpului (tower conditional data) cu ajutorul valorilor prestabilite. (IEC 61850 -90-3 pag 116)

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	LEA	Linie electrica aeriana
7	SAT	Site acceptance tests (teste de recepție pe șantier)
8	FAT	Factory acceptance tests (teste de recepție în fabrică)



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	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 – 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 projects 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
19.	Decision No 1364/2006/EC of the European Parliament and of the Council of 6 September 2006	Decision No 1364/2006/EC of the European Parliament and of the Council of 6 September 2006 laying down guidelines for trans-European energy networks and repealing Decision 96/391/EC and Decision No 1229/2003/EC
20.	CIGRE, Technical Brochure 465/2011	Modern Techniques for Protecting and Monitoring of Transmission Lines
21.	CIGRE, Technical Brochure 515/2012	Mechanical security of overhead lines containing cascading failures and mitigating their effects
22.	CIGRE, Technical Brochure 299/2006	Guide for the selection of weather parameters for bare overhead conductor ratings
23.	CIGRE, Technical Brochure 324/2007	Sag tension calculation methods for overhead lines;
24.	CIGRE, Technical Brochure 482/2011	State of the art for testing self-damping characteristics of conductors for overhead lines
25.	CIGRE, Technical Brochure 460/2011	The use of ethernet technology in the power utility environment
26.	CIGRE, Technical Brochure 438/2010	Systems for prediction and monitoring of ice shedding, anti-icing and de-icing for power line conductors and ground wires
27.	CIGRE, Technical Brochure 424/2010	New Trends for Automated Fault and Disturbance Analysis
28.	CIGRE, Technical Brochure 355/2008	Fault and disturbance data analysis including intelligent systems
29.	CIGRE, Technical Brochure 461/2011	Telecommunication service provisioning and delivery in the electrical power utility
30.	CIGRE, Technical Brochure 385/2009	Management of risks due to load-flow increases in transmission OHL
31.	CIGRE, Technical Brochure 353/2008	Guidelines for increased utilization of existing overhead transmission lines
32.	CIGRE, Technical Brochure 207/2002	Thermal behaviour of overhead conductors



33.	ENTSOE / 30 martie 2015	Dynamic Line Rating for overhead lines – V 6
34.	IEEE Std. 738	IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Over-head Conductors
35.	IEC 61284	Linii electrice aeriene. Cerințe și încercări pentru armături.
36.	IEC 60826	Loading and strength of overhead transmission line
37.	SR EN 50341	Linii electrice aeriene mai mari de 45 kV, curent alternativ. Partea -1 Prescripții generale. Specificații comune. Partea-2 Lista normativelor naționale. Partea-3 Ansamblul normativelor naționale
38.	SR EN 50341-2-24	Linii electrice aeriene de tensiune alternativă mai mare de 1 kV. Partea 2-24: Aspectele normativelor naționale (NNA) pentru România (pe baza EN 50341-1:2012)
39.	Ordinul ANRE Nr. 239/2019	Ordinul ANRE nr. 239/2019 pentru aprobarea Normei tehnice privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice – Revizia I
40.	IEC 61000-1	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 1: General
41.	SR EN 61000-2	Compatibilitate electromagnetică (CEM). Partea 2: Mediu înconjurător
42.	SR EN 61000-3	Compatibilitate electromagnetică (CEM). Partea 3: Limite
43.	SR EN 61000-4	Compatibilitate electromagnetică (CEM). Partea 4: Tehnici de încercare și măsurare
44.	SR EN 61000-5	Compatibilitate electromagnetică (CEM). Partea 5: Ghiduri de instalare și de reducere a perturbațiilor.
45.	SR EN 61000-6	Compatibilitate electromagnetică (CEM). Partea 6: Standarde generice
46.	SR EN 61140	Protecție împotriva șocurilor electrice. Aspecte comune în instalații și echipamente electrice
47.	IEC 61010	Safety requirements for electrical equipment for measurement, control and laboratory use
STANDARDE DE REFERINȚĂ SPECIFICE MANAGEMENTULUI CALITĂȚII, MANAGEMENTULUI MEDIULUI, SECURITĂȚII ȘI SĂNĂTĂȚII ÎN MUNCĂ		
48.	SR EN ISO 9001	Sisteme de management al calității. Cerințe
49.	ISO 10005	Managementul calității. Linii directoare pentru planurile calității.
50.	SR EN ISO 17050-1	Evaluarea conformității. Declarația de conformitate. Cerințe generale
51.	SR EN ISO 17050-2	Evaluarea conformității. Declarația de conformitate. Documente suport
52.	SR ISO 45001	Sisteme de management al sănătății și securității în muncă. Cerințe și îndrumări pentru utilizare.
53.	SR EN 60068-3-3	Încercări de mediu. Partea 3: Ghid. Metode de încercări seismice ale echipamentelor
54.	SR EN 60721-1	Clasificarea condițiilor de mediu. Partea 1: Agenți de mediu și gradele lor de severitate
55.	SR EN 60721-2-1	Clasificarea condițiilor de mediu. Partea 2-1: Condiții de



		mediu prezente în natură. Temperatură și umiditate
56.	SR EN 60721-2-2	Clasificarea condițiilor de mediu. Partea 2-2: Condiții de mediu prezente în natură. Precipitații și vânt
57.	SR EN 60721-2-3	Clasificarea condițiilor de mediu. Partea 2-3: Condiții de mediu prezente în natură. Presiune atmosferică
58.	SR EN 60721-2-4	Clasificarea condițiilor de mediu. Partea 2-4: Condiții de mediu prezente în natură. Radiația solară și temperatura
59.	SR EN60721-2-6	Clasificarea condițiilor de mediu. Partea 2-6: Condiții de mediu prezente în natură. Vibrații și șocuri seismice
60.	SR EN ISO 14001	Sisteme de management de mediu. Cerințe cu ghid de utilizare
61.	SR EN ISO 6708	Componente ale rețelei de conducte. Definiția și alegerea DN (diametru nominal)
62.	LEGEA 319/2006	Legea securității și sănătății în muncă
61.	HG NR. 971/2006	Hotărârea privind cerințele minime pentru semnalizare de securitate și / sau de sănătate la locul de muncă
63.	HG NR. 1048/2006	Hotărârea privind cerințele minime de securitate sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă
64.	HG NR. 1091/2006	Hotărârea privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru locul de muncă
65.	HG NR. 520/2016	Hotărârea privind cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscuri generate de câmpuri electromagnetice
66.	HG 409 / 2016	Hotărâre de Guvern privind stabilirea condițiilor pentru punerea la dispoziție pe piață a echipamentelor electrice de joasă tensiune
67.	OUG 195/2005	Protecția mediului, aprobată prin Legea 265/2006, cu modificările și completările ulterioare
68.	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
69.	OANRE NR. 45/ 2016	Ordin privind aprobarea Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută, și verifică instalații electrice
70.	Legea 123/2012	Legea Energiei Electrice și a Gazelor Naturale
71.	SR EN ISO/CEI 17050-1	Evaluarea conformității. Declarația de conformitate dată de furnizor. Partea 1: Cerințe generale
72.	SR EN ISO/CEI 17050-2	Evaluarea conformității. Declarația de conformitate dată de furnizor. Partea 2: Documentație Suport
73.	HG 306/2011	Privind unele măsuri de supraveghere a pieței produselor reglementate de legislația UE care armonizează condițiile de comercializare a acestora.
74.	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

75.	SMART GRID	Politica CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul Smart Grid (2018-2027)
76.	NTI – TEL R – 002	Încercările și măsurătorile la echipamentele electrice din cadrul RET
77.	NTI – TEL – R – 001	Regulament de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET

Infrastructuri critice

78.	Legea 333/2003	Privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor
79.	HG 301/2012	Pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a Legii nr. 333/2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor
80.	Decizia Primului ministru nr.166/19.03.2013	Privind aprobarea Normelor metodologice pentru realizarea /echivalarea/revizuirea planurilor de Securitate ale proprietarilor/operatorilor.
81.	OUG nr.98 din 3.11.2010	Ordonanța de urgență privind identificarea, desemnarea și protecția infrastructurilor critice
82.	Legea nr. 18 din 11.03.2011	Pentru aprobarea OUG nr.98 din 3.11.2010 privind identificarea, desemnarea, și protecția infrastructurilor critice
83.	HG nr.718 din 13.07.2011	Lege pentru aprobarea Strategiei naționale privind protecția infrastructurilor critice
84.	HG nr. 1198 din 04.12.2012	HG privind desemnarea infrastructurii critice naționale

Managementul situațiilor de urgență (Apărarea împotriva incendiilor și protecția civilă)

85.	Ordonanța de urgență nr. 21 din 15 aprilie 2004	Ordonanță de urgență privind Sistemul Național de Management al Situațiilor de Urgență, aprobată prin Legea nr. 15 din 28 februarie 2005
86.	Legea nr. 481 din 8 noiembrie 2004	Legea privind protecția civilă
87.	Legea nr. 307 din 12 iulie 2006	Legea privind apărarea împotriva incendiilor
88.	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

89.	Legea nr. 182 din 12 aprilie 2002	Legea privind protecția informațiilor clasificate;
90.	Hotărârea nr. 585 din 13 iunie 2002	Hotărâre pentru aprobarea Standardelor naționale de protecție a informațiilor clasificate în România
91.	Hotărârea nr. 781 din 25 iulie 2002	Hotărâre privind protecția informațiilor secrete de serviciu
92.	Hotărârea nr. 1.349 din 27 noiembrie 2002	Hotărârea privind colectarea, transportul, distribuirea și protecția pe teritoriul României, a corespondenței clasificate



93.	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.
94.	Lista cuprinzând categoriile de informații clasificate SECRETE DE SERVICIU, elaborate sau deținute de CNTEE Transelectrica S.A., FILIALE și SUCURSALE.
95.	Ghidul de clasificare a informațiilor în CNTEE Transelectrica SA, P.I.C 2
96.	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. CONDIȚII PRIVIND DETERMINAREA CONDIȚIEI TEHNICE

4.1.1. INDICE DE SĂNĂTATE

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

- **Identificarea activului:**
 - numele activului, nr. de inventar al activului, fabricantul, model / tip, data fabricației, data instalării, vârsta, valoarea activului, locul montării etc.;
- **Starea activului:**
 - dosarul activului: teste SAT / PIF / mentenanță / modernizări;
- **Utilizare:**
 - condițiile de exploatare normale, 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 LEA se va face în acord cu arhitectura și conceptul specific prezentat în Anexa 1.

4.1.2. INDICE DE RISC

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

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

Determinarea Indicelui de risc și al „*Matricei de determinare a riscurilor*” al LEA se va face în acord cu arhitectura și conceptul specific prezentat în Anexa 3.

4.2. CONDIȚII PRIVIND SECURITATEA SISTEMULUI INFORMATIC

Sistemul de monitorizare va îndeplini cerințele Companiei (ex. Politica în domeniul Smart Grid) din Anexa 3 „*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.).

4.3. 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. 1 Conceptul de monitorizare a condiției tehnice conform IEC TR 61850-90-3.

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

4.4. CONDIȚII PRIVIND RESPECTAREA STANDARDELOR SPECIFICE MANAGEMENTULUI ACTIVELOR (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 politicii Companiei în domeniu;
- îmbunătățirea managementului riscului;
- îmbunătățirea performanțelor operaționale;
- îmbunătățirea performanțelor financiare;
- aplicarea standardelor de interoperabilitate între diferitele sisteme și subsisteme aparținând arhitecturii de referință Smart Grid (Anexa 5);
- 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. 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 modului 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, îmbunătăți (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 elaborarea 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 trebui să monitorizeze cel puțin parametrii prezentați în NTI-TEL-DT 007-2015-01 „*Specificație tehnica de achiziție pentru subsistemul de monitorizare a liniilor electrice aeriene*”.

5.2.2 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.

5.2.3 Subsistemul va fi integrat în sistemul de monitorizare al activelor stației (dacă există), conform Anexei 5 „*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.

5.2.4. 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.).

5.2.5. 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.

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

5.2.7. 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).

5.2.8. Subsistemul de monitorizare va avea implementat conceptul Dynamic Line Rating (DLR).

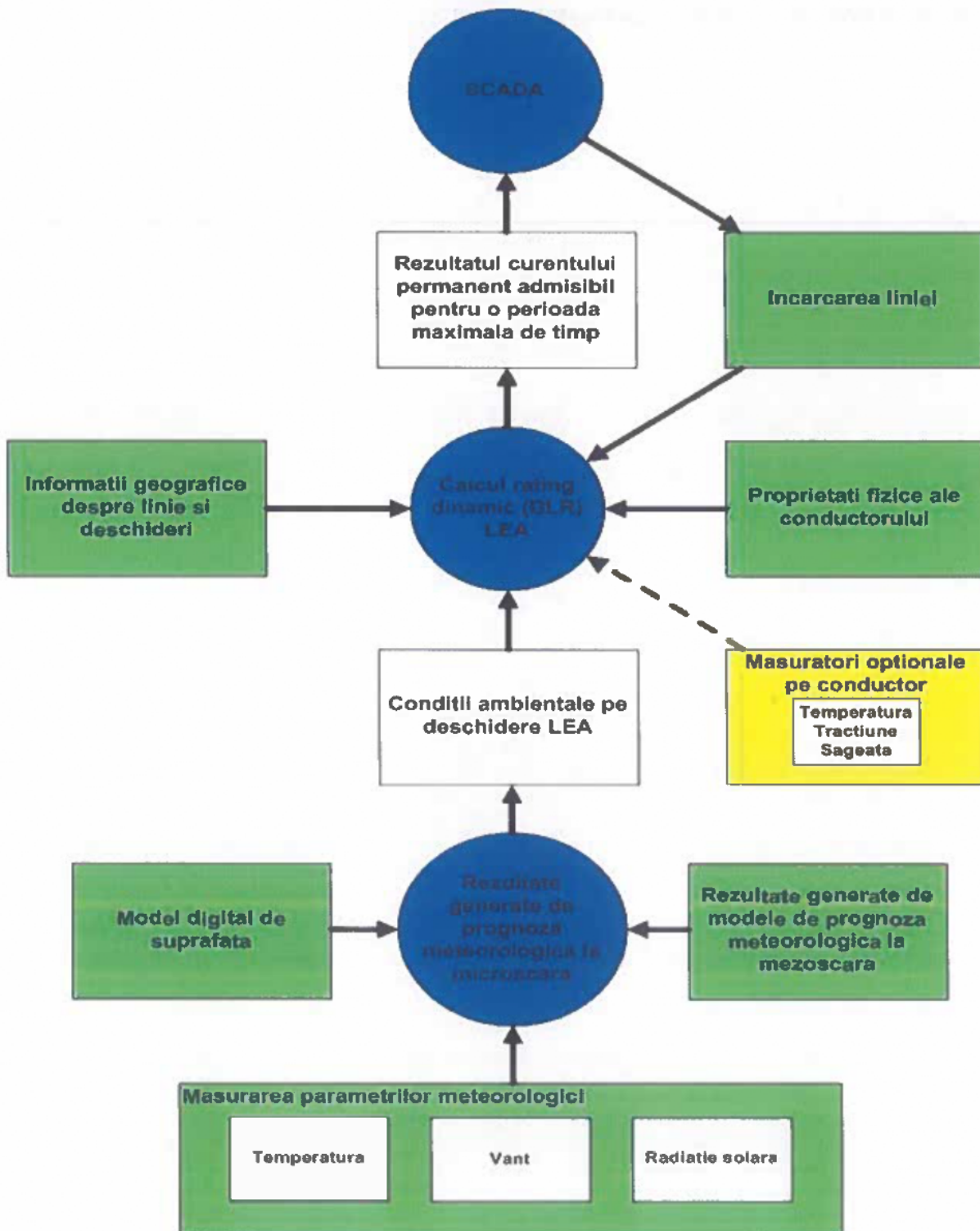


Fig. 2 Implementarea posibilă a diferitelor surse de date meteorologice pentru calculul curentului permanent admisibil



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 6.

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 specifica CNTEE Transelectrica SA” este prezentată în Anexa 5.

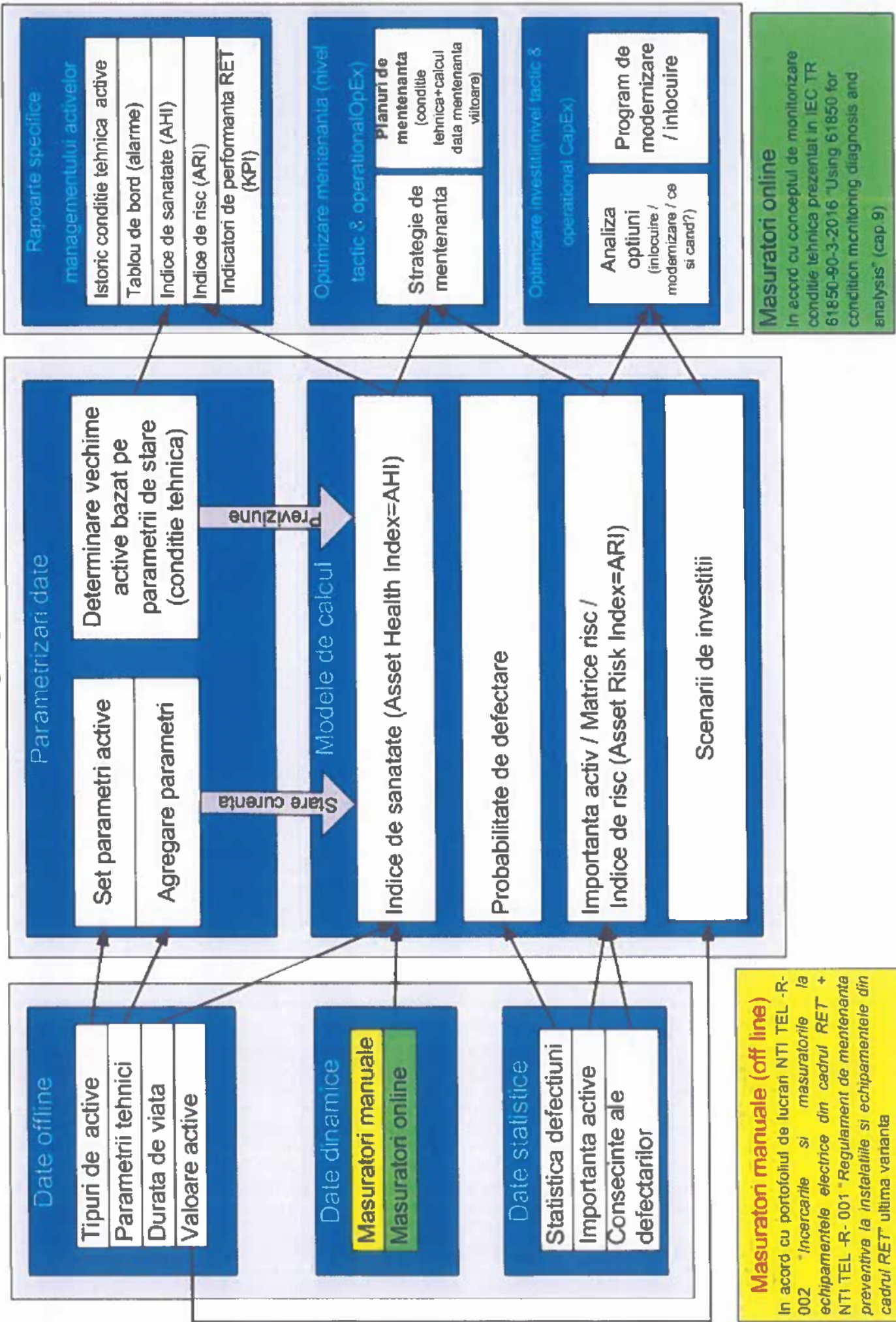
Concept TEL "Index de sanatate"

Anexa 1

Modul date iesire

Modul agregare date

Modul date intrare



Concept „Matricea de determinare a riscurilor” la Linii Electrice Aeriene

1. Concept „Matrice de determinare riscuri”

Conceptul „Matrice de determinare riscuri” este prezentat în Figura 1.

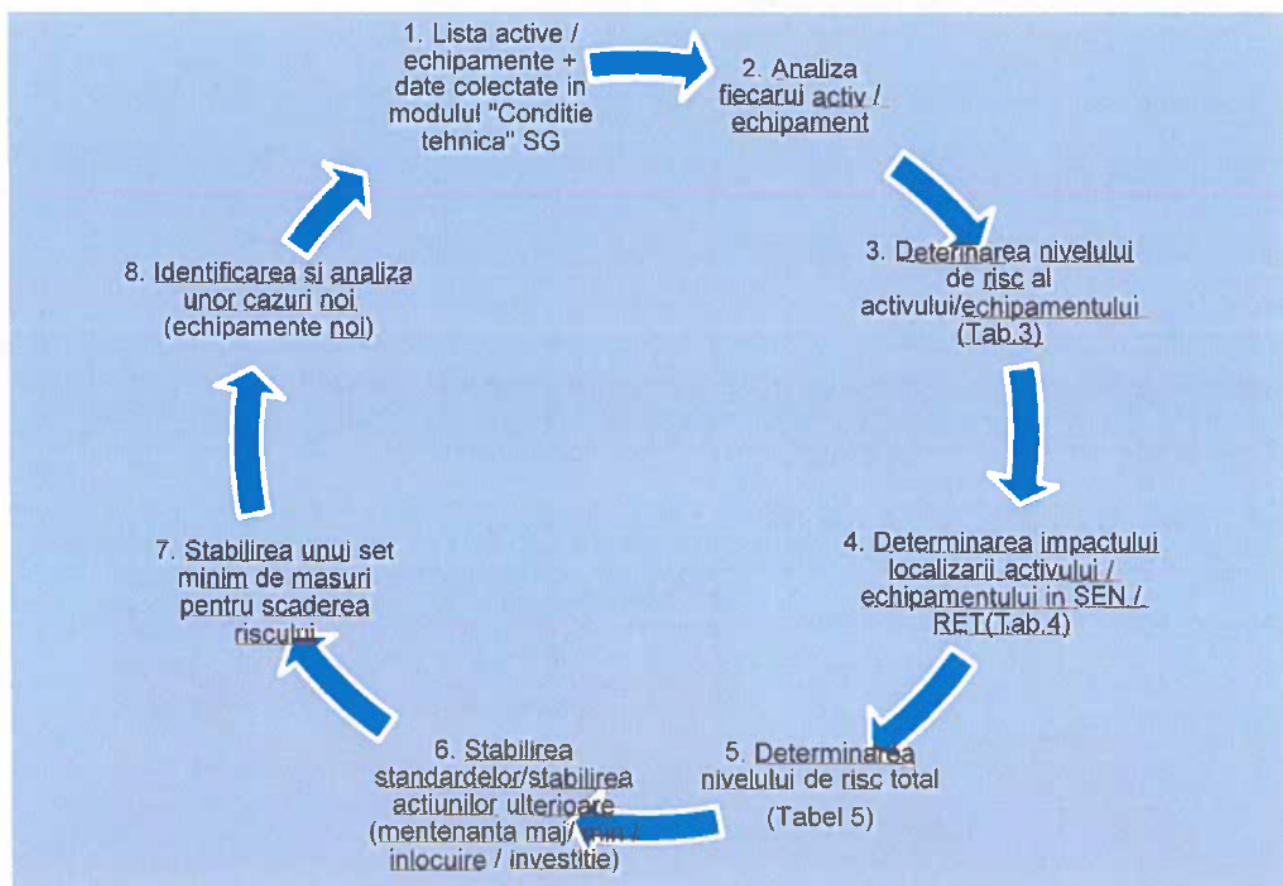


Figura 1. Concept general „Matrice de determinare riscuri”

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 de determinare riscuri”

2.1. Colectarea și clasificarea datelor specifice LEA

La nivelul CNTEE Transelectrica SA se stabilește lista activelor / echipamentelor pentru care se vor întocmi matricele de risc.

Pentru fiecare astfel de unitate de putere se va stabili:

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

**Concept „Matricea de determinare a riscurilor” la
Liniile Electrice Aeriene**

2.2. Analiza fiecărui echipament

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

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

2.3. Determinarea nivelului de risc al echipamentului

2.3.1. Scara impactului nivelului de risc

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

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

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

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

RIL 5: 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. (arhitectura de referinta SG)	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
6	Echipamente de inalta tensiune in current continuu	HVDC – High Voltage DC	Activ viitor.	5
7	Unitati de transformare (autotransformator, transformator, bobina de compensare)	Power Transformer	Activ existent.	5

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

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

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

2.4. Determinarea impactului localizării LEA (importanța LEA în SEN)

Nivelul de risc asociat localizării LEA se va stabili conform „Metodologiei privind stabilirea importanței Linii Electrice Aeriene (LEA) din cadrul RET”

2.5. Stabilirea standardelor/stabilirea acțiunilor ulterioare (mentenanță 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 întrerupător) 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 aceluiași proces de evaluare a riscurilor prezentat în Figura 1.

2.8. Documentele de referință

Documentele de referință Documentele de referință care au fost analizate în vederea elaborării conceptului „Matricea 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 2017-2026 (septembrie 2017).

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.

3-4	3-4	3-4	2-3	2-3	Piata
3-4	3-4	3-4	2-3	2-3	Organizatie
3-4	5	3-4	3	2-3	Operare
2-3	4	2	1-2	2	Statie
2-3	3	2	1-2	1	Teren/ Camp
2-3	2	2	1-2	1	Proces
Productie	Transport	Distributie	DER	Consum	

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 conpectul 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.

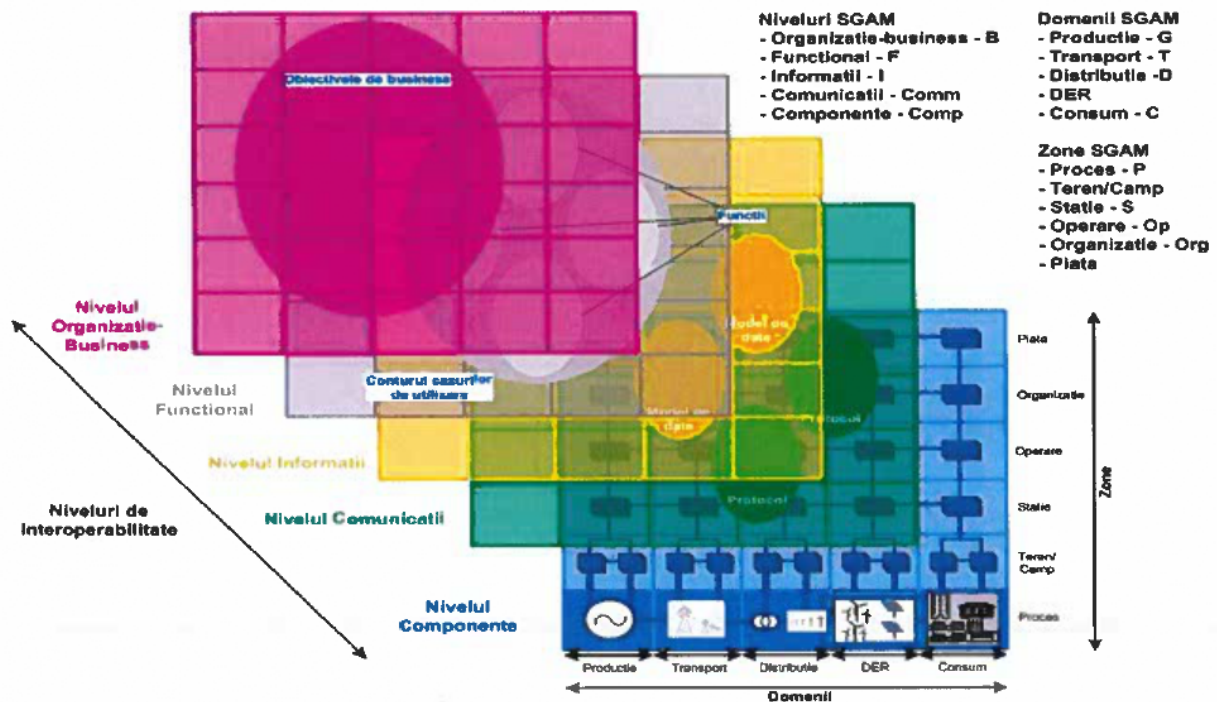
3.2. Standardele pentru solutii

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



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

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

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

4.1. Maparea standardelor pentru cerinte

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

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

**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 domeniul 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)**

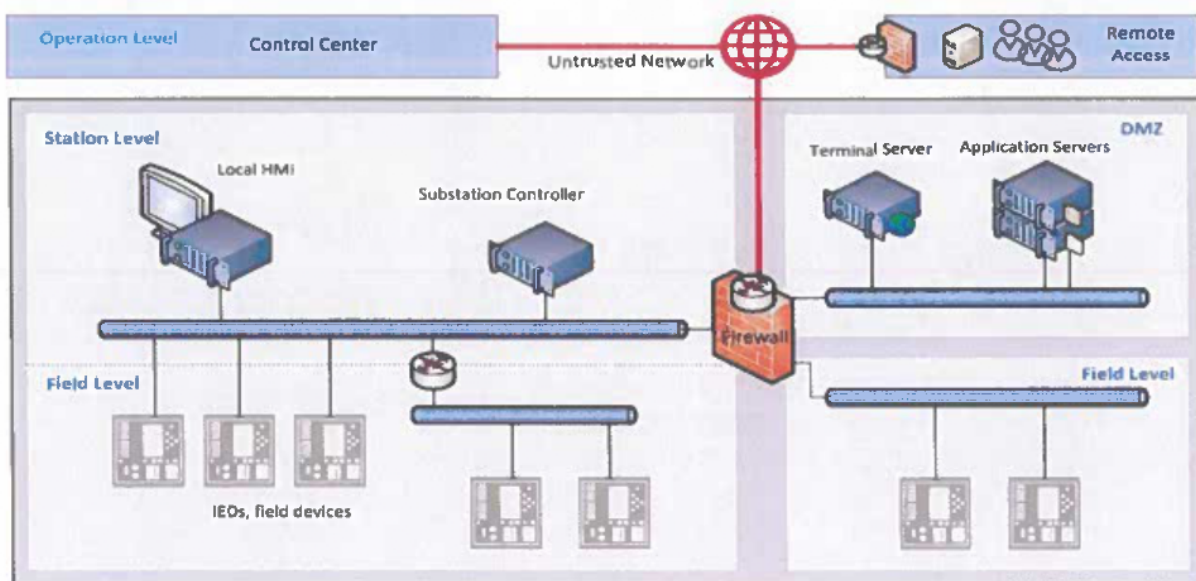


Figura 4 – Componentele generale ale unei statii electrice

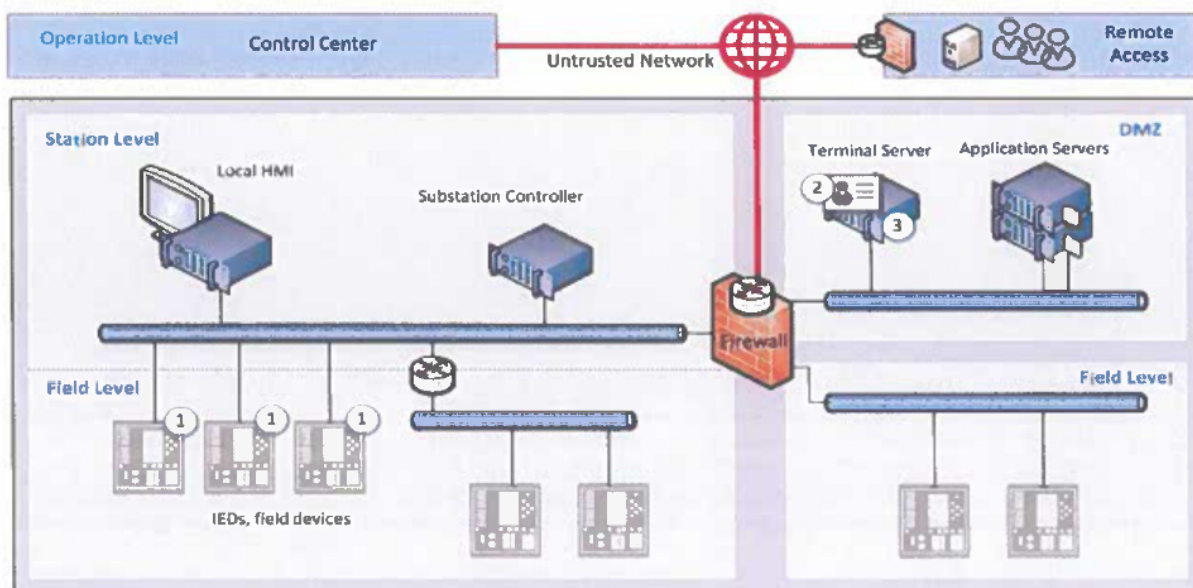


Figura 5 – Exemplu de locatii pentru autentificarea accesului personalului tehnic

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

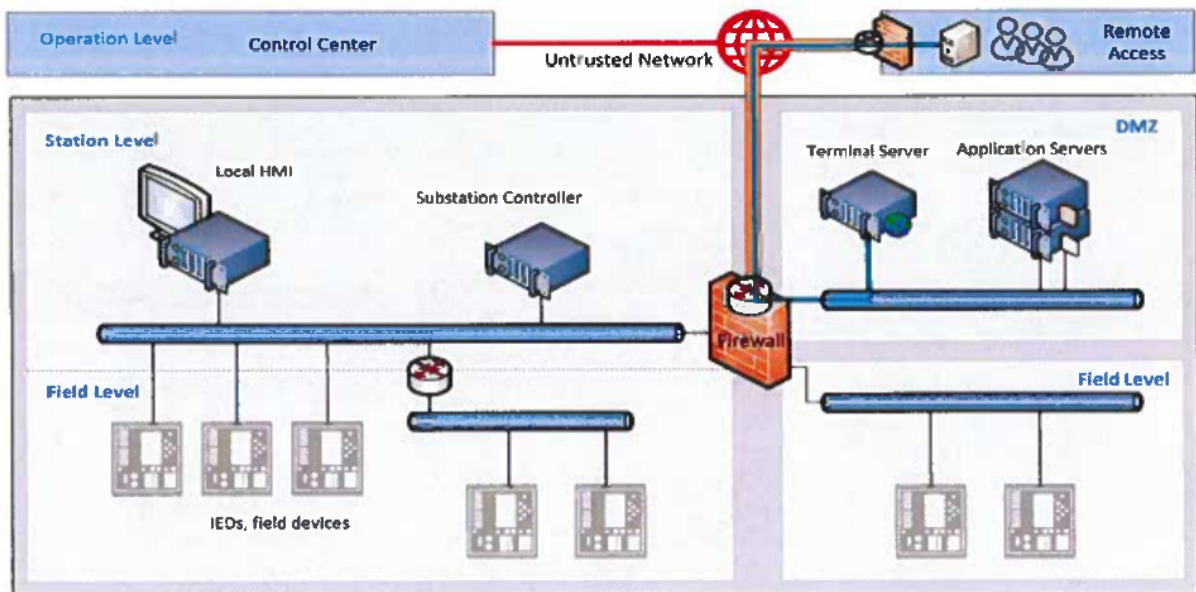


Figura 6 – Imaginea de ansamblu a accesului de la distanta

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 component 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)

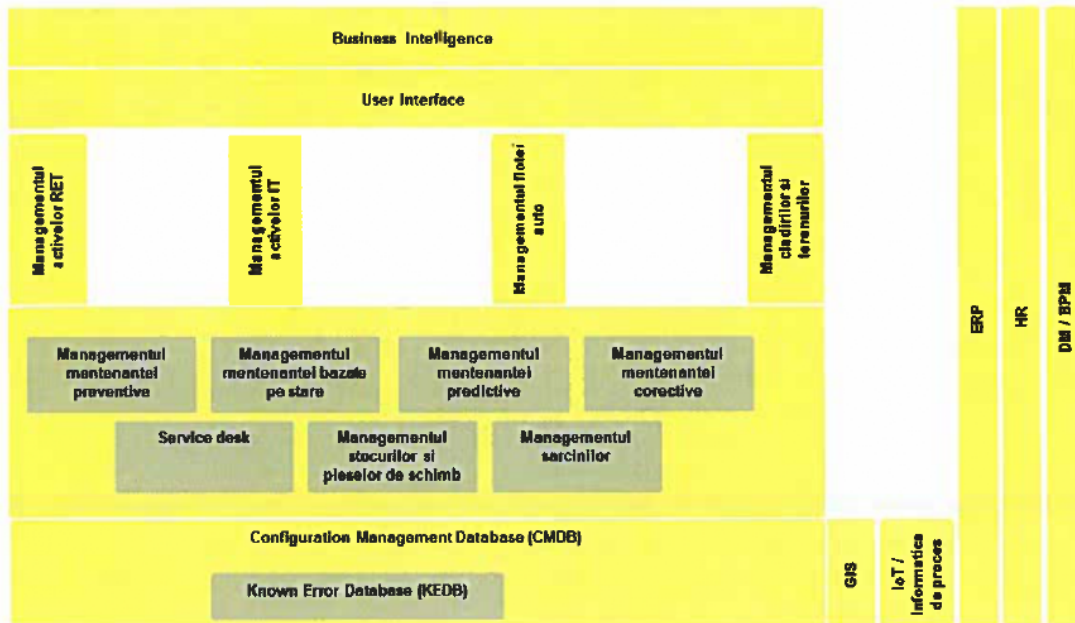
- c. Impact probability matrix pornind de la riscul de disfuncție a activului și impactul pe care disfuncția activului îl are la nivelul activităților.

E. Elemente de natura tehnologica

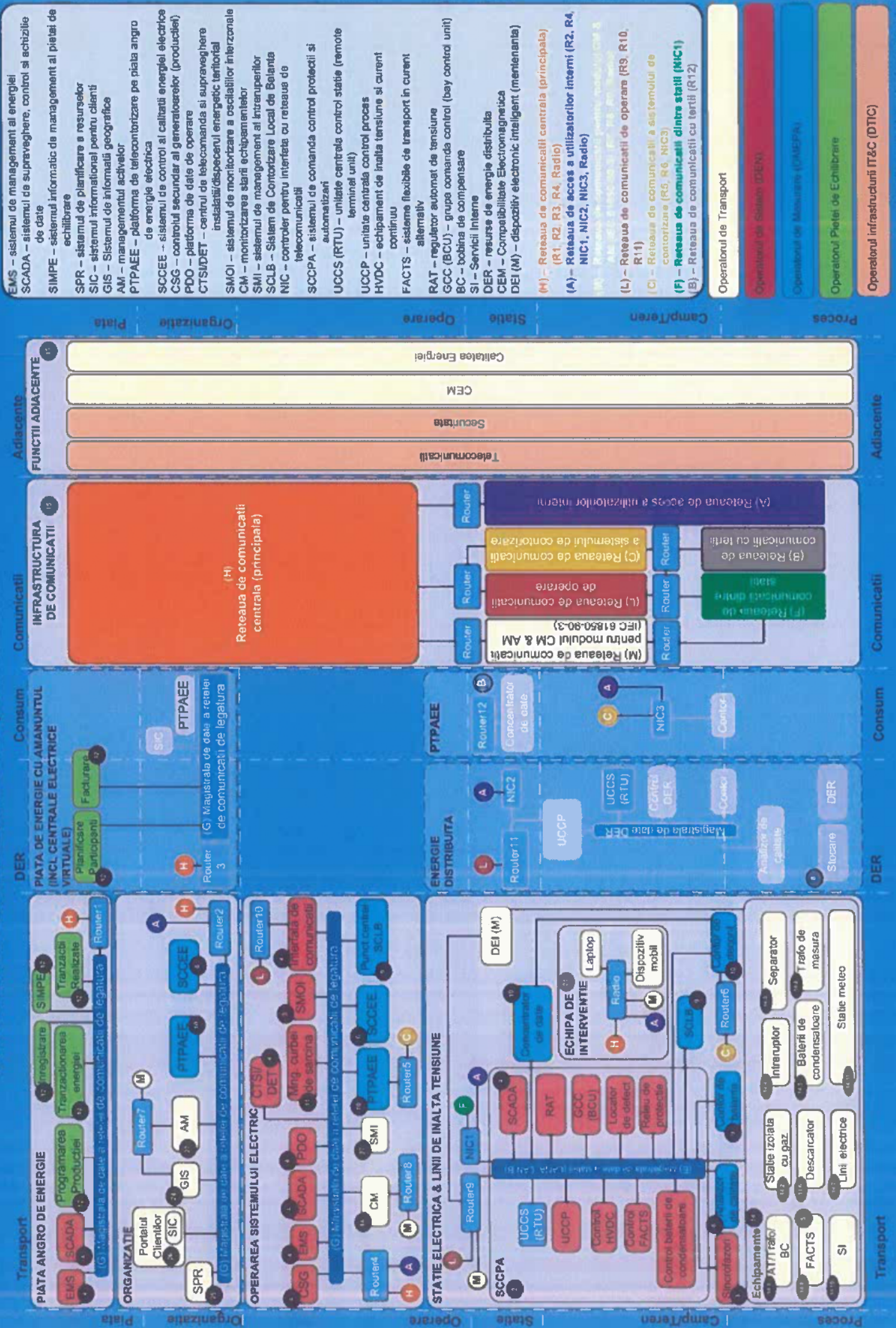
Cerintele pentru bazele de date vor fi neutrale din punct de vedere tehnologic, existând o preferință pentru produsele majore din piață, precum cele din Gartner Magic Quadrant:

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

F. Arhitectura modului de management active



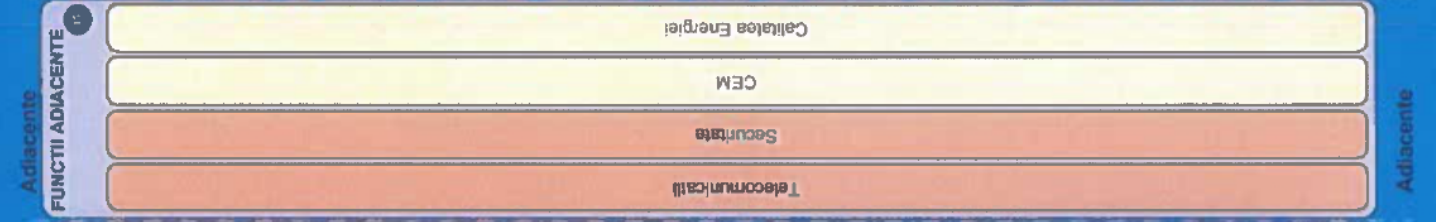
Arhitectura de referinta Smart Grid specifica CNTEE Transelectrica SA



LEGENDA:

- EMS – sistemul de management al energiei
- SCADA – sistemul de supraveghere, control și achiziție de date
- SIMPE – sistemul informatic de management al pieței de echilibrare
- SPR – sistemul de planificare a resurselor
- SIC – sistemul informațional pentru clienți
- GIS – Sistemul de informații geografice
- AM – managementul activelor
- PTPAEE – platforma de telecomandare pe piața angro de energie electrică
- SCCEE – sistemul de control al calității energiei electrice
- CSG – controlul secundar al generatorilor (productiei)
- PDO – platforma de date de operare
- CTS/DET – centrul de telecomandă și supraveghere instalată/dispecerul energetic teritorial
- SMOI – sistemul de monitorizare a oscilațiilor interzonale
- CM – monitorizarea stării echipamentelor
- SMI – sistemul de management al intreruptorilor
- SCLB – Sistem de Controlare Local de Balanță
- NIC – controler pentru interfața cu rețeaua de telecomunicații
- SCCPA – sistemul de comandă control protecții și automatizări
- UCCS (RTU) – unitate centrală control stație (remote terminal unit)
- UCCP – unitate centrală control proces
- HVDC – echipament de înaltă tensiune și curent continuu
- FACTS – sisteme flexibile de transport în curent alternativ
- RAT – regulator automat de tensiune
- GCC (BCU) – grupe comandă control (bay control unit)
- BC – bobina de compensare
- SI – Servicii Interne
- DER – resurse de energie distribuită
- CEM – Compatibilitate Electromagnetică
- DEI (M) – dispozitiv electronic inteligent (menținanța)
- (M) – Rețeaua de comunicații centrală (principală) (R1, R2, R3, R4, Radio)
- (A) – Rețeaua de acces a utilizatorilor interni (R2, R4, NIC1, NIC2, NIC3, Radio)
- (B) – Rețeaua de comunicații cu terți (R12)
- (L) – Rețeaua de comunicații de operare (R9, R10, R11)
- (C) – Rețeaua de comunicații a sistemului de control (R5, R6, NIC3)
- (F) – Rețeaua de comunicații dintre stații (NIC1)
- (G) – Rețeaua de comunicații cu terți (R12)

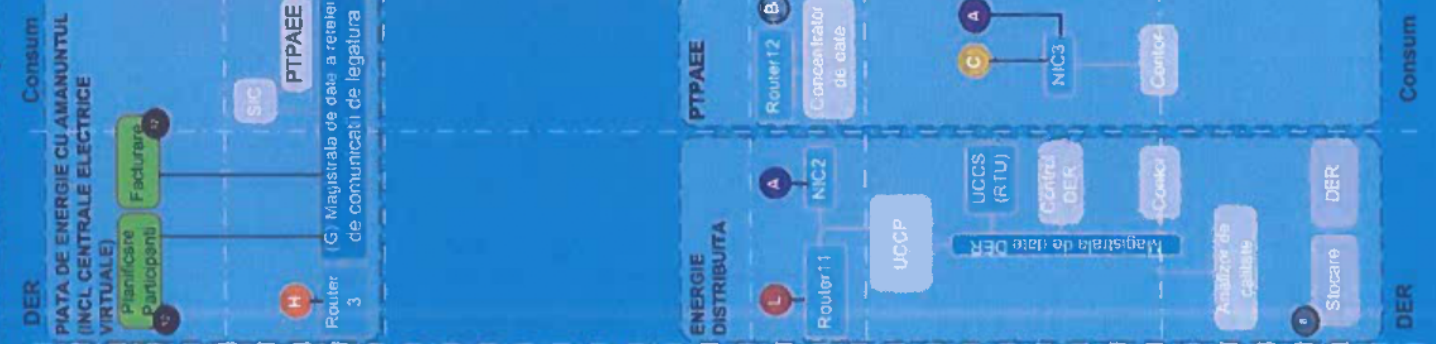
Funcții Adiacente



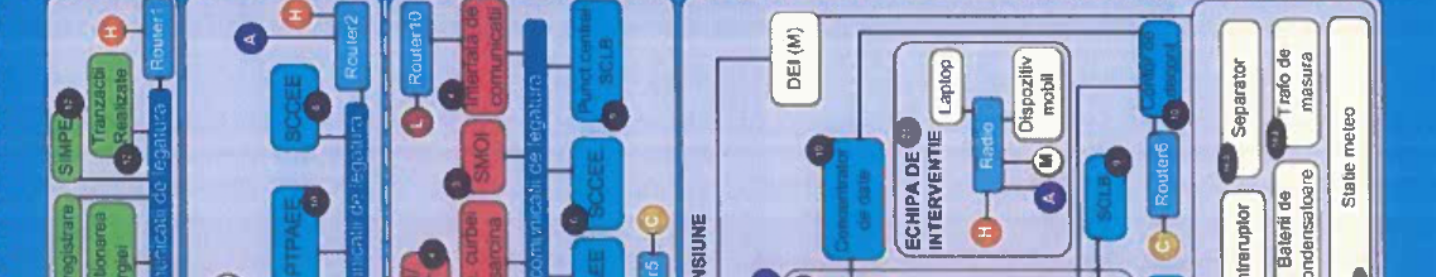
Infrastructura de Comunicații



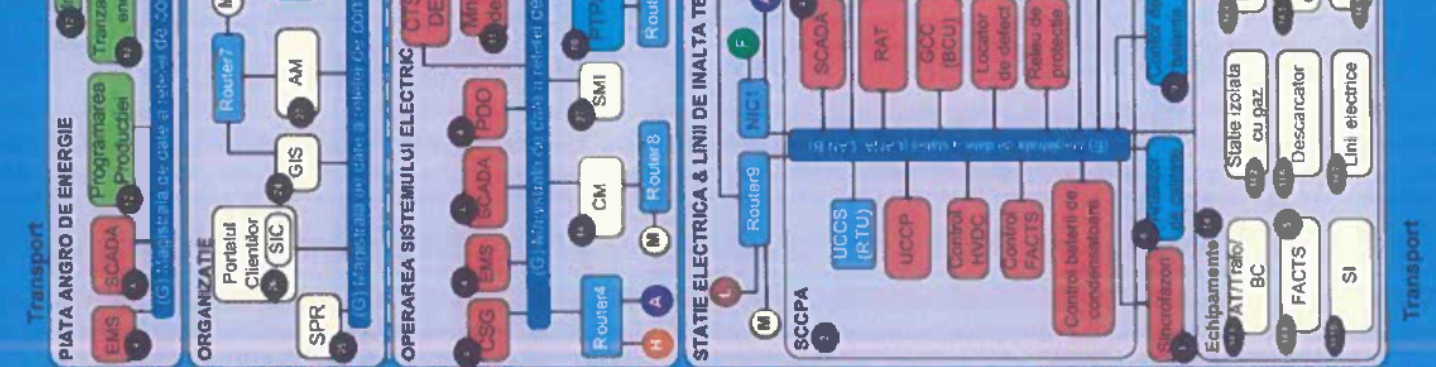
Operația Sistemului Electric



Stăți Tensiune și Linii de Înaltă Tensiune



Piața de Energie cu Amanuntul (Incl. Centrale Electrice Virtuale)



Piața de Energie



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

1. Recomandari pentru implementare

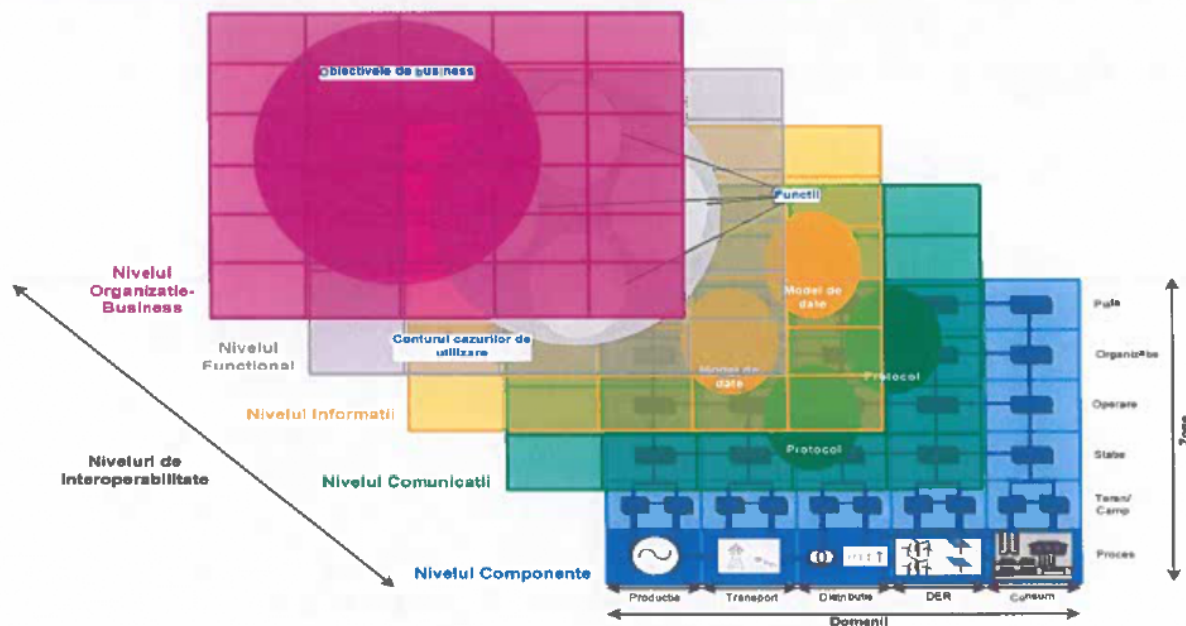


Figura 1 – Modelul arhitecturii Smart Grid (SGAM)

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

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

2. Recomandari pentru testare

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

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

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

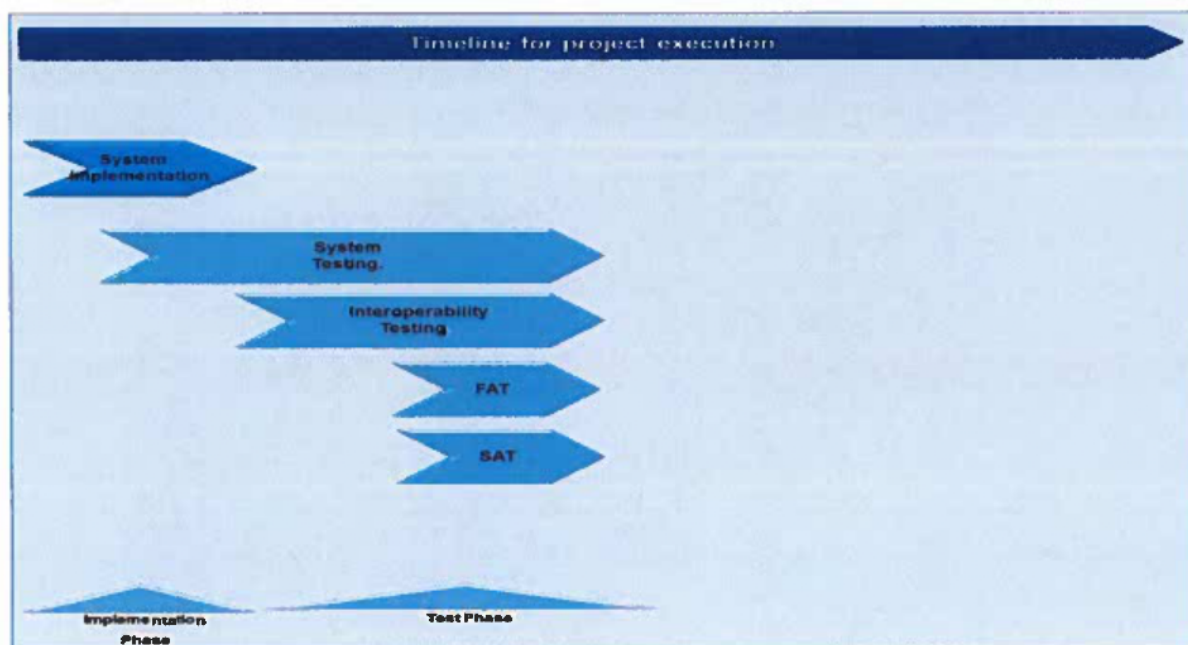


Figura 2 – Calendarul/graficul de executie a proiectului

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 (și 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 61850-10	Communication networks and systems in substations - Part 10: Conformance testing
2	EN 61850-4	Communication networks and systems for power utility automation - Part 4: System and project management
3	EN 61850-5	Communication networks and systems for power utility automation - Part 5: Communication requirements for functions and device models
4	EN 61850-6	Communication networks and systems for power utility automation - Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs
5	EN 61850-7-1	Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-1: Basic communication structure - Principles and models
6	EN 61970 (all parts)	Energy management system application program interface (EMS-API)
7	EN 62056 (all parts)	Electricity metering data exchange - The DLSM/COSEM suite
8	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

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

9	ETSI EG 202 798	Intelligent Transport Systems (ITS); Testing; Framework for conformance and interoperability testing
10	ETSI TS 101 456	Electronic Signatures and Infrastructures (ESI) - Policy requirements for certification authorities issuing qualified certificates
11	ETSI TS 102 042	Electronic Signatures and Infrastructures (ESI) - Policy requirements for certification authorities issuing public key certificates
12	IEC 62351-4	Power systems management and associated information exchange - Data and communication security - Part 4: Profiles including MMS
13	ISO/IEC 15408	Information technology - Security techniques - Evaluation criteria for IT security