

Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei

**ORDIN Nr. 103
din 1 iulie 2015**

pentru aprobarea Codului de măsurare a energiei electrice

Publicat în: Monitorul Oficial Nr. 523 din 14 iulie 2015

***) Notă importantă:**

Pentru intrarea în vigoare și aplicarea codului, a se vedea prevederile art. 125 și art. 4 din acesta.

Având în vedere prevederile [art. 65](#) alin. (1) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, ale [art. 10](#) alin. (3) și art. 15 alin. (1) din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică și ale [art. 11](#) din Hotărârea Guvernului nr. 1.016/2004 privind măsurile pentru organizarea și realizarea schimbului de informații în domeniul standardelor și reglementărilor tehnice, precum și al regulilor referitoare la serviciile societății informaționale între România și statele membre ale Uniunii Europene, precum și Comisia Europeană, cu modificările și completările ulterioare,

în temeiul prevederilor [art. 5](#) alin. (1) lit. c) și ale art. 9 alin. (1) lit. h) și alin. (3) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012,

președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei emite următorul ordin:

Art. 1 - Se aprobă Codul de măsurare a energiei electrice, prevăzut în anexa care face parte integrantă din prezentul ordin.

Art. 2 - Operatorii economici din sectorul energiei electrice duc la îndeplinire prevederile prezentului ordin, iar departamentele de specialitate din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei urmăresc respectarea prevederilor prezentului ordin.

Art. 3 - Prezentul ordin se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I.

Art. 4 - La data intrării în vigoare a prezentului ordin se abrogă [Ordinul](#) președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 17/2002 pentru aprobarea Codului de măsurare a energiei electrice, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 480 din 4 iulie 2002.

Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei,
Niculae Havrileț

Anexă

CODUL de măsurare a energiei electrice

Cap. I Dispoziții generale

Secțiunea 1 Scop

Art. 1 - Prezentul cod de măsurare a energiei electrice, denumit în continuare **Cod**, reprezintă reglementarea tehnică din domeniul energiei electrice care are scopul de a stabili regulile și cerințele tehnice care se aplică sistemelor de măsurare a energiei electrice pentru citirea, procesarea, transmiterea și stocarea datelor de măsurare a energiei electrice, precum și pentru instalarea, deținerea și întreținerea acestor sisteme.

Art. 2 - Regulile tehnice cuprinse în Cod se referă la:

- a) clasificarea punctelor de măsurare;
- b) cerințele tehnice pentru sistemele de măsurare;
- c) datele de măsurare;
- d) asigurarea confidențialității și securității datelor;
- e) condițiile pentru asigurarea interoperabilității între sisteme de măsurare diferite și, respectiv, între sistemele de măsurare și alte platforme informatice;
- f) drepturile de accesare și utilizare a datelor de măsurare;
- g) drepturile și obligațiile operatorilor de măsurare;
- h) monitorizarea operatorului de măsurare;
- i) conformarea operatorului de măsurare la prevederile Codului.

Secțiunea a 2-a

Domeniu de aplicare

Art. 3 - Administratorul Codului este ANRE. În această calitate, ANRE urmărește și controlează aplicarea prevederilor Codului și inițiază modificarea și actualizarea acestuia ori de câte ori este necesar.

Art. 4 - Prevederile Codului se aplică de operatorii de rețea, utilizatorii racordați la rețelele electrice de interes public, furnizorii de energie electrică, precum și de societățile de servicii energetice, care acționează în activitatea de măsurare pentru decontare a energiei electrice tranzacționate în temeiul contractelor privind vânzarea/achiziția energiei electrice și a serviciilor aferente acesteia, inclusiv a serviciilor energetice.

Art. 5 - Prevederile Codului se aplică pe piața angro și pe piața cu amănuntul de energie electrică.

Art. 6 - În cazul schimburilor de energie electrică cu sistemele electroenergetice ale țărilor vecine, părțile pot negocia reguli de măsurare specifice, suplimentare prevederilor prezentului cod.

Art. 7 - Prevederile prezentului cod sunt conforme cu prevederile legislației în vigoare din domeniul energiei electrice și al eficienței energetice, precum și ale legislației privind mijloacele de măsurare, inclusiv sistemele de măsurare inteligentă.

Secțiunea a 3-a

Documente de referință

Art. 8 - (1) Sistemele de măsurare și elementele componente ale acestora trebuie să respecte, în conformitate cu prevederile din lista oficială a mijloacelor de măsurare supuse controlului metrologic legal, următoarele prevederi legale și norme metrologice:

a) [Hotărârea](#) Guvernului nr. 264/2006 privind stabilirea condițiilor de introducere pe piață și punere în funcțiune a mijloacelor de măsurare, cu modificările și completările ulterioare, care transpune Directiva 2004/22/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 31 martie 2004 privind mijloacele de măsurare;

b) [Norma](#) de metrologie legală NML 005-05 "Contoare de energie electrică activă";

c) [Norma](#) de metrologie legală NML 027-05 "Contoare de energie electrică reactivă";

d) Norma de metrologie legală NML 5-02-97 "Contoare de energie electrică activă".

(2) Se recomandă ca sistemele de măsurare și elementele componente ale acestora să respecte prevederile următoarelor standarde de referință:

a) SR EN 50470-1 Echipamente pentru măsurarea energiei electrice (c.a.). Prescripții generale, încercări și condiții de încercare. Echipament pentru măsurare (clasele de exactitate A, B și C);

b) SR EN 50470-3 Echipamente pentru măsurarea energiei electrice (c.a.). Prescripții particulare. Echipamente statice pentru măsurarea energiei active (clase de exactitate A, B și C);

c) SR EN 60870-2-1 Echipamente și sisteme de teleconducere, Partea 2: Condiții de funcționare, Secțiunea 1: Alimentare și compatibilitate electromagnetică;

d) SR EN 61869-2 Transformatoare de măsură, Partea 2: Cerințe suplimentare pentru transformatoare de curent;

e) SR EN 61869-3 Transformatoare de măsură, Partea 3: Cerințe suplimentare pentru transformatoare de tensiune inductive;

f) SR EN 61869-4 Transformatoare de măsură, Partea 4: Prescripții particulare pentru transformatoare de măsură combinate;

g) SR EN 61869-5 Transformatoare de măsură, Partea 5: Cerințe suplimentare pentru transformatoare de tensiune capacitive;

h) SR EN 62052-11 Echipamente pentru măsurarea energiei electrice (c.a.). Prescripții particulare, Partea 11: Echipamente pentru măsurare;

i) SR EN 62052-21 Echipamente pentru măsurarea energiei electrice (c.a.). Prescripții generale, încercări și condiții de încercare, Partea 21: Echipamente pentru tarife și controlul sarcinii;

j) SR EN 62053-21 Echipamente pentru măsurarea energiei electrice (c.a.). Prescripții particulare, Partea 21: Contoare statice pentru energie activă (clasele 1 și 2);

k) SR EN 62053-22 Echipamente pentru măsurarea energiei electrice (c.a.). Prescripții particulare, Partea 22: Contoare statice pentru energie activă (clasele 0,2 S și 0,5 S);

l) SR EN 62053-23 Echipamente pentru măsurarea energiei electrice (c.a.). Prescripții particulare, Partea 23: Contoare statice pentru energie reactivă (clasele 2 și 3);

m) SR EN 62054-21 Echipamente pentru măsurarea energiei electrice (c.a.) Tarifare și controlul sarcinii, Partea 21: Prescripții particulare pentru programatoare;

n) SR EN 62056-6-2 (standard pe părți) Schimb de date de măsurare a energiei electrice.

(3) Se recomandă ca sistemele de măsurare și elementele componente ale acestora să respecte prevederile următoarelor documente metrologice:

a) WELMEC 11.2 Recomandări privind măsurarea pentru facturare a consumului depinzând de timp;

b) WELMEC 7.2 Ghidul pentru echipamente de măsurare programabile în aplicarea Directivei 2004/22/CE;

c) Alte documente europene relevante, conform anexei care face parte integrantă din prezentul cod.

(4) Pentru toate actele și documentele prevăzute la alin. (1), (2) și (3) se aplică ultima ediție sau ultima formă în vigoare.

Secțiunea a 4-a

Definiții și abrevieri

Art. 9 - (1) Termenii utilizați în prezentul cod au semnificația prevăzută în legislația menționată la art. 7.

(2) În înțelesul prezentului cod, următorii termeni au următoarele semnificații:

1. **agregare date de decontare** - calcule efectuate de către operatorul de măsurare prin aplicarea unor formule asupra datelor de decontare pentru determinarea cantităților de energie electrică ce fac obiectul decontărilor pe piața de energie electrică, al decontărilor legate de serviciile tehnologice de sistem și al celor legate de diverse servicii energetice;

2. **categorie de puncte de măsurare** - puncte de măsurare pentru care Codul stabilește cerințe tehnice distincte;

3. **citire a datelor de măsurare** - achiziționare totală sau parțială a datelor de măsurare, transmiterea lor la sistemul central de gestiune a datelor de măsurare și stocarea acestora în istoricul de consum al punctului de măsurare;

4. **configurare** - acțiune de alegere inițială sau de modificare a configurației interne a contorului sau a echipamentelor de măsurare din punctul de vedere al componentelor hardware (memorie, interfață/module de comunicație etc.) și software (firmware, alte module software de gestiune internă a contorului);

5. **contor de decontare** - contor montat în punctul de măsurare în baza căruia se realizează decontarea energiei electrice tranzitate;

6. **contor martor** - contor de energie electrică având rolul de a măsura energia electrică în paralel cu contorul de decontare;

7. **curent** - curent electric;

8. **date de măsurare** - informații cu privire la energia electrică tranzitată prin punctul de măsurare, care cuprind:

a) date de decontare - date necesare pentru facturare, inclusiv cele care afectează credibilitatea sau acuratețea datelor necesare pentru facturare (indexuri de energie, indexuri diferențiale pe structuri tarifare, inclusiv cele memorate la intervale de timp egale și sincronizate cu ceasul de timp real, puterea activă maximă de lungă durată pentru fiecare sfert de oră bloc, ceas de timp real, curbe de sarcină de indexuri, tentativă de fraudă etc.);

b) mărimi de instrumentație - mărimi instantanee: puterea electrică activă/reactivă, tensiunea, curentul, frecvența rețelei;

c) date de stare - informații cu privire la evenimente și mărimi de stare, ca de exemplu: stare conectat/deconectat, mărime electrică încadrată sau nu într-un interval de variație predefinit etc.;

9. **echipamente concentratoare de date** - sisteme intermediare de achiziție de date de măsurare, destinate citirii în timp a unui grup anume de contoare și transmiterii datelor citite către sistemul central de gestiune a datelor de măsurare din cadrul unui sistem de măsurare;

10. **grup de măsurare a energiei electrice** - ansamblu format din contor și transformatoarele de măsurare aferente acestuia, precum și toate elementele intermediare care constituie circuitele de măsurare a energiei electrice, inclusiv elementele de securizare a acestora;

11. **jurnal de evenimente** - listă a evenimentelor de schimbare a stării echipamentelor de măsurare cuprinzând ștampila de timp, tipul de eveniment, descrierea noii stări și momentul de timp la care a avut loc, înregistrată automat de echipamentele de măsurare și transmisă în cazul interogării acestora;

12. **măsurarea energiei reactive în patru cadrane** - înregistrarea în patru registre separate ale contorului a energiei electrice reactive, în funcție de sensul acesteia pentru fiecare din sensurile circulației de energie electrică activă;

13. **mijloc de măsurare** - contor, transformator de măsurare de tensiune și transformator de măsurare de curent, supuse controlului metrologic legal;

14. **modul de comunicație** - modul electronic opțional, plasat în interiorul contorului sau în exteriorul acestuia, conectat la o interfață de comunicație a contorului și care realizează:

a) funcții de comunicație, cum ar fi: conversie de protocol de comunicație, multiplicare de interfețe de comunicație și acces multiutilizator, securizare a datelor;

b) funcționalități obligatorii și/sau suplimentare ale sistemelor de măsurare;

15. **operator de măsurare** - operator economic (operatorul de transport și de sistem, operatorul de distribuție, producătorul) care deține sub orice titlu, administrează și operează un sistem de măsurare a energiei electrice și care gestionează baza de date de măsurare a acestuia, în condițiile legii;

16. **operator de rețea** - operatorul de transport și de sistem/operatorul de distribuție;

17. **parametrizare** - acțiune de modificare a funcționării programului intern al contorului, prin care se stabilește modul de funcționare a acestuia în vederea furnizării anumitor date de măsurare specifice unui anumit punct de măsurare, în conformitate cu prevederile contractuale;

18. **parte implicată contractual** - operator de rețea, producător, client final, furnizor și societate de servicii energetice, semnatar/semnatară al/a unui contract în temeiul căruia pune la dispoziție/are acces la datele de măsurare a energiei electrice;

19. **parte a contorului relevantă din punct de vedere metrologic legal (parte metrologică a contorului)** - parte a contorului compusă din module electronice și programe interne specifice, având următoarele funcții:

a) de măsurare conform unei anumite clase de exactitate; și

b) de stocare în mod sigur

a indexurilor de energie electrică activă și reactivă;

20. **proceduri operative de citire a datelor de măsurare (backup operativ)** - protocol/set de reguli/set de specificații, bazat pe standardele existente, utilizate pentru schimbul de date de măsurare cu subsistemele de măsurare locală a energiei electrice;

21. **proceduri de urgență (disaster recovery)** - proceduri care se aplică pentru restabilirea funcționării sistemelor de măsurare în caz de dezastre naturale sau accidentale;

22. **profil/curbă de sarcină** - pentru contoarele de energie electrică această noțiune are două semnificații:

a) set de indexuri de energie electrică activă sau reactivă asociate cu mărimi binare de stare, memorate la intervale de timp egale și sincronizate cu ceasul de timp real; acest set de indexuri se memorează în registre recirculabile nevolatile (protejate la pierderea tensiunii de alimentare), iar într-un profil de sarcină definit prin parametrizare este posibilă doar ștergerea automată a celor mai vechi indexuri ca urmare a recirculării datelor;

b) set de valori ale mărimilor de instrumentație, memorate în registre recirculabile la intervale de timp egale și sincronizate cu ceasul de timp real.

Un profil de sarcină se definește prin parametrizare și poate conține mai multe mărimi de tipul a) sau b), toate fiind memorate la același interval de timp; memorarea unor mărimi de tipul a) sau b) la un anumit interval de timp se consideră ca fiind un anumit profil de sarcină; în urma unei reparametrizări a unui profil de sarcină, de regulă, valorile profilului de sarcină stocate sunt șterse, fiind necesare o citire și o copiere prealabilă pe suport extern a acestora;

23. **program intern (firmware)** - program intern specific contorului/echipamentului concentrator de date, instalat de producătorul acestuia;

24. **punct de măsurare** - locul din cadrul rețelei electrice în care se conectează transformatoarele de măsurare sau grupul de măsurare/subsistemul de măsurare locală;

25. **putere aprobată** - puterea maximă simultană ce poate fi evacuată/absorbită în/din rețea la un loc de producere și/sau consum precizată în avizul tehnic de racordare/certificatul de racordare;

26. **rețea de comunicație la domiciliu (home area network)** - rețea de comunicație internă a utilizatorului client casnic, care permite comunicația dintre contor și aparatele electrocasnice ale clientului casnic pentru controlul acestora; instalație care permite implementarea funcționalităților de tip rețea inteligentă;

27. **sistem central de gestiune a datelor de măsurare** - sistem informatic care asigură achiziția directă a datelor de măsurare, stocarea în condiții de securitate și confidențialitate a datelor în baze de date, exportul de date către alte sisteme de măsurare, prelucrări specifice, cum ar fi verificări de plauzibilitate și agregări, furnizarea de informații prin diverse interfețe către părțile cu drept de acces la aceste date, alte funcții care completează funcțiile de bază enumerate;

28. **sistem de măsurare inteligentă a energiei electrice** - sistem de măsurare a energiei electrice care permite transmiterea bidirecțională securizată a datelor de măsurare, în conformitate cu reglementările în vigoare;

29. **stocare nevolatilă** - stocare protejată la pierderea tensiunii de alimentare;

30. **tensiune** - tensiune electrică;

31. **transformator de curent** - transformator de curent pentru măsurare;

32. **transformator de tensiune** - transformator de tensiune pentru măsurare.

Art. 10 - În cuprinsul prezentului cod se utilizează următoarele abrevieri:

a) ANRE - Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei;

b) BRML - Biroul Român de Metrologie Legală;

c) OTS - operatorul de transport și de sistem;

d) OMEPA - operator de măsurare și agregator unic al datelor de decontare pe piața angro de energie electrică;

e) RED - rețeaua electrică de distribuție;

f) RET - rețeaua electrică de transport;

g) SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition - sistem de monitorizare, control și achiziție date;

h) SEN - Sistemul electroenergetic național;

i) STS - servicii tehnologice de sistem.

Cap. II

Reguli generale

Secțiunea 1

Obligații privind măsurarea energiei electrice

Art. 11 - (1) În vederea decontării, energia electrică tranzitată în punctele de delimitare dintre rețelele electrice aparținând operatorilor de rețea și instalațiile de utilizare aparținând utilizatorilor rețelelor se măsoară în punctele de măsurare.

(2) Punctele de măsurare se stabilesc în punctele de delimitare, cu respectarea reglementărilor în vigoare, și sunt precizate în avizele tehnice/certIFICATELE de racordare emise pentru locurile de producere și/sau de consum.

Art. 12 - (1) Operatorii de măsurare sunt responsabili cu măsurarea energiei electrice în punctele de măsurare, în conformitate cu prevederile legale în vigoare.

(2) În vederea îndeplinirii obligațiilor privind măsurarea energiei electrice pentru toți utilizatorii rețelelor electrice din aria de responsabilitate, operatorii de măsurare dețin, dezvoltă și operează sisteme de măsurare a energiei electrice, inclusiv, după caz, sisteme de măsurare inteligentă.

Art. 13 - Atunci când un punct de măsurare nu coincide cu punctul de delimitare, prin excepție de la prevederile art. 11 alin. (2), energia electrică măsurată se corectează în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare privind corecția datelor de măsurare în raport cu punctul de delimitare.

Art. 14 - Energia electrică se măsoară în următoarele puncte de măsurare:

a) punctele de delimitare între rețelele electrice de interes public și instalațiile de utilizare ale utilizatorilor;

- b) punctele de delimitare între două rețele electrice aflate în gestiunea a doi operatori de rețea diferiți;
- c) punctele de interconexiune cu sistemele electroenergetice ale țărilor vecine.

Art. 15 - Prin excepție de la prevederile art. 14, în cazuri particulare, decontarea energiei electrice se realizează în următoarele puncte de măsurare:

- a) pe partea de tensiune superioară a transformatorului bloc, pentru generatoarele racordate bloc generator - transformator sau bloc generator - transformator - linie electrică;
- b) pe linia de evacuare, cu acordul părților implicate contractual, pentru centralele hidroelectrice racordate radial;
- c) în celula de racord a generatorului, pentru generatoarele racordate direct la barele stațiilor electrice de distribuție;
- d) pe partea de tensiune superioară a transformatorului coborâtor, pentru energia electrică preluată de la barele stației electrice a centralei, pentru consumurile proprii tehnologice ale producătorului;
- e) pe partea de 110 kV a unităților de transformare, pentru conexiunile între RET și RED;
- f) în ambele capete ale liniilor de legătură dintre rețelele aparținând a doi operatori de distribuție diferiți; în acest caz, fiecare contor este în același timp contor de decontare pentru energia electrică cedată pe linia electrică către celălalt operator de distribuție și contor martor pentru energia electrică primită pe linia electrică de la celălalt operator de distribuție;
- g) pe racord, pentru instalațiile de compensare a energiei reactive racordate la 110 kV.

Art. 16 - Pentru măsurarea energiei electrice tranzitate pe liniile de interconexiune se pot conveni cu partenerul extern proceduri specifice.

Art. 17 - Operatorul de măsurare este obligat să permită utilizatorului montarea de contoare martor.

Secțiunea a 2-a

Structura sistemelor de măsurare

Art. 18 - (1) Sistemele de măsurare, inclusiv cele de măsurare inteligentă, au următoarea structură:

- a) subsisteme de măsurare locală sau grupuri de măsurare, formate din:
 - (i) contoare, inclusiv module de comunicație și module adiționale instalate în cadrul contorului sau în imediata lui vecinătate, care au rolul îndeplinirii unor funcționalități aferente măsurării, precum și elemente de securizare a acestora;
 - (ii) transformatoare de măsurare;
 - (iii) circuite de măsurare, precum și elemente de securizare a acestora;
- b) subsisteme de transmitere a informațiilor, formate din:
 - (i) module de comunicație;
 - (ii) subsisteme de citire automată a datelor de măsurare;
 - (iii) echipamente concentratoare de date;
 - (iv) căi de comunicație;
- c) sistem central de gestiune a datelor de măsurare.

(2) Partea relevantă din punct de vedere metrologic legal a contoarelor are următoarele caracteristici:

a) se supune legislației metrologice în vigoare din România și se protejează după caz: prin sigiliile producătorului aplicate conform documentelor care stau la baza examinării CE de tip sau prin marcajele de verificare metrologică aplicate conform aprobării de model sau în urma efectuării verificării inițiale (în cazul introducerii pe piață și/sau punerii în funcțiune) sau în urma efectuării verificărilor metrologice periodice (în cazul contoarelor aflate în utilizare);

b) are asociată o declarație de completitudine a listei de funcții și de comenzi;

c) conține programul de contor (firmware) definit la examinarea de tip/evaluarea în vederea acordării aprobării de model, caracterizat prin varianta de soft și suma sa de control, stipulate în certificatul de examinare CE de tip/certificatul aprobării de model, care se supune legislației metrologice în vigoare și se protejează prin sigilii.

Secțiunea a 3-a

Regimul de proprietate asupra componentelor sistemului de măsurare a energiei electrice

Art. 19 - (1) Componentele sistemelor de măsurare sunt în proprietatea operatorului de rețea.

(2) Prin excepție de la prevederile alin. (1):

a) contoarele care măsoară energia electrică pentru care producătorul beneficiază de scheme de sprijin sunt în proprietatea producătorului și sunt încadrate în sistemul de măsurare al operatorului de rețea;

b) transformatoarele de măsurare din cadrul grupurilor de măsurare a energiei electrice pot fi în proprietatea și operarea utilizatorului (producător sau client final).

Art. 20 - Proprietarii componentelor sistemului de măsurare sunt obligați să asigure îndeplinirea prevederilor legislației metrologice în vigoare, precum și a condițiilor tehnice aferente acestora, precizate în prezentul cod.

Secțiunea a 4-a

Clasificarea punctelor de măsurare

Art. 21 - Punctele de măsurare a energiei electrice se clasifică în funcție de puterea aprobată prin avizul tehnic de racordare/certificatul de racordare în trei categorii, pentru care prezentul cod stabilește cerințe distincte, astfel:

a) puncte de măsurare de categoria A: utilizate pentru măsurarea energiei electrice tranzitate prin punctele de delimitare dintre rețeaua electrică de interes public și instalațiile de utilizare ale utilizatorilor cu puterea aprobată mai mare de 1 MW; în această categorie nu sunt cuprinse punctele de măsurare din rețeaua electrică de joasă tensiune;

b) puncte de măsurare de categoria B: utilizate pentru măsurarea energiei electrice tranzitate prin punctele de delimitare dintre rețeaua electrică de interes public și instalațiile de utilizare ale utilizatorilor cu puterea aprobată mai mare de 100 kW și mai mică sau egală cu 1 MW; sunt cuprinse în această categorie și punctele de măsurare din rețeaua electrică de joasă tensiune cu puterea aprobată mai mare de 1 MW, precum și punctele de măsurare din rețeaua electrică de medie tensiune cu puterea aprobată mai mică sau egală cu 100 kW;

c) puncte de măsurare de categoria C: utilizate pentru măsurarea energiei electrice tranzitate prin punctele de delimitare dintre rețeaua electrică de interes public și instalațiile de utilizare ale utilizatorilor racordați la joasă tensiune cu puterea aprobată mai mică sau egală cu 100 kW.

Cap. III

Cerințe tehnice generale pentru punctele de măsurare

Secțiunea 1

Obligații privind respectarea prevederilor metrologice legale

Art. 22 - Mijloacele de măsurare trebuie să respecte cerințele privind condițiile de introducere pe piață și punere în funcțiune și, după caz, prevederile normelor de metrologie legală aplicabile.

Art. 23 - Mijloacele de măsurare a energiei electrice trebuie să respecte cerințele prevăzute în reglementările aplicabile din domeniul metrologiei legale referitoare la:

a) achiziție - deținerea, după caz, a certificatelor de examinare CE de tip, a certificatelor aprobărilor de model CEE (AM-CEE), a certificatelor aprobărilor de model (AM), a declarațiilor de conformitate emise de producător sau de reprezentantul său autorizat, a buletinelor de verificare metrologică inițială, a marcajelor de conformitate, a marcajelor de verificare inițială CEE, a marcajului aprobării de model, a marcajului de verificare metrologică;

b) verificare metrologică - realizată de către operatori economici autorizați BRML;

c) montare - realizată exclusiv de către operatori economici deținători ai avizului pentru exercitarea activității de montare a mijloacelor de măsurare emis de BRML - numai pentru mijloacele de măsurare care se supun controlului metrologic legal prin aprobări de model CEE (AM-CEE), aprobare de model (AM) și verificare inițială (VI) pentru mijloacele de măsurare aflate în utilizare;

d) utilizare - respectarea periodicității verificărilor metrologice, realizarea de testări în vederea evaluării conformității cu prevederile standardelor aplicabile;

e) încadrarea în clasele de exactitate - pentru contoarele de energie electrică activă și reactivă.

Art. 24 - Pentru achiziția și punerea în funcțiune, transformatoarele de măsurare și contoarele de energie electrică activă trebuie să corespundă modalităților de control metrologic legal exercitat de BRML prin

aprobarea de model și verificarea metrologică inițială, conform legislației metrologice și legislației privind mijloacele de măsurare în vigoare.

Art. 25 - (1) Mijloacele de măsurare din componența grupurilor de măsurare se supun verificării metrologice periodice la termene cel mult egale cu cele prevăzute în reglementările metrologice în vigoare, în laboratoare de metrologie autorizate de BRML.

(2) La cererea oricărui utilizator, operatorul de măsurare este obligat să asigure efectuarea de verificări metrologice, iar plângerile se soluționează în conformitate cu prevederile legislației metrologice în vigoare, prin expertize metrologice finalizate prin rapoarte de expertiză.

Secțiunea a 2-a

Cerințe tehnice generale

Art. 26 - (1) În rețelele electrice trifazate, măsurarea energiei electrice se efectuează utilizând tensiunea și curentul electric de pe toate cele trei faze.

(2) În cazul rețelelor electrice trifazate care nu au neutrul legat direct la pământ, se admite măsurarea utilizând curentul electric de pe două faze și tensiunea dintre faze.

Art. 27 - (1) Transformatoarele de curent pentru măsurare se dimensionează astfel încât curentul corespunzător puterii maxime de lungă durată, înregistrată pe o perioadă de 12 luni, să se încadreze în limita de 20 - 100% din curentul nominal al acestora.

(2) Se recomandă utilizarea transformatoarelor de curent cu raport de transformare pentru înfășurarea de măsurare mai mic decât cel pentru înfășurarea de protecție.

Art. 28 - Înfășurările secundare ale transformatoarelor de curent și tensiune pentru măsurare se utilizează numai pentru conectarea contoarelor, inclusiv a celor martor.

Art. 29 - (1) Contorul martor trebuie să aibă același număr de faze și cel puțin aceeași clasă de exactitate ca și contorul de decontare.

(2) Contorul martor se conectează pe aceleași circuite de curent electric și tensiune cu contorul de decontare.

Art. 30 - La cererea părții implicate contractual, constanta de măsurare a grupurilor de măsurare din componența subsistemelor de măsurare locală se include la parametrizare, astfel încât citirea locală să permită vizualizarea indexurilor de energie electrică activă și, după caz, reactivă.

Secțiunea a 3-a

Cerințe de securitate și de confidențialitate a datelor

Art. 31 - (1) Contorul de energie electrică trebuie prevăzut cu următoarele marcaje și sigilii fizice:

a) marcajul de verificare metrologică, prin care se asigură securitatea părții relevante din punct de vedere metrologic legal a contorului, aplicat sub formă de sigiliu conform aprobării de model sau după prima verificare metrologică periodică la contoarele aflate în utilizare;

b) sigiliul producătorului, pentru contoarele noi de energie electrică activă ce urmează a fi achiziționate și puse în funcțiune conform prevederilor legislației privind mijloacele de măsurare în vigoare;

c) sigiliul de instalare aplicat capacului de borne, prin care se asigură securitatea montajului contorului;

d) sigiliul de instalare de parametrizare, care împiedică schimbarea parametrilor contorului și modificarea datelor de decontare stocate prin securizarea interfeței optice locale de citire și parametrizare și a interfețelor de comunicație la distanță; acest sigiliu se aplică portului de parametrizare sau altor elemente constructive ale contoarelor parametrizabile.

(2) Sigiliile fizice prevăzute la alin. (1) lit. c) și d) se aplică de operatorul de măsurare, cu notificarea utilizatorului cu cel puțin 3 zile înainte.

Art. 32 - Pentru asigurarea securității transmisiei datelor de măsurare se recomandă sigilarea modulelor de comunicație, la instalarea acestora, prin sigiliu suplimentar sau sub sigiliul de instalare aplicat capacului de borne.

Art. 33 - Șirurile de cleme și cutiile de borne ale circuitelor de măsurare a energiei electrice aferente transformatoarelor de măsurare trebuie să fie securizate de operatorul de măsurare prin sigiliu de instalare aplicat capacului de borne aferent fiecărui punct în care circuitele secundare pot fi accesate.

Art. 34 - Operatorul de măsurare poate aplica măsuri suplimentare de sigilare pentru grupurile de măsurare, cu informarea utilizatorului.

Art. 35 - Sistemele de măsurare trebuie să asigure cel puțin următoarele măsuri de securitate informatică a accesului de la distanță pentru citirea datelor de măsurare:

- a) înregistrare cu nume de utilizator și parolă;
- b) confirmare drept de acces prin tehnici bazate pe chei publice și/sau private;
- c) criptarea mesajelor cu cuvinte de minimum 128 biți;
- d) măsuri suplimentare de realizare a comunicației doar între adrese cunoscute.

Art. 36 - (1) Căile de comunicație trebuie să asigure securitatea și confidențialitatea datelor de măsurare.

(2) În cazul utilizării drept cale de comunicație a unei linii seriale dedicate necomutate, responsabilitatea asigurării securității și confidențialității datelor de măsurare revine operatorului de măsurare, iar măsurile necesare se aplică de către operatorul de telecomunicații care oferă liniile seriale dedicate.

Art. 37 - Operatorul de măsurare este obligat să resincronizeze periodic ceasurile interne ale sistemelor de măsurare în scopul respectării abaterii maxime permise stabilite în prezentul cod și să corecteze datele de măsurare în cazul înregistrării unei abateri mai mari decât cea maxim permisă, în baza procedurilor proprii menționate la art. 121.

Art. 38 - Pentru asigurarea securității și confidențialității datelor de măsurare, operatorul de măsurare trebuie să definească drepturile de acces la sistemul de măsurare ale utilizatorului; utilizatorul poate împuternici, în temeiul unei relații contractuale, un furnizor sau o societate de servicii energetice să aibă acces la sistemul de măsurare în numele său.

Cap. IV

Cerințe specifice pentru punctele de măsurare de categoria A

Secțiunea 1

Cerințe tehnice pentru contoare și transformatoare de măsurare

Art. 39 - (1) Se utilizează exclusiv contoare electronice cu clasa de exactitate 0,2 S pentru energie activă și 1 pentru energie reactivă.

(2) Se utilizează transformatoare de curent ale căror înfășurări pentru măsurare au clasa de exactitate 0,2 S.

(3) Se utilizează transformatoare de tensiune ale căror înfășurări de măsurare au clasa de exactitate 0,2.

Art. 40 - Subsistemele de măsurare locală trebuie să realizeze următoarele funcționalități:

- a) să măsoare energia activă și reactivă în partea relevantă din punct de vedere metrologic legal a contoarelor și să stocheze nevolatil indexurile de energie activă și reactivă;
- b) să dețină un ecran local, parte din zona metrologică a contorului, și o tastatură de acces la date (minimum o tastă), prin care să se poată accesa și vizualiza indexurile de energie activă și reactivă;
- c) să creeze evenimente relevante și să le stocheze într-un jurnal de evenimente nevolatil (protejat la pierderea tensiunii de alimentare);
- d) să dețină un ceas de timp real nevolatil (protejat la pierderea tensiunii de alimentare);
- e) să creeze și să stocheze nevolatil profilele de sarcină în registre recirculabile, atât pentru energia activă, cât și pentru energia reactivă;
- f) să măsoare mărimi de instrumentație;
- g) să dețină o interfață optică locală de citire și parametrizare, care să fie securizată prin sigiliu de instalare de parametrizare.

Art. 41 - Subsistemele de măsurare locală trebuie să înregistreze indexuri de energie activă și reactivă în ambele senzori la fiecare 15 minute, cu memorarea acestora într-un profil de sarcină pe o perioadă de minimum 45 de zile.

Art. 42 - (1) Subsistemele de măsurare locală trebuie să permită transmiterea la cerere a următoarelor mărimi de instrumentație:

- a) puterea activă trifazată cu semn;
- b) puterea reactivă trifazată cu semn;
- c) tensiunea pe fiecare fază;
- d) curentul pe fiecare fază;

e) frecvența rețelei.

(2) Mărimile prevăzute la alin. (1) trebuie să fie disponibile pentru a fi transmise prin cel puțin una din interfețele de comunicație, la cerere, la un interval de timp de cel mult 60 de secunde.

Art. 43 - Grupurile de măsurare montate la locurile de consum trebuie să înregistreze puterea activă maximă de lungă durată pe fiecare sfert de oră bloc.

Art. 44 - Citirea datelor de măsurare, local sau de la distanță, nu trebuie să fie condiționată de prezența tensiunii de măsurat.

Art. 45 - Subsistemele de măsurare locală trebuie să fie capabile să sincronizeze automat și periodic ceasurile interne cu ora oficială a României pe baza unui semnal de sincronizare extern sau prin mesaje de comunicație transmise pe interfața de comunicație a acestora, în scopul respectării abaterii maxime permise, de 3 secunde față de ora oficială a României.

Art. 46 - Citirea subsistemelor de măsurare locală trebuie să fie posibilă de la distanță prin cel puțin două interfețe de comunicație independente.

Art. 47 - Accesul multiplu al utilizatorilor pentru citirea datelor de măsurare de la distanță trebuie să poată fi posibil astfel:

- a) simultan, prin module de comunicație conectate la interfețele de comunicație independente;
- b) alternativ, prin module de comunicație conectate la una dintre interfețele de comunicație independente.

Art. 48 - (1) Subsistemele de măsurare locală montate la locurile de consum trebuie să stocheze în jurnalul de evenimente și în curba de sarcină următoarele înregistrări privind calitatea energiei electrice:

a) reducerea nivelului de tensiune pe toate cele 3 faze sub o anumită valoare programată și revenirea nivelului tensiunii pe cele 3 faze peste valoarea programată, inclusiv reducerea care reprezintă întrerupere a tensiunii;

b) creșterea nivelului de tensiune pe toate cele 3 faze peste o anumită valoare programată și revenirea nivelului tensiunii pe cele 3 faze sub valoarea programată;

c) valoarea tensiunii pe cele 3 faze la fiecare 15 minute, în curba de sarcină, pentru calcule statistice ale nivelului de tensiune la utilizator;

d) opțional, valoarea curentului pe cele 3 faze la fiecare 15 minute, în curba de sarcină, pentru calcule statistice ale dezechilibrelor între cele 3 faze.

(2) Înregistrările prevăzute la alin. (1), împreună cu cele ale analizoarelor de calitate, pot fi utilizate pentru monitorizarea stării tehnice și a regimului de funcționare a rețelelor electrice de interes public.

Art. 49 - Contoarele montate la locurile de producere sau consum și producere trebuie să măsoare energia electrică reactivă în patru cadrane cu clasa de exactitate 1.

Art. 50 - Secțiunea și lungimea circuitelor de măsurare care asigură legătura dintre transformatoarele de tensiune și contoare trebuie astfel alese încât căderea de tensiune pe aceste circuite să nu fie mai mare de 0,05 V.

Art. 51 - Se recomandă respectarea caracteristicilor tehnice prevăzute în următoarele standarde:

a) SR EN 62053-22 pentru contoarele de energie activă și, respectiv, SR EN 62053-23 pentru contoarele de energie reactivă;

b) SR EN 61869-2 pentru transformatoarele de curent;

c) SR EN 61869-4 pentru transformatoarele de măsurare combinate;

d) SR EN 62052-21, SR EN 62054-21 și SR EN 61869-3 pentru transformatoarele de tensiune inductive, respectiv SR EN 61869-5 pentru transformatoarele de tensiune capacitive;

e) SR EN 62054-21 pentru ceasurile interne.

Secțiunea a 2-a

Cerințe tehnice pentru căile de comunicație

Art. 52 - Pentru comunicația la distanță se permit căi de comunicație ce pot fi accesate doar de părțile implicate contractual cu drept de citire a datelor de măsurare, care îndeplinesc următoarele condiții tehnice:

a) asigură la cerere transmiterea la sfert de oră a indexurilor de energie activă și reactivă;

b) asigură accesul multiutilizator prevăzut la art. 47 la una dintre interfețele de comunicație ale subsistemelor de măsurare locală;

c) asigură condițiile de securitate informatică prevăzute la art. 35.

Art. 53 - (1) Pentru transmiterea la distanță a datelor de măsurare se utilizează protocoale de comunicație la distanță utilizate în domeniul măsurării energiei electrice care respectă standardele acceptate la nivel european și care permit securizarea comunicației pentru citirea datelor de măsurare în condițiile prevăzute la art. 35.

(2) La solicitarea unui utilizator pentru asigurarea accesului societăților de servicii energetice, operatorul de măsurare furnizează acestei părți gratuit, în temeiul unei relații contractuale, specificațiile tehnice complete ale protocoalelor de comunicație utilizate, cel puțin pentru următoarele funcții: procedura de logare și datele de identificare a utilizatorului necesare pentru logare, citirea datelor de măsurare și a ceasului de timp real.

Secțiunea a 3-a

Cerințe suplimentare de securitate și de confidențialitate a datelor

Art. 54 - Subsistemele de măsurare locală trebuie să asigure securitatea datelor de măsurare după cum urmează:

- a) datele de decontare stocate nu pot fi șterse prin nicio comandă executată de la distanță;
- b) datele de decontare pot fi parametrizate exclusiv local, prin ruperea sigiliului de instalare de parametrizare, în prezența utilizatorului;
- c) mărimile de instrumentație și datele de stare stocate pot fi șterse doar prin recircularea automată a registrelor recirculabile nevolatile;
- d) mărimile de instrumentație și datele de stare pot fi parametrizate de la distanță sau local;
- e) orice acțiune de rupere a sigiliilor de instalare se consemnează într-un proces-verbal încheiat între operatorul de măsurare și utilizator.

Art. 55 - (1) Parametrizarea de la distanță a subsistemelor de măsurare locală este permisă numai operatorului de măsurare, cu respectarea următoarei succesiuni:

- a) citirea completă înainte de parametrizare;
- b) parametrizarea;
- c) citirea completă după parametrizare.

(2) Intervalul de timp între cele două citiri prevăzute la alin. (1) lit. a) și c) nu poate fi mai mare de 15 minute, cu excepția cazului de întrerupere a comunicației locale din motive independente de operatorul de măsurare, caz în care citirea se face imediat după restabilirea comunicației.

(3) Cele două citiri prevăzute la alin. (1) lit. a) și c) se transmit către părțile implicate contractual.

(4) Parametrizarea locală, inclusiv modificarea datelor de decontare stocate a subsistemelor de măsurare, este permisă numai operatorului de măsurare, cu ruperea sigiliului de instalare de parametrizare, utilizarea parolei de acces și resigilarea după parametrizare.

(5) Parametrizarea locală se face cu notificarea utilizatorului, cu cel puțin 3 zile înainte, și consemnarea acesteia într-un proces-verbal încheiat între operatorul de măsurare și utilizator.

Art. 56 - Ceasul intern al subsistemelor de măsurare locală trebuie să respecte următoarele cerințe suplimentare de securitate:

- a) sincronizarea trebuie să poată fi făcută numai de un singur sistem central prin mesaje de sincronizare transmise de la distanță către una dintre interfețele de comunicație;
- b) orice sincronizare de la distanță se înregistrează prin eveniment în jurnalul de evenimente și prin semnal binar în profilele de sarcină; în jurnalul de evenimente se semnalează intervalele de timp care nu au avut durata standard de 15 minute, dacă înainte de sincronizare abaterea de timp a fost mai mare de 3 secunde;
- c) se acceptă și alte modalități specifice de sincronizare care asigură condițiile de precizie prevăzute la art. 45 și condiții similare de trasabilitate a efectului sincronizării în înregistrarea datelor de măsurare prevăzute la lit. b).

Art. 57 - (1) Operatorul de măsurare este obligat să efectueze verificarea circuitelor de măsurare și de comunicație pentru subsistemele de măsurare locală din punctele de măsurare și efectuarea unei citiri locale cel puțin o dată la 2 ani.

(2) Verificarea prevăzută la alin. (1) se face și în orice situație de litigiu între părțile implicate contractual.

Cap. V

Cerințe specifice pentru punctele de măsurare de categoria B

Secțiunea 1

Cerințe tehnice pentru contoare și transformatoare de măsurare

Art. 58 - (1) Se utilizează exclusiv contoare electronice cu clasa de exactitate 0,5 S sau clasa C precizată în legislația din domeniul mijloacelor de măsurare pentru energia activă și clasa 2 pentru energia reactivă.

(2) Se utilizează transformatoare de curent și tensiune ale căror înfășurări pentru măsurare au clasa de exactitate 0,5.

(3) În punctele de măsurare în care curentul scade uzual sub 20% din curentul nominal al transformatorului de măsurare, se recomandă utilizarea clasei de exactitate 0,2 pentru contoare și 0,5 S pentru transformatoare de curent.

Art. 59 - Subsistemele de măsurare locală trebuie să realizeze următoarele funcționalități:

a) să măsoare energia activă și reactivă în partea relevantă din punct de vedere metrologic legal a contoarelor și să stocheze nevolatil indexurile de energie activă și reactivă;

b) să dețină un ecran local, parte din zona metrologică a contorului, și o tastatură de acces la date (minimum o tastă), prin care să se poată accesa și vizualiza indexuri de energie activă și reactivă;

c) să creeze evenimente relevante și să le stocheze într-un jurnal de evenimente nevolatil (protejat la pierderea tensiunii de alimentare);

d) să dețină un ceas de timp real nevolatil (protejat la pierderea tensiunii de alimentare);

e) să creeze și să stocheze nevolatil profilele de sarcină în registre recirculabile, atât pentru energia activă, cât și pentru cea reactivă;

f) să măsoare mărimi de instrumentație;

g) să dețină o interfață optică locală de citire și parametrizare, care să fie securizată prin sigiliu de instalare de parametrizare.

Art. 60 - Subsistemele de măsurare locală trebuie să înregistreze indexurile de energie activă și reactivă în ambele sensuri la fiecare 15 minute cu memorarea acestora într-un profil de sarcină pe o perioadă de minimum 45 de zile.

Art. 61 - (1) Subsistemele de măsurare locală trebuie să permită transmiterea la cerere a următoarelor mărimi de instrumentație:

a) puterea activă trifazată, cu semn;

b) puterea reactivă trifazată, cu semn;

c) tensiunea pe fiecare fază;

d) curentul pe fiecare fază;

e) frecvența rețelei.

(2) Mărimile prevăzute la alin. (1) trebuie să fie disponibile pentru a fi transmise prin interfața de comunicație, la cerere, la un interval de cel mult 60 de secunde.

Art. 62 - Grupurile de măsurare montate la locurile de consum trebuie să înregistreze puterea activă maximă de lungă durată pe fiecare sfert de oră bloc.

Art. 63 - Citirea datelor de măsurare, local sau de la distanță, poate fi condiționată de prezența tensiunii de măsurat.

Art. 64 - Subsistemele de măsurare locală trebuie să fie capabile să sincronizeze automat și periodic ceasurile interne cu ora oficială a României, pe baza unui semnal de sincronizare extern sau prin mesaje de comunicație transmise pe interfața de comunicație a acestora, în scopul respectării abaterii maxime permise de 6 secunde față de ora oficială a României.

Art. 65 - Citirea subsistemelor de citire locală trebuie să fie posibilă de la distanță prin cel puțin o interfață de comunicație; se recomandă existența a două interfețe de comunicație independente.

Art. 66 - Accesul multiplu al utilizatorilor pentru citirea datelor de măsurare de la distanță trebuie să fie posibil cel puțin alternativ, prin modulul de comunicație conectat la interfața de comunicație.

Art. 67 - (1) Subsistemele de măsurare locală montate la locurile de consum trebuie să stocheze în jurnalul de evenimente și în curba de sarcină următoarele înregistrări privind calitatea energiei electrice:

a) reducerea nivelului de tensiune pe toate cele 3 faze sub o anumită valoare programată și revenirea nivelului de tensiune pe cele 3 faze peste valoarea programată, inclusiv reducerea care reprezintă întrerupere a tensiunii;

b) creșterea nivelului de tensiune pe toate cele 3 faze peste o anumită valoare programată și revenirea nivelului tensiunii pe cele 3 faze sub valoarea programată;

c) valoarea tensiunii pe cele 3 faze la fiecare 15 minute, în curba de sarcină, pentru calcule statistice ale nivelului de tensiune la utilizator;

d) opțional, valoarea curentului pe cele 3 faze la fiecare 15 minute, în curba de sarcină, pentru calcule statistice ale dezechilibrelor între cele 3 faze.

(2) Înregistrările prevăzute la alin. (1) împreună cu cele ale analizoarelor de calitate pot fi utilizate pentru monitorizarea stării tehnice și a regimului de funcționare a rețelelor electrice de interes public.

Art. 68 - Contoarele montate la locurile de producere sau la locurile de consum și producere trebuie să măsoare energia electrică reactivă în patru cadrane cu clasa de exactitate 2; se recomandă utilizarea de contoare cu clasa de exactitate 1.

Art. 69 - Secțiunea și lungimea circuitelor de măsurare care asigură legătura dintre transformatoarele de tensiune și contoare trebuie astfel alese încât căderea de tensiune pe aceste circuite să nu fie mai mare de 0,25 V.

Art. 70 - Se recomandă respectarea caracteristicilor tehnice prevăzute în următoarele standarde:

a) SR EN 62053-22 clasa C pentru contoarele de energie activă SR EN 62053-23 pentru contoarele de energie reactivă;

b) SR EN 61869-2 pentru transformatoarele de curent;

c) SR EN 61869-3 pentru transformatoarele de tensiune cu inducție, respectiv SR EN 61869-5 pentru transformatoarele de tensiune capacitive;

d) SR EN 62054-21 pentru ceasurile interne.

Secțiunea a 2-a

Cerințe tehnice pentru căile de comunicație

Art. 71 - Pentru comunicația la distanță se permit căi de comunicație ce pot fi accesate doar de părțile implicate contractual cu drept de citire a datelor de măsurare, care îndeplinesc următoarele condiții tehnice:

a) asigură la cerere transmiterea la sfert de oră a indexurilor de energie activă și reactivă;

b) asigură accesul multiutilizator prevăzut la art. 66 la interfața de comunicație a subsistemului de măsurare locală;

c) asigură condițiile de securitate informatică prevăzute la art. 35.

Art. 72 - (1) Pentru transmiterea la distanță a datelor de măsurare se utilizează protocoale de comunicație la distanță utilizate în domeniul măsurării energiei electrice care respectă standardele acceptate la nivel european și permit securizarea comunicației pentru citirea datelor de măsurare în condițiile prevăzute la art. 35.

(2) La solicitarea unui utilizator pentru asigurarea accesului societăților de servicii energetice, operatorul de măsurare furnizează acestei părți gratuit, în temeiul unei relații contractuale, specificațiile tehnice complete ale protocoalelor de comunicație utilizate, cel puțin pentru următoarele funcții: procedura de logare și datele de identificare a utilizatorului necesare pentru logare, citirea datelor de măsurare și a ceasului de timp real.

Secțiunea a 3-a

Cerințe suplimentare de securitate și de confidențialitate a datelor

Art. 73 - Subsistemele de măsurare locală trebuie să asigure securitatea datelor de măsurare după cum urmează:

a) datele de decontare stocate nu pot fi șterse prin nicio comandă executată de la distanță;

b) datele de decontare pot fi parametrizate exclusiv local, prin ruperea sigiliului de instalare de parametrizare, în prezența utilizatorului;

c) mărimile de instrumentație și datele de stare stocate pot fi șterse doar prin recircularea automată a registrelor recirculabile nevolatile;

d) mărimile de instrumentație și datele de stare pot fi parametrizate de la distanță sau local;

e) orice acțiune de rupere a sigiliilor de instalare se consemnează într-un proces-verbal încheiat între operatorul de măsurare și utilizator.

Art. 74 - (1) Parametrizarea de la distanță a subsistemelor de măsurare locală este permisă numai operatorului de măsurare, cu respectarea următoarei succesiuni:

- a) citirea completă înainte de parametrizare;
- b) parametrizarea;
- c) citirea completă după parametrizare.

(2) Intervalul de timp între cele două citiri prevăzute la alin. (1) lit. a) și c) nu poate fi mai mare de 15 minute, cu excepția cazului de întrerupere a comunicației locale din motive independente de operatorul de măsurare, caz în care citirea se face imediat după restabilirea comunicației.

(3) Cele două citiri prevăzute la alin. (1) lit. a) și c) se transmit către toate părțile implicate contractual.

(4) Parametrizarea locală este permisă numai operatorului de măsurare, după ruperea sigiliului de instalare de parametrizare și utilizarea parolei de acces.

(5) Parametrizarea locală, inclusiv modificarea datelor de decontare stocate, se face cu notificarea utilizatorului cu cel puțin 3 zile înainte și consemnarea acesteia într-un proces-verbal încheiat între operatorul de măsurare și utilizator.

Art. 75 - Ceasul intern al subsistemelor de măsurare locală trebuie să respecte următoarele cerințe suplimentare de securitate:

a) sincronizarea trebuie să poată fi făcută numai de un singur sistem central, prin mesaje de sincronizare transmise de la distanță către interfața de comunicație;

b) orice sincronizare de la distanță se înregistrează prin eveniment în jurnalul de evenimente și prin semnal binar în profilul de sarcină; intervalele de timp care nu au avut durata standard de 15 minute se semnalează în jurnalul de evenimente dacă înainte de sincronizare abaterea de timp a fost mai mare de 6 secunde;

c) se acceptă și alte modalități specifice de sincronizare care asigură condițiile de precizie prevăzute la art. 64 și condiții similare de trasabilitate a efectului sincronizării în înregistrarea datelor de măsurare stipulate la lit. b).

Art. 76 - (1) Operatorul de măsurare este obligat să efectueze verificarea circuitelor de măsurare și de comunicație pentru subsistemele de măsurare locală din punctele de măsurare și efectuarea unei citiri locale cel puțin o dată la 3 ani.

(2) Verificarea prevăzută la alin. (1) se face și în orice situație de litigiu între părțile implicate contractual.

Cap. VI

Cerințe specifice pentru punctele de măsurare de categoria C

Secțiunea 1

Subcategoriile de puncte de măsurare

Art. 77 - (1) Punctele de măsurare din categoria C se împart în funcție de caracteristicile tehnice impuse sistemului de măsurare în următoarele subcategorii:

a) subcategoria C1 - puncte de măsurare dotate cu grupuri de măsurare capabile să asigure date de măsurare la intervale de 15 minute și transmiterea bidirecțională a acestora la sistemul central de gestiune a datelor de măsurare la fiecare 15 minute;

b) subcategoria C2 - puncte de măsurare dotate cu grupuri de măsurare capabile să asigure date de măsurare la intervale de 60 de minute și transmiterea bidirecțională a acestora la sistemul central de gestiune a datelor de măsurare la fiecare 24 de ore;

c) subcategoria C3 - puncte de măsurare dotate cu grupuri de măsurare cu citire locală.

(2) Punctele de măsurare din subcategoriile C1 și C2 se integrează în sisteme de măsurare inteligentă.

Art. 78 - Se recomandă includerea punctelor de măsurare ale utilizatorilor rețelelor electrice de interes public în subcategoriile prevăzute la art. 77, după cum urmează:

a) subcategoria C1 - utilizatori racordați la joasă tensiune, cu consum mediu anual/producție medie anuală mai mare de 2.400 kWh/an;

b) subcategoria C2 - utilizatori racordați la joasă tensiune, cu consum mediu anual mai mic sau egal cu 2.400 kWh/an și mai mare de 1.200 kWh/an, respectiv producție medie anuală mai mică sau egală cu 2.400 kWh/an;

c) subcategoria C3 - utilizatori racordați la joasă tensiune, cu consum mediu anual mai mic sau egal cu 1.200 kWh/an.

Art. 79 - (1) Încadrarea utilizatorilor în subcategoriile C1 și C2 se realizează în funcție de rezultatul analizei cost-beneficiu privind eficiența pentru utilizator a investiției necesare pentru integrarea punctului de măsurare în sistemul de măsurare inteligentă.

(2) Analiza cost-beneficiu și decizia privind integrarea punctelor de măsurare în sisteme de măsurare inteligentă se fac pe zone de rețea.

(3) În cazul în care analiza cost-beneficiu indică ineficiența pentru utilizator a includerii punctului de măsurare în sistemul de măsurare inteligentă, acesta se încadrează la subcategoria C3.

Secțiunea a 2-a

Cerințe tehnice pentru contoare și transformatoare de măsurare

Art. 80 - (1) Pentru subcategoriile C1 și C2 se utilizează exclusiv contoare electronice cu clasa de exactitate B conform prevederilor legislației din domeniul mijloacelor de măsurare pentru energie activă și, după caz, cu clasa de exactitate 2, conform prevederilor standardului SR EN 62053-23 pentru energie reactivă.

(2) Pentru caracteristicile tehnice ale transformatoarelor de curent se recomandă respectarea prevederilor standardului SR EN 61869-2.

Art. 81 - Subsistemele de măsurare locală ale punctelor de măsurare din subcategoriile C1 și C2 trebuie să realizeze următoarele funcționalități:

a) să măsoare energia electrică activă și, în funcție de prevederile reglementărilor în vigoare, reactivă în partea relevantă din punct de vedere metrologic legal a contoarelor și să realizeze stocarea nevolatilă și needitabilă a indexurilor de energie activă și, după caz, reactivă;

b) în cazul locurilor de producere sau al locurilor de consum și producere, să măsoare energia electrică activă în ambele sensuri și energia electrică reactivă în patru cadrane în funcție de prevederile reglementărilor în vigoare;

c) în cazul locurilor de consum din subcategoria C1, să înregistreze puterea activă maximă de lungă durată pe fiecare sfert de oră bloc;

d) să dețină un ecran local, parte din zona metrologică a contorului, și o tastatură de acces la date (minimum o tastă), prin care să se poată accesa și vizualiza indexuri de energie activă și, după caz, reactivă;

e) să permită citirea locală sau de la distanță printr-o interfață de comunicație;

f) să dețină o interfață optică locală de citire și parametrizare, care să fie securizată prin sigiliu de instalare de parametrizare.

Art. 82 - În plus față de prevederile art. 81, subsistemele de măsurare locală ale punctelor de măsurare din subcategoriile C1 și C2 trebuie să realizeze și următoarele funcționalități:

a) să creeze și să stocheze nevolatil în registre recirculabile indexurile tarifare pe cel puțin 3 intervale de timp diferite și profilele de sarcină la intervale de 15 minute pentru subcategoria C1, respectiv de 60 de minute pentru subcategoria C2, atât pentru energia activă, cât și, după caz, pentru energia reactivă; profilele de sarcină se memorează pe o perioadă de minimum 35 de zile;

b) să dețină un ceas de timp real nevolatil (protejat la pierderea tensiunii de alimentare); ceasul de timp real trebuie să aibă o abatere maximă de 10 secunde față de ora oficială a României, iar corecțiile pentru încadrarea în această abatere trebuie să poată fi făcute automat, pe baza unui semnal de sincronizare extern, sau prin mesaje de comunicație transmise prin interfața de comunicație a subsistemului de măsurare locală;

c) să creeze evenimente relevante și să le stocheze într-un jurnal de evenimente nevolatil (protejat la pierderea tensiunii de alimentare); evenimentele relevante trebuie să conțină cel puțin informații referitoare la: accesul și tentativa de acces neautorizat la subsistemele de măsurare locală, întreruperi, reduceri, depășiri, precum și reveniri ale tensiunii, cu înregistrarea momentului de timp la care au avut loc și a duratei acestora;

d) să înglobeze sau să poată comanda un întreruptor telecomandabil capabil să deconecteze și să permită reconectarea utilizatorului prin comenzi de la distanță la sarcini mai mici sau egale cu puterea aprobată, cu respectarea condițiilor de securitate informatică prevăzute la art. 35; această funcționalitate poate fi utilizată inclusiv pentru limitarea puterii consumate de utilizator, prin deconectarea acestuia în cazul depășirii pragului de putere stabilit și permiterea reconectării conform prevederilor contractuale;

e) să dețină sau să li se poată atașa o interfață de comunicație cu receptoarele din instalația de utilizare (home area network) și cu alte contoare de utilități (precum gaze, apă etc.) aflate la locul de consum;

f) să permită transmiterea la distanță a datelor de decontare, la cerere, de cel puțin 4 ori pe oră (cel mai târziu în următorul sfert de oră) pentru subcategoria C1 și de cel puțin o dată pe zi (cel mai târziu în ziua următoare) pentru subcategoria C2;

g) să măsoare mărimi de instrumentație: puterea activă și, după caz, reactivă monofazată sau trifazată și, opțional, tensiunea și curentul pe fază pentru subsistemele monofazate, respectiv tensiunea și curentul pe fiecare fază pentru subsistemele trifazate;

h) să permită transmiterea la distanță a mărimilor de instrumentație, la cerere, pentru toate punctele de măsurare din subcategoria C1 de cel puțin 4 ori pe oră și pentru un anumit punct de măsurare selectat din subcategoria C2 de cel puțin o dată pe zi.

Art. 83 - Se recomandă următoarele funcționalități suplimentare (opționale) pentru sistemele de măsurare inteligentă:

a) să permită actualizarea programului intern al subsistemului de măsurare, în afara părții relevante din punct de vedere metrologic legal a acestuia, local sau de la distanță;

b) să permită comunicația prin două interfețe de comunicație independente ale subsistemelor de măsurare locală.

Art. 84 - (1) Contoarele punctelor de măsurare din subcategoria C3 trebuie să realizeze următoarele funcționalități:

a) să măsoare în partea relevantă din punct de vedere metrologic legal energia activă și, în funcție de prevederile reglementărilor în vigoare, energia reactivă și să stocheze indexurile de energie activă și, după caz, de energie reactivă;

b) să dețină un ecran local, parte din zona metrologică a contorului, prin care să se poată accesa și vizualiza date de decontare;

c) să stocheze indexurile pe intervale de timp, după caz.

(2) În cazul măsurării pe intervale de timp, contoarele punctelor de măsurare din subcategoria C3 trebuie să înglobeze un ceas de timp real nevolatil a cărui abatere trebuie menținută prin operații de resincronizare locală la maximum 10 minute față de ora oficială a României.

Secțiunea a 3-a

Cerințe tehnice pentru căile de comunicație

Art. 85 - Pentru comunicația la distanță se permit căi de comunicație ce pot fi accesate doar de părțile implicate contractual cu drept de citire a datelor de măsurare, care îndeplinesc următoarele condiții tehnice:

a) asigură la cerere transmiterea datelor de măsurare de cel puțin 4 ori pe oră pentru subcategoria C1 și o dată pe zi pentru subcategoria C2;

b) asigură acces multiutilizator alternativ la interfața de comunicație a subsistemului de măsurare locală;

c) asigură condițiile de securitate informatică prevăzute la art. 35.

Art. 86 - (1) Pentru transmiterea la distanță a datelor de măsurare se utilizează protocoale de comunicație la distanță utilizate în domeniul măsurării energiei electrice, care respectă standardele acceptate la nivel european și permit securizarea comunicației pentru citirea datelor de măsurare în condițiile prevăzute la art. 35.

(2) La solicitarea unui utilizator pentru asigurarea accesului societăților de servicii energetice, operatorul de măsurare furnizează acestei părți gratuit, în temeiul unei relații contractuale, specificațiile tehnice complete ale protocoalelor de comunicație utilizate, cel puțin pentru următoarele funcții: procedura de logare și datele de identificare a utilizatorului necesare pentru logare, citirea datelor de măsurare și a ceasului de timp real.

Secțiunea a 4-a

Cerințe suplimentare de securitate și de confidențialitate a datelor

Art. 87 - Subsistemele de măsurare locală ale punctelor de măsurare din subcategoriile C1 și C2 trebuie să asigure securitatea datelor de măsurare după cum urmează:

a) datele de decontare stocate nu pot fi șterse prin nicio comandă executată de la distanță;

b) mărimile de instrumentație și datele de stare stocate pot fi șterse prin recircularea automată a registrelor recirculabile nevolatile sau prin parametrizare;

c) datele de decontare, mărimile de instrumentație și datele de stare pot fi parametrizate de la distanță, cu respectarea condiției prevăzute la lit. a) și înregistrarea operațiunii în sistemul central de gestiune a datelor, sau local, cu ruperea sigiliului de instalare de parametrizare în prezența utilizatorului;

d) orice acțiune de rupere a sigiliilor de instalare se consemnează într-un proces-verbal încheiat între operatorul de măsurare și utilizator.

Art. 88 - (1) Parametrizarea de la distanță a subsistemelor de măsurare locală ale punctelor de măsurare din subcategoriile C1 și C2 este permisă numai operatorului de măsurare, cu respectarea următoarei succesiuni:

a) citirea completă înainte de parametrizare;

b) parametrizarea;

c) citirea completă după parametrizare.

(2) Intervalul de timp dintre cele două citiri prevăzute la alin. (1) lit. a) și c) nu poate fi mai mare de 15 minute, cu excepția cazului de întrerupere a comunicației locale din motive independente de operatorul de măsurare, caz în care citirea se face imediat după restabilirea comunicației.

(3) Cele două citiri prevăzute la alin. (1) lit. a) și c) se transmit către părțile implicate contractual.

(4) Parametrizarea locală a subsistemelor de măsurare, inclusiv modificarea datelor de decontare stocate, este permisă numai operatorului de măsurare, cu ruperea sigiliului de instalare de parametrizare, utilizarea parolei de acces și resigilarea după parametrizare.

(5) Parametrizarea locală se face cu notificarea utilizatorului, cu cel puțin 3 zile înainte și consemnarea acesteia într-un proces-verbal încheiat între operatorul de măsurare și utilizator.

Art. 89 - (1) Operatorul de măsurare este obligat să efectueze verificarea circuitelor de măsurare și de comunicație pentru subsistemele de măsurare locală din punctele de măsurare și efectuarea unei citiri locale cel puțin o dată la 3 ani.

(2) Verificarea prevăzută la alin. (1) se face și în orice situație de litigiu între părțile implicate contractual.

Cap. VII

Cerințe tehnice pentru măsurarea serviciilor tehnologice de sistem și a serviciilor energetice

Secțiunea 1

Cerințe generale

Art. 90 - (1) Măsurarea energiei electrice aferente STS și serviciilor energetice se face în punctele de măsurare stabilite de către operatorul de rețea și furnizorul de STS și/sau servicii energetice, care este calificat și se angajează contractual să furnizeze aceste servicii.

(2) Furnizor de STS și/sau de servicii energetice poate fi utilizatorul sau societatea de servicii energetice, în temeiul contractului încheiat în acest scop între utilizator și operatorul de rețea.

Art. 91 - Măsurarea energiei electrice aferente STS și serviciilor energetice se realizează prin subsistemele de măsurare locală corespunzătoare punctelor de măsurare de categoria A, B și C prin care se furnizează aceste servicii, cu respectarea următoarelor criterii:

a) măsurarea energiei electrice pentru decontarea serviciilor furnizate se face în condiții metrologice, pe intervale de timp suficient de mici încât să fie evidențiată dinamica (viteza de variație) acestor servicii;

b) se asigură posibilitatea calculării unor factori de performanță a serviciilor furnizate, prin analiza comparativă, inclusiv statistică, a serviciului comandat cu cel efectiv executat;

c) se asigură posibilitatea calculării pentru decontare a energiei electrice aferente serviciilor furnizate, în mod unitar și simetric, transparent și verificabil de către părțile implicate contractual, în baza unei proceduri specifice;

d) se asigură posibilitatea agregării cantităților de energie electrică aferente serviciilor furnizate cumulativ de mai mulți utilizatori, pe baza măsurării cantităților de energie electrică aferente serviciilor furnizate de către fiecare utilizator în parte;

e) coroborat cu cerințele de acces multiutilizator, subsistemele de măsurare locală prin intermediul cărora se măsoară pentru decontare energia electrică aferentă serviciilor furnizate pot fi citite de la distanță de sistemele aferente tuturor părților implicate contractual.

Art. 92 - Furnizorii de STS și/sau de servicii energetice au obligația asigurării condițiilor tehnice privind măsurarea acestor servicii.

Secțiunea a 2-a

Cerințe tehnice pentru punctele de măsurare de categoria A

Art. 93 - Subsistemele de măsurare locală corespunzătoare punctelor de măsurare de categoria A care măsoară energia electrică aferentă STS și/sau serviciilor energetice trebuie să îndeplinească următoarele cerințe tehnice suplimentare față de cele prevăzute la cap. IV:

a) să înregistreze indexuri de energie electrică activă și reactivă, prin crearea profilelor de sarcină la intervale de 1 minut, stocarea nevolatilă în registre recirculabile protejate la pierderea tensiunii de alimentare și memorarea acestora pe o perioadă de minimum 7 zile; pentru subsisteme de măsurare locală care au un singur profil de sarcină, se acceptă setarea acestui profil de sarcină la 1 minut, având înregistrate implicit și indexurile aferente la 15 minute, cu memorarea acestora pe o perioadă de minimum 14 zile;

b) indexurile aferente profilelor de sarcină la 1 minut trebuie să conțină cel puțin următoarele mărimi:

(i) energia activă în două sensuri;

(ii) energia reactivă în două sensuri sau în 4 cadrane;

(iii) opțional, cel puțin 2 semnale binare provenite din intrări binare fizice (0 sau 1 logic) sau intrări de contorizare a impulsurilor externe (condiționări externe care să poată fi utilizate în cadrul unor algoritmi de calcul al energiei electrice aferente STS și/sau serviciilor energetice);

c) se recomandă stocarea indexurilor aferente profilelor de sarcină la 1 minut pe perioade de timp de până la 45 de zile;

d) subsistemele de măsurare locală trebuie să măsoare la intervale de timp de cel mult 1 minut următoarele mărimi de instrumentație:

(i) puterea activă trifazată, cu semn;

(ii) puterea reactivă trifazată cu semn;

(iii) tensiunea pe fiecare fază;

(iv) curentul pe fiecare fază;

(v) frecvența rețelei;

e) calea de comunicație trebuie să permită transmiterea orară a indexurilor aferente profilurilor de sarcină la 1 minut și transmiterea la intervale de 1 minut a mărimilor de instrumentație măsurate conform prevederilor de la lit. d).

Secțiunea a 3-a

Cerințe tehnice pentru punctele de măsurare de categoria B

Art. 94 - Subsistemele de măsurare locală corespunzătoare punctelor de măsurare de categoria B, care măsoară energia electrică aferentă STS și/sau serviciilor energetice, trebuie să îndeplinească următoarele cerințe tehnice suplimentare față de cele prevăzute la cap. V:

a) să înregistreze indexuri de energie electrică activă și reactivă prin crearea profilelor de sarcină la intervale de 5 minute, stocarea nevolatilă în registre recirculabile protejate la pierderea tensiunii de alimentare și memorarea acestora pe o perioadă de minimum 7 zile; pentru subsistemele de măsurare locală care au un singur profil de sarcină, se acceptă setarea acestui profil de sarcină la 5 minute, având înregistrate implicit și indexurile aferente la 15 minute, cu memorare pe o perioadă de minimum 14 zile;

b) indexurile aferente profilelor de sarcină la 5 minute trebuie să conțină cel puțin următoarele mărimi:

(i) energia activă în două sensuri;

(ii) energia reactivă în 4 cadrane;

(iii) opțional, cel puțin 2 semnale binare provenite din intrări binare fizice (0 sau 1 logic) sau intrări de contorizare a impulsurilor externe (condiționări externe care să poată fi utilizate în cadrul unor algoritmi de calcul al energiei electrice aferente STS și/sau serviciilor energetice);

c) se recomandă stocarea indexurilor aferente profilelor de sarcină la 5 minute pe perioade de timp de până la 45 zile; în cazul în care este justificat economic în funcție de natura serviciului furnizat, se recomandă stocarea indexurilor aferente profilelor de sarcină la 1 minut în locul celor la 5 minute, pe perioade de timp de 14 până la 45 de zile, caz în care energia reactivă prevăzută la lit. b) se înregistrează în două sensuri în loc de 4 cadrane; pentru subsistemele de măsurare locală care au un singur profil de sarcină, se acceptă setarea acestui profil de

sarcină la 1 minut, având înregistrate implicit și indexurile aferente la 5 minute cu memorare pe o perioadă de minimum 7 zile;

d) subsistemele de măsurare locală trebuie să măsoare la intervale de timp de cel mult 1 minut următoarele mărimi de instrumentație:

- (i) puterea activă trifazată, cu semn;
- (ii) puterea reactivă trifazată, cu semn;
- (iii) tensiunea pe fiecare fază;
- (iv) curentul pe fiecare fază;
- (v) frecvența rețelei;

e) calea de comunicație trebuie să permită transmiterea orară a indexurilor aferente profilurilor de sarcină la 5 minute și transmiterea la intervale de 1 până la 5 minute a mărimilor de instrumentație măsurate conform prevederilor de la lit. d).

Secțiunea a 4-a

Cerințe tehnice pentru punctele de măsurare de categoria C

Art. 95 - Pentru subsistemele de măsurare locală corespunzătoare punctelor de măsurare din subcategoriile C1 și C2 care măsoară energia electrică aferentă STS și/sau serviciilor energetice, se recomandă ca, în cazul în care costul suplimentar este justificat economic în funcție de natura serviciului furnizat, să asigure suplimentar față de condițiile tehnice prevăzute la cap. VI și stocarea indexurilor aferente profilelor de sarcină de energie activă și reactivă măsurată în două sensuri sau în patru cadrane, la 1 sau la 5 minute, pe perioade de timp de minimum 14 zile.

Cap. VIII

Cerințe tehnice pentru sistemele de măsurare

Secțiunea 1

Cerințe tehnice generale

Art. 96 - Componentele sistemelor de măsurare inteligentă trebuie să respecte cerințele tehnice impuse de legislația în vigoare din domeniul eficienței energetice și a sistemelor de măsurare inteligentă.

Art. 97 - Sistemul de măsurare și sistemul SCADA ale aceluiași operator de rețea sau care aparțin unor operatori de rețea diferiți care acționează în aceleași instalații trebuie să fie sisteme independente.

Art. 98 - Citirea datelor de măsurare în cadrul sistemului de măsurare al pieței angro de energie electrică se face pe baza procedurilor operative care asigură securitatea informatică a acestuia.

Art. 99 - Sistemele de măsurare trebuie să îndeplinească cerințele de restabilire a funcționării în caz de dezastre naturale sau accidentale.

Art. 100 - Abaterea ceasului de timp real al sistemului central de gestionare a datelor de măsurare față de ora oficială a României trebuie să fie de maximum 3 secunde.

Art. 101 - (1) Citirea datelor de măsurare trebuie să se realizeze cu detectarea și înregistrarea erorilor de comunicație.

(2) Citirea datelor de măsurare prin acces multiutilizator trebuie să fie posibilă prin programarea și alternarea perioadelor de acces la același subsistem de măsurare locală a sistemelor de măsurare aparținând părților implicate contractual.

Art. 102 - Sistemele de măsurare ale operatorilor de măsurare trebuie să permită schimbul de date cu sistemele de măsurare ale părților implicate contractual, cu respectarea următoarelor reguli:

a) indexurile orare de energie se transmit automat prin export sau import de date, la intervale de timp stabilite între părți sau conform reglementărilor în vigoare;

b) formatul pentru export și import de date între sisteme este standardizat, unic și convenit între părțile implicate contractual;

c) transmisia de date se realizează în condiții de securitate ridicată pentru care se utilizează tehnici bazate pe sesiuni de înregistrare cu parolă, iar datele se transmit în formate criptate, bazate pe parole publice și private și cuvinte-cheie de cel puțin 256 de biți;

d) confidențialitatea datelor se asigură prin exportarea doar către părțile implicate contractual.

Art. 103 - Achiziția automată a datelor de măsurare, în cazul defectării unor componente ale sistemelor de măsurare, se realizează conform procedurilor specifice elaborate de operatorii de măsurare; se recomandă utilizarea importului de date de la sistemele de măsurare ale părților implicate contractual care pot citi direct aceste date.

Art. 104 - Sistemele de măsurare trebuie să asigure achiziționarea și stocarea automată a datelor de măsurare citite de subsistemele de măsurare locală cu o periodicitate de cel puțin o dată pe zi.

Art. 105 - Sistemele de măsurare inteligentă trebuie să permită integrarea a cel puțin un contor de balanță la fiecare post de transformare, pentru a facilita identificarea pierderilor tehnice și nontehnice în zona de rețea.

Art. 106 - Infrastructura sistemelor de măsurare inteligentă trebuie să permită montarea de contoare suplimentare, respectiv integrarea de puncte de măsurare suplimentare, fără a fi nevoie de înlocuirea elementelor componente existente.

Art. 107 - Infrastructura sistemelor de măsurare inteligentă trebuie să permită prevenirea accesului neautorizat, precum și detectarea și transmiterea semnalizărilor legate de accesul neautorizat către sistemul central de gestiune a datelor de măsurare.

Secțiunea a 2-a

Cerințe privind securitatea și confidențialitatea datelor

Art. 108 - Indexurile achiziționate din contoarele punctelor de măsurare de categoria A și B la intervale de timp de 15 sau 60 de minute, precum și celelalte date de măsurare se stochează în baza de date pe o perioadă de minimum 400 de zile.

Art. 109 - Indexurile achiziționate din contoarele punctelor de măsurare de categoria A și B la intervale de timp sub 15 minute, destinate calculării energiei electrice aferente STS și/sau serviciilor energetice, se stochează în baza de date pe o perioadă de minimum 60 de zile.

Art. 110 - Datele de măsurare din baza de date de măsurare pentru punctele de măsurare de categoria A și B se arhivează pe suport extern pe o perioadă de minimum 5 ani.

Art. 111 - Pentru punctele de măsurare corespunzătoare categoriei C și în mod special pentru utilizatorii casnici, pentru care datele de măsurare sunt considerate ca având caracter personal:

a) indexurile achiziționate la intervale de timp de 15 sau 60 de minute, precum și datele de măsurare se stochează în baza de date pe o perioadă de 100 zile; după această perioadă datele de măsurare se pot arhiva pe suport extern pentru o perioadă ulterioară de cel mult 2 ani; după această perioadă se pot păstra doar date sintetice privind consumul lunar și doar cu acordul scris al clientului final, pentru o perioadă de încă maximum 5 ani;

b) după perioadele de timp prevăzute la lit. a), datele de măsurare se pot stoca doar sub formă de date statistice anonimizate prin agregarea a cel puțin 10 puncte de măsurare și nu se pot utiliza decât pentru studii privind dezvoltarea rețelei sau politici energetice;

c) indexurile achiziționate la intervale de timp sub 15 minute se stochează în baza de date pentru o perioadă de maximum 45 de zile și pot fi utilizate pentru calcularea energiei electrice aferente STS și serviciilor energetice; aceste indexuri nu se pot arhiva;

d) mărimile de instrumentație se pot stoca în baza de date pentru o perioadă de maximum 7 zile, doar cu acordul scris al clientului final; în cazul utilizării acestor date în timp real pentru monitorizarea stării tehnice și a regimului de funcționare a rețelei electrice, puterile de consum trebuie agregate pentru cel puțin 10 puncte de măsurare;

e) perioada de stocare a datelor personale trebuie să respecte regulile specifice prevăzute în cadrul reglementărilor legale referitoare la prelucrarea datelor cu caracter personal.

Art. 112 - (1) Citirea informațiilor din baza de date a sistemelor de măsurare se realizează prin sesiuni de înregistrare (logare) cu identificarea prin nume de utilizator și parolă de acces.

(2) Sistemele de măsurare trebuie să fie securizate, să înregistreze și să blocheze tentativa de citire cu parolă incorectă.

Cap. IX

Drepturi și obligații ale operatorilor de măsurare

Art. 113 - (1) OTS, prin structura internă distinctă OMEPA, este operator de măsurare și agregator unic pe piața angro de energie electrică din România.

(2) Operatorii de distribuție sunt operatori de măsurare și agregatori pentru piața cu amănuntul de energie electrică.

(3) Punctele de măsurare din punctele de delimitare între rețelele electrice care aparțin unor operatori de distribuție diferiți de la nivelul de tensiune de 110 kV sunt în responsabilitatea OTS.

Art. 114 - Operatorul de măsurare transmite, la cerere sau conform reglementărilor în vigoare, date de măsurare sau date agregate, după caz, următoarelor entități, care au drept de acces la acestea:

- a) operatorul pieței de energie electrică și de gaze naturale din România;
- b) operatorul pieței de echilibrare;
- c) OMEPA;
- d) utilizatorul pentru fiecare punct de măsurare;
- e) furnizori de STS și/sau servicii energetice, în temeiul unei relații contractuale.

Art. 115 - (1) Operatorul de măsurare are obligația de a transmite datele de măsurare în timp util sau de a asigura accesul prin comunicație directă la subsistemele de măsurare locală utilizatorilor sau părților implicate contractual în punctul de măsurare.

(2) Soluția tehnică pentru asigurarea accesului la datele de măsurare se alege pe criterii tehnico-economice.

(3) În cazul necesității unor investiții pentru implementarea soluției tehnice pentru comunicație, acestea se realizează pe cheltuiala părții interesate și intră în proprietatea operatorului de măsurare.

Art. 116 - (1) Pentru corecta administrare a sistemului de măsurare, operatorul de măsurare este obligat să întocmească procedurile indicate în prezentul cod.

(2) Operatorul de măsurare are obligația de a face publice procedurile utilizate pentru administrarea sistemului de măsurare a energiei electrice.

Art. 117 - Pentru dezvoltarea și operarea sistemului de măsurare a energiei electrice, operatorul de măsurare asigură:

- a) proiectarea sistemului de măsurare;
- b) instalarea sistemului de măsurare sau a unor părți din acesta, după caz;
- c) punerea în funcțiune a sistemului de măsurare, inclusiv în urma unor incidente;
- d) testarea și mentenanța sistemului de măsurare.

Art. 118 - (1) Operatorii de măsurare îndeplinesc următoarele funcții de bază:

- a) măsurarea energiei electrice și, după caz, a energiei electrice aferente STS și/sau serviciilor energetice;
- b) achiziționarea datelor de măsurare;
- c) gestionarea bazei de date de măsurare;
- d) transmiterea datelor de măsurare, nemijlocit sau prin publicare în tehnologie web.

(2) Îndeplinirea funcțiilor prevăzute la alin. (1) se face cu respectarea prevederilor prezentului cod și a procedurilor aferente.

Art. 119 - Pentru măsurarea energiei electrice, inclusiv a celei aferente STS și/sau serviciilor energetice, operatorul de măsurare are următoarele atribuții specifice:

- a) respectă prevederile legislației metrologice în vigoare;
- b) utilizează personal instruit corespunzător realizării atribuțiilor specifice și deține echipamente și aparate care îndeplinesc cerințele metrologice legale;
- c) montează echipamente de măsurare, conform prevederilor prezentului cod, în toate punctele de măsurare aflate în responsabilitatea sa;
- d) asigură configurarea, instalarea, testarea și operarea grupurilor de măsurare în conformitate cu prevederile prezentului cod și a procedurilor aferente;
- e) verifică efectuarea de către deținătorul transformatoarelor de măsurare a operațiunilor de mentenanță a acestora, verifică buletinele metrologice și lista verificărilor efectuate;
- f) asigură măsurarea tuturor datelor, în funcție de categoria punctelor de măsurare aflate în responsabilitatea sa;
- g) asigură funcționarea mijloacelor de măsurare în clasa de exactitate stabilită de cod pentru categoria fiecărui punct de măsurare;
- h) asigură respectarea cerințelor de securitate definite pentru fiecare categorie de punct de măsurare;

- i) permite accesul părților implicate contractual la informațiile din subsistemele de citire locală;
- j) asigură accesul părților implicate contractual pentru citire la fața locului, verificarea schemei de conectare și sigilarea grupului de măsurare de decontare, precum și pentru montarea de contoare maritor în conformitate cu normele proprii;
- k) elaborează și aplică procedurile de testare a echipamentelor din sistemul de măsurare;
- l) aplică prevederile reglementărilor în vigoare pentru determinarea corecțiilor în cazul în care punctul de măsurare diferă de punctul de delimitare;
- m) elaborează și aplică, după caz, procedura de determinare a energiei electrice schimbate cu partenerii externi;
- n) elaborează și aplică procedura de calcul al energiei electrice aferente STS și/sau serviciilor energetice furnizate de utilizatori sau de către societățile de servicii energetice;
- o) asigură în cel mai scurt timp repunerea în funcțiune sau înlocuirea echipamentului de măsurare pentru care s-a înregistrat un incident.

Art. 120 - Pentru achiziționarea mărimilor măsurate, operatorul de măsurare are următoarele atribuții specifice:

- a) asigură achiziționarea datelor de măsurare din subsistemele de citire locală, în conformitate cu prevederile prezentului cod;
- b) are acces preferențial la datele de măsurare față de părțile implicate contractual;
- c) elaborează și aplică proceduri de detectare a pierderii sau citirii incorecte a datelor de măsurare;
- d) elaborează și aplică proceduri pentru recuperarea datelor de măsurare în cazul unor defecțiuni ale subsistemelor de transmitere a informațiilor;
- e) elaborează și aplică proceduri privind accesul la datele de măsurare;
- f) elaborează și aplică proceduri de securizare pentru împiedicarea accesului neautorizat la datele de măsurare.

Art. 121 - Pentru gestionarea bazei de date aferente datelor de măsurare, operatorul de măsurare are următoarele atribuții specifice:

- a) elaborează și aplică proceduri de validare a datelor de măsurare citite din subsistemele de măsurare locală;
- b) elaborează și aplică proceduri pentru recuperarea datelor citite incorect sau pierdute;
- c) elaborează și aplică proceduri pentru testarea corectitudinii prelucrărilor datelor de măsurare;
- d) stochează baza de date cu citirile datelor de măsurare pe perioada indicată în prezentul cod;
- e) asigură securitatea și confidențialitatea datelor de măsurare și a rezultatelor obținute în urma prelucrării acestora;
- f) deține și actualizează baza de date de măsurare referitoare la fiecare punct de măsurare din aria sa de responsabilitate, care trebuie să conțină cel puțin următoarele: identificarea locului de consum și/sau de producere, codul unic de înregistrare asociat punctului de măsurare, tipul constructiv și caracteristicile tehnice ale echipamentelor de măsurare, anul de fabricație, numărul aprobării de model BRML, data și rezultatele verificărilor metrologice, data parametrizării și programul utilizat; baza de date se păstrează pe toată durata de viață a echipamentelor; documentele metrologice trebuie păstrate și pe suport hârtie, în original pentru sistemul propriu și în copie pentru sistemul de măsurare care aparține terților.

Art. 122 - Pentru transmiterea datelor de măsurare, operatorul de măsurare are următoarele atribuții specifice:

- a) elaborează și aplică proceduri privind transmiterea datelor de măsurare către părțile implicate contractual;
- b) transmite datele de măsurare în baza unor acorduri/contracte;
- c) asigură accesul părților implicate contractual numai la datele de măsurare aferente punctelor de măsurare care le aparțin;
- d) asigură accesul altor operatori de măsurare la datele de măsurare aferente punctelor de măsurare aflate în responsabilitatea lor.

Art. 123 - Se recomandă ca operatorii de măsurare să utilizeze funcționalitățile subsistemelor de măsurare locală de a măsura mărimi de instrumentație și date de stare pentru îmbunătățirea monitorizării stării tehnice și a regimului de funcționare a rețelelor electrice.

Art. 124 - Activitatea de măsurare a operatorilor de măsurare este monitorizată prin rapoartele anuale de activitate transmise la ANRE de către titularii de licență, conform reglementărilor în vigoare.

Cap. X

Dispoziții tranzitorii

Art. 125 - Prezentul cod intră în vigoare în termen de un an de la publicarea în Monitorul Oficial al României, Partea I.

Art. 126 - (1) Echipamentele de măsurare și sistemele de măsurare aflate în funcțiune la intrarea în vigoare a prezentului cod, care îndeplinesc integral cerințele din ediția anterioară a Codului, pot fi utilizate pe durata normală de funcționare a fiecărui tip de echipament (transformator de curent, transformator de tensiune, contor), dar nu mai mult de 18 ani.

(2) Înlocuirea echipamentelor de măsurare prevăzute la alin. (1) înainte de termenul stabilit la alin. (1) este permisă la cererea și pe cheltuiala utilizatorului.

Art. 127 - Până la reglementarea de către BRML a acordării aprobărilor de model pentru clasele de exactitate 0,2S și 0,5S, se admite utilizarea claselor 0,2 și 0,5, acolo unde în prezentul cod se specifică încadrarea în clasele 0,2S, respectiv 0,5S.

Art. 128 - Este permisă utilizarea transformatoarelor de curent și de tensiune pentru măsurare și a contoarelor care folosesc alte tehnologii decât cele prevăzute în Cod, cu condiția ca acestea să respecte prevederile legislației metrologice în vigoare și să îndeplinească condițiile de exactitate și de comunicație prevăzute în Cod.

Art. 129 - Măsurile de securitate informatică prevăzute la art. 35 lit. b) și c) sunt obligatorii după 3 ani de la intrarea în vigoare a Codului.

*

Prezentul document respectă procedura de notificare prevăzută de Hotărârea Guvernului nr. 1.016/2004 privind măsurile pentru organizarea și realizarea schimbului de informații în domeniul standardelor și reglementărilor tehnice, precum și al regulilor referitoare la serviciile societății informaționale între România și statele membre ale Uniunii Europene, precum și Comisia Europeană, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 664 din 23 iulie 2004, cu modificările și completările ulterioare, care transpune Directiva 98/34/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 22 iunie 1998 de stabilire a unei proceduri pentru furnizarea de informații în domeniul standardelor și reglementărilor tehnice, publicată în Jurnalul Oficial al Comunităților Europene, seria L, nr. 204 din 21 iulie 1998, modificată prin Directiva 98/48/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 20 iulie 1998, publicată în Jurnalul Oficial al Comunităților Europene, seria L, nr. 217 din 5 august 1998, precum și de Regulamentul (UE) nr. 1.025/2012 al Parlamentului European și al Consiliului din 25 octombrie 2012 privind standardizarea europeană, de modificare a Directivelor 89/686/CEE și 93/15/CEE ale Consiliului și a Directivelor 94/9/CE, 94/25/CE, 95/16/CE, 97/23/CE, 98/34/CE, 2004/22/CE, 2007/23/CE, 2009/23/CE și 2009/105/CE ale Parlamentului European și ale Consiliului și de abrogare a Deciziei 87/95/CEE a Consiliului și a Deciziei nr. 1.673/2006/CE a Parlamentului European și a Consiliului, publicat în Jurnalul Oficial al Comunităților Europene, seria L, nr. 316 din 14 noiembrie 2012.

Anexă

la cod

Documente europene relevante

Smart Metering

[01] **M/441**: Standardisation Mandate To CEN, CENELEC and ETSI In The Field Of Measuring Instruments For The Development Of An Open Architecture For Utility Meters Involving Communication Protocols Enabling Interoperability

[01_RO] **M/441**: Mandatul CEN, CENELEC și ETSI pentru standardizare în domeniul instrumentelor de măsurare în scopul dezvoltării unei arhitecturi deschise a contoarelor utilităților care implică protocoale de comunicație în scopul facilitării interoperabilității

Relevanță: pentru elaborarea documentului [02]

[02] *Functional reference architecture for communications in smart metering systems*, CEN/CLC/ETSI/TR 50572

[02_RO] Arhitectura funcțională de referință pentru comunicație în sistemele de măsurare inteligentă, CEN/CLC/ETSI/TR 50572

Relevanță: document de bază rezultat din cerințele mandatului M/441, care definește arhitectura sistemelor de metering din punct de vedere al comunicației, utilizată în documentele ulterioare, inclusiv legat de armonizarea cu standardizarea Smart Grid

Smart Grid

[03] *M/490: Smart Grid Mandate Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment*

[03_RO] *M/490: Mandatul organizațiilor europene de standardizare (ESOs) pentru standardizarea în domeniul rețelelor inteligente în scopul sprijinirii implementării rețelei inteligente la nivel european*

Relevanță: pentru elaborarea documentului [04]

[04] *CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group Smart Grid Reference Architecture*, November 2012

[04_RO] Grupul de coordonare pentru rețele inteligente al *CEN-CENELEC-ETSI - Arhitectura de referință pentru rețele inteligente*, noiembrie 2012

Relevanță: Document de bază pentru rețele inteligente, similar cu [02], elaborat de Smart Grid Coordination Group (SGCG). Permite ca în 2014 să se facă prima armonizare prin SGAM (Smart Grid Architecture Model) a celor 2 sisteme: măsurare inteligentă și rețele inteligente

Smart Metering + Smart Grid

[05] *SGCG/M490/G Smart Grid Set of Standards v3.1*; Oct 31th 2014, CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, Oct 31th 2014 (Document Reference: SGCG/M490/G - version 3.1)

[05_RO] *SGCG/M490/G - Set de standarde pentru rețele inteligente v3.1*; 31 octombrie 2014, CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, Oct 31th 2014 (Referința documentului: SGCG/M490/G - versiunea 3.1)

Relevanță: standardizare în domeniul sistemelor de măsurare inteligentă

[06] *Essential Regulatory Requirements and Recommendations for Data Handling, Data Safety, and Consumer Protection*, Version 1.0, 05 December 2011

[06_RO] Cerințe esențiale de reglementare și recomandări pentru manipularea datelor, securitatea datelor și pentru protecția consumatorului, Versiunea 1.0, 5 Decembrie 2011

Elaboratori: organizațiile europene: BEUC, DIGITAL EUROPE, ETSI, CEDEC, EDSO/DSO Club, EURELECTRIC, CEER, ESIA, GEODE, CEN/CENELEC, ESMIG, T&D EUROPE

[07] *Data Protection Impact Assessment Template for Smart Grid and Smart Metering systems*, Smart Grid Task Force 2012-14, Expert Group 2: Regulatory Recommendations for Privacy, Data Protection and Cyber-Security in the Smart Grid Environment, 18.03.2014 (DPIA)

[07_RO] Modelul de evaluare a impactului sistemelor de rețele inteligente și contoare inteligente asupra protecției datelor, Smart Grid Task Force 2012-14, Grupul de experți 2: recomandări de reglementare pentru confidențialitate, protecția de date și cyber-securitate în domeniul rețelelor inteligente, 18.03.2014 (DPIA).

[08] 2014/724/EU: COMMISSION RECOMMENDATION of 10 October 2014 on the Data Protection Impact Assessment Template for Smart Grid and Smart Metering Systems (2014/724/EU).

[08_RO] 2014/724/EU: RECOMANDAREA COMISIEI EUROPENE din 10 octombrie 2014 privind Modelul de evaluare a impactului sistemelor de rețele inteligente și contoare inteligente asupra protecției datelor (2014/724/EU)

Peocesar de LM, AZ