

## **ПРАВИЛА ЗА ИЗМЕРВАНЕ НА КОЛИЧЕСТВОТО ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ**

### **Раздел I**

#### **Общи положения**

**Чл. 1.** С правилата за измерване на количеството електрическа енергия се определят:

1. принципите, начините и местата на измерване на количествата продадена и закупена електрическа енергия;
2. изискванията за точността на измерване, проверката на техническите и метрологичните характеристики на измервателните средства/системи, и свързаните с тях комуникационни връзки;
3. създаването и поддържането на регистри и бази първични данни на измервателните системи, както и достъпът до регистъра на измервателната система;
4. поддържането и достъпът до информацията, обезпечаваща процеса на сетълмент по чл.110, ал.2 от Закона за енергетиката;
5. измерването, валидирането, обработването, съхраняването и предоставянето на данни от измерването на електрическата енергия на електроенергийния системен оператор и ползвателите на мрежите;
6. правата и задълженията на собственика на измервателна система и на страните по сделките с електрическа енергия.

### **Раздел II**

#### **Принципи на измерването**

**Чл. 2.** (1) За всяка точка на присъединяване с търговско измерване към електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, включително за всеки междусистемен електропровод, преносното, съответно разпределително предприятие осигурява и поддържа измервателна система.

(2) Контролното измерване е резервиращо търговското, като средствата и системите за контролно измерване са с не по-лоши метрологични характеристики от средствата за търговско измерване и се осигуряват и поддържат от страната (участника), която го е поискала.

(3) За целите на уреждане на взаимоотношенията по сделките с електрическа енергия и валидиране на информацията при отпадане на средства за търговско и контролно измерване, се допуска друг начин за допълване на данните.

**Чл. 3.** (1) Електромерите за търговско и контролно измерване отчитат и регистрират киловатчасове (kWh) и/или киловарчасове (kVArh) в мястото на измерване на активна и/или реактивна (капацитивна/индуктивна) електрическа енергия.

(2) Периодичността на отчитане на количествата активна и реактивна електрическа енергия, по всяко място на измерване, е както следва:

1. най-малко веднъж месечно за обекти, присъединени към мрежи „високо” и „средно” напрежение, и за всички обекти с предоставена инсталирана мощност над 100 kW или годишно потребление/производство по-голямо от 200 000 kWh;
2. най-малко веднъж на дванадесет месеца за обекти, присъединени към мрежа „ниско напрежение” с предоставена инсталирана мощност до 100 kW и годишно потребление/производство по-малко от 200 000 kWh;
3. за битови потребители, съгласно приетите периоди на отчитане в общите условия на договорите, приети от ДКЕВР.

(3) Разпределителните дружества не са задължени да монтират и поддържат средства за търговско измерване на електрическата енергия за всеки период на сетълмент за обектите по ал. 2, т. 2.

(4) Собствениците на измервателните системи извършват отчитането на количествата електрическа енергия съгласно периодите на отчитане по ал. 2 и предоставят данните от измерването на електроенергийния системен оператор.

**Чл. 4.** (1) Всяко място на измерване трябва да има постоянен буквено-цифров идентификационен код.

(2) Всяко място на измерване задължително се отнася към определена балансираща група съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия.

**Чл. 5.** (1) Техническите изисквания и спецификациите на измервателната система се определят от нивото на напрежение, предоставената мощност в мястото на измерване, както и от количеството електрическа енергия, което ще се измерва съгласно Наредба № 3 за устройство на електрическите уредби и електропроводните линии.

(2) Метрологичните характеристики на средствата/системите за измерване са определени в Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол и в Наредбата за съществените изисквания и оценяване съответствието на средствата за измерване.

**Чл. 6.** Всички измервателни системи се доставят, обслужват, поддържат и контролират в съответствие с изискванията на тези правила и действащото законодателство.

**Чл. 7.** При изграждане на нови и/или реконструкция на системи за измерване, проектите се съгласуват с преносното или разпределителното предприятие.

**Чл. 8.** Произведената електрическа енергия и електрическата енергия, използвана от потребителите, се измерва със средства за търговско измерване – собственост на преносното или на съответното разпределително предприятие.

**Чл. 9.** (1) Преносното предприятие е длъжно да доставя, монтира и поддържа система за търговско измерване, регистриране и предаване на данни в случаите, когато се измерва:

1. енергията от и към производител, присъединен към електропреносната мрежа;
2. енергията, напускаща и постъпваща в електропреносната мрежа към и от електроразпределителните мрежи;
3. енергията, постъпваща в електрическите уредби на потребители, присъединени към електропреносната мрежа;

4. енергията, постъпваща/напускаща по междусистемните електропроводи.

(2) Разпределителното предприятие е длъжно да доставя, монтира и поддържа средствата за търговско измерване и прилежащата апаратура за регистриране и предаване на данни в случаите, когато се измерва:

1. енергията, използвана от потребители на енергия за стопански нужди, присъединени към електроразпределителната мрежа;
2. енергията, използвана от битовите потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи ниско напрежение.
3. енергията от и към производители, присъединени към електроразпределителната мрежа.

(3) Доставка, монтажът и поддръжката на средствата за търговско измерване и прилежащата апаратура за регистриране и предаване на данни в местата за обмен на енергия между съседни разпределителни предприятия, се уреждат съгласно сключен между тях договор.

(4) Страната, която купува или продава електрическа енергия, няма право да преустройва, ремонтира или заменя елементи на средствата/системите за търговско измерване, както и да нарушава пломба, знак или друго контролно приспособление, поставени от преносното, съответно разпределителното предприятие, оторизиран държавен орган или упълномощени от него длъжностни лица.

**Чл. 10.** (1) Преносното, съответно разпределителното предприятие е длъжно да осигурява на страната, която купува или продава електрическа енергия, възможност за контрол на показанията на средствата за търговско измерване.

(2) Потребителите и производителите осигуряват на длъжностните лица на преносното, съответно разпределителното предприятие безпрепятствен достъп до всички елементи на измервателната система за тяхното монтиране, проверка и отчитане на количествата електрическа енергия, по всяко време по ред, описан в договора за пренос между страните.

**Чл. 11.** (1) Когато утвърдените тарифи предоставят възможност на потребителите от дадена група да избират начина на измерване на количеството електрическа енергия, преносното, съответно разпределителното предприятие е длъжно да монтира измервателни уреди, които да съответстват на писмено заявения избор на потребителя.

(2) В случая по ал. 1 потребителят подава писмено заявление до преносното, съответно разпределителното предприятие с искане за промяна на начина на измерване. Заявлението съдържа мотивите за исканите промени.

(3) В 30-дневен срок преносното, съответно разпределителното предприятие след проверка на съществуващия начин на търговско измерване на място при потребителя, изготвя и изпраща становище за вида, обема и техническите параметри за изграждане на необходимите съоръжения за осъществяване на исканото преустройство.

(4) Преносното, съответно разпределителното предприятие предлага договор за осъществяване на исканото преустройство по реда Наредбата за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи.

## Раздел III

### Определяне на местата на търговско измерване

**Чл. 12.** (1) При постъпване на електрическа енергия от производители в електропреносната мрежа, съответно в електроразпределителната мрежа, мястото на измерване е на страна високо напрежение на повишаващите трансформатори.

(2) При тринамотъчен силов трансформатор, мястото на мерене е на страна високо напрежение и на страна средно напрежение. Постъпилата енергия на СрН се измерва от преносното, съответно разпределителното предприятие, в чиято уредба постъпва енергията.

(3) Производителят може да изгради техническо мерене на генераторно напрежение на силовия трансформатор.

**Чл. 13.** При отдаване на електрическа енергия от електропреносната към електроразпределителната мрежа, мястото на измерване е:

1. при собственост на мрежата 110 kV на разпределителното предприятие – на страна 110 kV.
2. при собственост на уредбата на преносното предприятие:
  - на страна средно напрежение на понижаващ трансформатор 110 kV/ СрН;
  - на трансформатори собствени нужди на уредбата.

**Чл. 14.** (1.) При отдаване на електрическа енергия от електропреносната мрежа, съответно електроразпределителната мрежа към потребител, мястото на измерване е на страната с по-високо напрежение на понижаващия трансформатор на потребителя (ако има такава трансформация) или в мястото на присъединяване на потребителя към електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа.

(2) При отдаване на електрическа енергия от преносното, съответно разпределителното предприятие към производител, мястото на измерване е на страна на по-високото напрежение на съответния трансформатор.

(3) Измерване на електрическа енергия се извършва и когато трета страна е предоставила достъп през собствените електрически уредби и съоръжения на преносното, съответно разпределителното предприятие до други потребители.

**Чл. 15.** При междусистемните електропроводи мястото на измерване се организира от преносното предприятие в граничната подстанция (уредба) съгласно препоръките на УСТЕ и двустранните договори за доставка (обмен) на електрическа енергия.

**Чл. 16.** (1) Когато мястото на измерване не съвпада с мястото на присъединяване, данните от измерването могат да се коригират.

(2) Преносното, съответно разпределителното предприятие и страната, чиято енергия се измерва, се договарят за начина на корекция.

## Раздел IV

### Идентификационен код

**Чл. 17.** За унифициране и осигуряване на обмена на данни на електроенергийния пазар и между заинтересовани лица, всяко място на измерване на електрическата енергия се

описва чрез специфичен за обекта идентификационен код. Структурата на идентификационния код се определя от електроенергийния системен оператор в съответствие с международния идентификационен код.

## Раздел V

### Изисквания към измервателните системи

**Чл. 18.** (1) В зависимост от нивото на напрежение и предоставената мощност, измервателната система включва:

1. измервателни трансформатори;
2. електромери;
3. устройства за комуникации;
4. допълнителни и спомагателни устройства и вериги, включително табла (шкафове);
5. вторични вериги за измерване, клемореди и предпазители.

**Чл. 19.** (1) Средствата за измерване трябва да отговарят на следните условия:

1. да са защитени чрез пароли, ключове, пломби или други устройства, които не позволяват нерегламентиран достъп до тях на неоторизирани лица;
2. да имат стойности на техническите и метрологични характеристики в съответствие с изискванията на Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол, Наредбата за съществените изисквания и оценяване съответствието на средствата за измерване и Наредба № 3 за устройство на електрическите уредби и електропроводни линии и на приложение № 1;
3. при измерване на страна В.Н, да имат защита от пренапрежение;
4. да имат възможност за съхраняване на данни, освен случаите по чл. 3, ал. 2, т. 2.

**Чл. 20.** (1) Измервателните трансформатори (токови и напреженови) трябва да отговарят на изискванията за стойности на метрологичните характеристики, посочени в Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол и в приложение № 1 от настоящите правила.

(2) В мрежите средно напрежение и мрежите високо напрежение всяко място на търговско измерване се захранва от един комплект токови и напреженови трансформатори, с отделна намотка за търговско измерване на ТТ, и НТ с отделна напреженова верига за търговското мерене, съгласно приложение № 1 от настоящите правила.

(3) Всяко място на измерване за обмен на електроенергия по междусистемен електропровод се захранва от един комплект токови и напреженови трансформатори, с отделни намотки за основния и контролния електромери на токовите трансформатори и със самостоятелни кръгове за основния и контролния електромери към намотка мерене на напреженовия трансформатор, свързани към отделни предпазители.

**Чл. 21.** (1) Според принципа на действие, електромерите за търговско измерване са индукционни или статични.

(2) Показанията на електромерите се отчитат непосредствено или дистанционно.

**Чл. 22.** (1) Търговското измерване на активна и реактивна електрическа енергия се извършва:

1. при трифазни линии с триелементни електромери. Не се допуска измерване с три еднофазни електромера;
2. при еднофазни линии – с еднофазни (едноелементни) електромери.

**Чл. 23.** (1) Електромерите, които са от статичен тип, трябва да измерват и записват количествата активна и реактивна енергия през определени интервали от време и да ги регистрират в независима памет, с изключение на тези, отговарящи на условията в чл. 3, ал. 2, т. 2.

(2) Потокът на активна и реактивна енергия се измерва и регистрира поотделно в двете посоки.

**Чл. 24.** (1) Измервателната система заедно с прилежащите ѝ елементи трябва да постига изискванията за обща точност, посочени в приложение № 1 от настоящите правила.

(2) При необходимост данните от измервателните системи могат да бъдат компенсирани за грешките на измервателните трансформатори и съответните връзки към електромера.

(3) Стойностите на компенсацията се записват от преносното, съответно разпределителното предприятие и трябва да бъдат доказани за обосноваване на компенсационните критерии. Всички параметри се запаметяват в регистъра на измервателната система.

**Чл. 25.** Преносното, съответно разпределителното предприятие определя необходимостта от оборудване на електромер с вграден часовник с вход за синхронизация със стандартен часовник. Времето на електромера се задава според българското стандартно време. Времето на електромерите за измерване на междусистемен обмен се задава по гражданско централно европейско време.

**Чл. 26.** (1) Преносното, съответно разпределителното предприятие определя необходимостта статичният електромер да има уред за автоматично регистриране с енергонезависима памет, която включва средства за запаметяване на данни за всяко измерено количество.

(2) Капацитетът на запаметяващото устройство трябва да позволява запаметяването на минимум 4 измерени стойности на данни, снемани през интервал от 15 минути, за период 62 дни.

**Чл. 27.** (1) Измервателната система, включваща статичен електромер съгласно чл. 24, ал. 1 трябва да е оборудвана със средства за защита на енергозависимите данни, запаметени в паметта.

(2) Данните се съхраняват в енергонезависима памет. След загуба на запазване данните, записани в паметта, се пазят за най-малко 62 дни от натрупаното оперативно време без включено външно запазване. Всяка операция „четене“ не трябва да изтрива или да променя запаметените измерени данни.

**Чл. 28.** (1) Измервателната система, включваща статичен електромер, трябва да е оборудвана с интерфейсни устройства за вътрешна или външна комуникация, с изключение на тези по чл. 3, ал. 2, т. 2.

(2) Измервателната система за измерване на междусистемен обмен, включваща статичен електромер, трябва да е оборудвана с интерфейсни устройства за директно предаване в реално време на данните от основния и контролни електромери в диспечерската система SCADA, както и в базата данни на измервателната система.

(3) Собствениците на измервателните системи отчитат на място или от разстояние данните от статичните електромери поне веднъж в месеца. Електроенергийният системен оператор има право на достъп за периодично отчитане на статичните електромери по междусистемните електропроводи.

**Чл. 29.** (1) Отчитането на данни от електромера, както и частично или пълно параметриране на електромера трябва да бъдат възможни единствено чрез достъп при подходящо ниво на сигурност.

(2) Техническата спецификация на формата за предаване на данни, протоколите, средствата за проверка за грешки и нивото на сигурност се определят от собственика на средствата за измерване.

**Чл. 30.** (1) Вторичните вериги на измервателната система за обекти, присъединени към преносната мрежа, се изпълняват с екраниран кабел при следните условия:

1. напрежените вериги (при измерване на всички нива на напрежение) – с четирижилен кабел;
2. токовите вериги (при измерване на всички нива на напрежение) – със самостоятелна двойка кабел за всяка фаза от токов трансформатор до команден шкаф/клеморед при токовия трансформатор, а от команден шкаф до клеморед – с четворка кабел;
3. минимално допустимото сечение на вторичните вериги е регламентирано в Наредба № 3 за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии, при което сечението на кабелите във вторичната токова верига трябва да бъде съобразено с мощността на вторичната намотка на токовия трансформатор, а вторичната напреженова верига да обезпечавя допустимия пад на напрежение, посочен в Наредба № 3 за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии;
4. заземяването на вторичните вериги се извършва в една точка на специализираните клеми на измервателните трансформатори;
5. заземяването на екранирания кабел (защитната обвивка) се извършва на електромерното табло;
6. клеморедите на вторичните вериги са окомплектовани с принадлежности, осигуряващи оптимална възможност за независимо шунтиране на всяка от фазите, както и за разкъсване на вторичните вериги;
7. вторичните вериги се извеждат на клемореди:
  - в команден шкаф за токови и напреженови вериги – при измерване на ниво високо напрежение;
  - в предкилиен шкаф за напреженови вериги – при измерване на ниво средно напрежение;
  - на електромерно табло – за измерване на ниво ниско напрежение.
8. монтажът на клеморедите в команден и предкилиен шкаф се изпълнява в праховлагозащитна кутия с възможност за пломбиране;
9. за предпазване на вторичните напреженови вериги се използват еднополюсни предпазители, монтирани в кутии, с възможност за пломбиране, в команден и предкилиен шкаф, като за всеки отделен кръг се подsigурява отделна защита;
10. сигнализацията за отпадане на напрежение във вторичните измервателни вериги се реализира за всяка измервателна система поотделно и при измерването на

междусистемния обмен се извежда на командното табло на съответното присъединение;

11. сигнализацията за отпадане на оперативното напрежение при измерването на междусистемния обмен се извежда на табло - централна сигнализация;
12. електромерното табло, обезопасено срещу прах и влага и с възможност за пломбиране, се захранва с променливо и постоянно напрежение 220 V от съответно табло - собствени нужди чрез самостоятелни предпазители и сигнализации за отпадането им.

(2) Вторичните вериги на измервателната система за обекти, присъединени към електроразпределителната мрежа се изпълняват при следните условия:

1. напрежените вериги (при измерване на средно и високо напрежение) – с четирижилен кабел;
2. токовете вериги (при измерване на ниво средно напрежение) – с четирижилен кабел от токовете трансформатори до клеморед в електромерно табло;
3. токови вериги (при измерване на ниво високо напрежение) – със самостоятелна двойка кабел за всяка фаза от токов трансформатор до команден шкаф, а от команден шкаф до клеморед – с четворка кабел;
4. минимално допустимото сечение на вторичните вериги е 2,5 mm<sup>2</sup> за меден проводник при което сечението на кабелите във вторичната токова верига трябва да бъде съобразено с мощността на вторичната намотка на токовия трансформатор и дължината на вторичната верига, а вторичната напреженова верига да обезпечава спад на напрежение, посочен в Наредбата за устройство на електрическите уредби и електропроводните линии;
5. заземяването на вторичните вериги се извършва в една точка на специализираните клеми на измервателните трансформатори;
6. при използване на екраниран кабел (защитната обвивка) се заземява;
7. клеморедите за вторичните вериги са окомплектовани с принадлежности, осигуряващи оптимална възможност за независимо шунтиране на всяка от фазите, както и за разкъсване на вторичните вериги;
8. вторичните вериги се извеждат на клемореди:
  - в команден шкаф за токови и напреженови вериги - при измерване на ниво високо напрежение;
  - на електромерно табло - за измерване на ниво средно и ниско напрежение;
9. монтажът на клеморедите в команден и предкилиен шкаф се изпълнява в праховлагозащитена кутия с възможност за пломбиране;
10. за предпазване на вторичните напреженови вериги се използват еднополюсни предпазители ,възможност за пломбиране,

**Чл. 31.** Данните от измерването, съхранявани в измервателната система, са защитени от пряк локален или дистанционен достъп чрез пароли, определени от собственика на измервателната система.

**Чл. 32.** (1) Мястото на измерване и всички прилежащи елементи, настройки и параметри на измервателната система трябва да бъдат ясно определени и записани в регистъра на измервателната система с изключение на измервателни системи на обекти по чл. 3, ал. 2, т. 2.

(2) Всички промени на елементи, настройки и параметри се съгласуват със съответния участник. При необходимост от неотложни промени, собственикът на измервателната система уведомява съответния участник.

(3) Проектът, техническите спецификации и електрическите схеми на елементите на измервателната система се документират от собственика на измервателната система.

## Раздел VI

### Регистър на измервателната система

**Чл. 33.** (1) Регистърът на измервателната система съдържа информация за:

1. марката, типа, серийния номер, година на производство и класа на точност на средствата за измерване;
2. всички данни, свързани с техническите и метрологичните спецификации и стандарти, като минимален и максимален ток, номинално резервно напрежение, работен обхват и точност на всички устройства в измервателната система, включително техническите данни на силовите и измервателните трансформатори;
3. идентификационния код, компенсационните процедури и др.;
4. локална информация, като физическо местоположение, име на упълномощеното лице за връзка и др.;
5. комуникационната връзка (тип, технически параметри, и др.);
6. всички данни, отнасящи се до програмата за проверка и графика на подмяна на активите, протоколи от проверките на различните измервателни уреди на измервателната система.

(2) Регистърът на измервателната система за измерването на междусистемния обмен трябва да съдържа посочената в ал. 1 информация и за измервателните системи в съответните подстанции на съседния системен оператор.

**Чл. 34.** (1) Всички технически данни за елементите на измервателната система се съхраняват от собствениците им.

(2) Собствениците на измервателните системи осигуряват:

1. актуализирането, поддържането и администрирането на регистъра;
2. сигурен начин, по който административат, обработват, поддържат и съхраняват данните в регистъра.

**Чл. 35.** Всяка проверка на определената според приложение № 1 от настоящите правила точност на измервателната система, както и всяка промяна в нейните елементи, настройки и параметри се отразяват в регистъра.

## Раздел VII

### Данни от измерването

**Чл. 36.** Данните от измерванията включват отчетените стойности на активната и реактивна енергия.

**Чл. 37.** (1) Данните от измерването се събират, обработват, административат и съхраняват от собственика на измервателната система.

(2) Данните за минали периоди се съхраняват в базата данни за период от 5 години.

**Чл. 38.** (1) Преносното и разпределителното предприятие създават, поддържат и администрират база данни от измерването за всички потребители и производители, присъединени към електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа.

(2) Собствениците на измервателните системи, са длъжни да осигурят информация за отчетената електрическа енергия от и към електрически инсталации на производители и потребители и да я предоставят на електроенергийния системен оператор и търговските участници в срокове, обем и формат, определени в Правилата за търговия с електрическа енергия.

**Чл. 39.** (1) Собственикът на измервателните системи отговоря за проверката на валидността на данните и заместващите данни в случай на грешка или липсващи данни.

(2) Когато мястото на измерване не съвпада с мястото на присъединяване, данните от измерването могат при необходимост да се коригират по следните начини:

- в електромера, чрез компенсация на загубите в съответния електропровод и/или трансформатор;
- чрез софтуера за валидиране на данните от измерванията.

(3) Преносното, съответно разпределителното предприятие и страната, чиято енергия се измерва, се договарят за начина на компенсацията. Договорената процедура за определяне на размера на компенсацията се включва в регистъра на измервателната система.

(4) При измервателна система собственост на преносното предприятие, собственикът прилага посочените принципи за валидиране на данните, със следния приоритет:

1. използване на данни от контролни електромери;
2. използване на данни от електромери от насрещни точки на мерене (коригирани със съответен коефициент);
3. използване на данни от технически измервания;
4. използване на данни от баланс на подстанция;
5. използване на данни от информационните системи за оперативно управление или други системи за измерване;
6. използване на статистически (числени) методи за изчисления на данни;

(5) При измервателна система собственост на разпределителното предприятие, собственикът, прилага посочените принципи за валидиране на данните, като приоритетите на прилаганите принципи се определят в договорите между страните:

1. използване на данни от контролни електромери;
2. използване на данни от електромери от насрещни точки на мерене (коригирани със съответен коефициент);
3. използване на данни от технически измервания;
4. използване на данни от баланс на подстанция;
5. използване на данни от информационните системи за оперативно управление или други системи за измерване;
6. използване на статистически (числени) методи за изчисления на данни.

(6) В случай че данните от измерването не могат да бъдат възстановени от измервателната система в срока, определен за заплащане, заместващата стойност се подготвя от собственика на измервателната система.

(7) При установяване на загуба на данни от измерване или неточни данни от измервателната система, собственикът на измервателната система уведомява съответните търговски участници в сроковете, определени в договорите за пренос.

**Чл. 40.** (1) Всеки участник може да поиска от собственика на измервателната система да извърши проверка за съответствие между данните в базата данни и данните от търговската измервателна система.

(2) Разходите за извършване на проверката са за сметка на страната (участника) инициатор, поискала проверката, когато резултатите от нея покажат съответствие. Във всички останали случаи разходите за проверка са за сметка на преносното, съответно разпределителното предприятие.

(3) При несъответствие между данните от измервателната система и тези в базата данни засегнатият участник и собственикът на измервателната система определят съвместно най-подходящия начин за отстраняване на несъответствието въз основа на данните от измервателната система.

## Раздел VIII

### Проверка на измервателните системи

**Чл. 41.** Измервателните системи за търговско и контролно измерване удовлетворяват изискванията за обща точност само в случаите, когато качеството на електрическата енергия в мястото на измерване отговаря на изискванията на стандарта.

**Чл. 42.** Всички средства за търговско и контролно измерване подлежат на първоначална и последващи проверки по реда на Закона за измерванията, Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол и Наредбата за съществените изисквания и оценяване съответствието на средствата за измерване. Проверката се извършва от упълномощено физическо или юридическо лице.

**Чл. 43.** Проверка на измервателната система може да бъде поискана от страната, която купува или продава електрическа енергия. Разходите са за сметка на страната, поискала проверката, когато резултатите от нея покажат, че оборудването е в рамките на изискваната точност. Във всички останали случаи разходите за проверката са за сметка на собственика на измервателната система.

**Чл. 44.** (1) Преносното, съответно разпределителното предприятие извършва проверки на измервателните системи за съответствието им с изискванията на тези правила по реда на Закона за измерванията и Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол.

(2) Измервателни системи се проверяват за съответствието им с изискванията за точност, съгласно приложение № 1 от настоящите правила.

(3) Извършването на проверката на общата точност на измервателната система съгласно приложение № 1 от настоящите правила се съгласува между собствениците на измервателните системи и страните по сделките с електрическа енергия.

(4) Проверката на общата точност се извършва чрез:

1. уредби за проверка на общата точност на измервателната система;
2. изчислителни процедури за определяне на общата точност по резултатите от проверки на грешките на отделните елементи на система за измерване на електрическата енергия.

**Чл. 45.** (1) Когато при проверка на измервателната система се установи грешка над допустимата съгласно Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол и приложение № 1 от настоящите правила и не е известно кога се е появила установената грешка, отчетеното количество електрическа енергия се определя съгласно процедура, предвидена в договора за покупко-продажба на електрическа енергия.

(2) Когато при проверка на измервателна система се установи грешка на измерването, по-малка от 1,5 пъти от допустимата грешка по спецификациите, отчетените резултати не се подменят.

(3) Преносното, съответно разпределителното предприятие подготвя отчет за съгласуване на данните, снети от електромера, и го предоставя на съответния участник.

**Чл. 46.** (1) Всички измервателни трансформатори подлежат на първоначална проверка.

(2) Новите измервателни трансформатори, преди да влязат в търговска употреба, се изпитват и проверяват съгласно Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол.

(3) Последваща проверка на измервателните трансформатори се извършва по регламента на Закона за измерванията.

## Раздел IX

### Контролно измерване

**Чл. 47.** Системата за контролно измерване се монтира по преценка и за сметка на страната, която купува или продава електрическа енергия, като се съгласува с преносното, съответно разпределителното предприятие.

**Чл. 48.** (1) Контролната измервателна система е отделна от търговската и използва отделни намотки на токовите трансформатори, както и отделни вериги на напреженовите трансформатори.

(2) Контролните измервателни системи не могат да бъдат с по-лоши метрологични характеристики от тези за търговското измерване.

(3) По преценка на преносното, съответно разпределителното предприятие може една и съща вторична намотка на токовите трансформатори да се използва за търговски и контролни електромери.

**Чл. 49.** (1) Участникът няма право без представител на преносното, съответно разпределителното предприятие да преустройва, ремонтира или заменя елементите на средствата за контролно измерване, както и да нарушава пломба, знак или друго контролно приспособление на тези средства.

(2) Преносното, съответно разпределителното предприятие няма право без представител на участника да преустройва, ремонтира или да заменя елементите на средствата за контролно измерване, както и да нарушава пломба, знак или друго контролно приспособление на тези средства.

## Раздел X

### Контрол за спазване на правилата

**Чл. 50.** Контролът за спазване на тези правила е част от контрола за изпълнение на условията на издадените от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране лицензии.

**Чл. 51.** Всички спорове, възникнали във връзка с прилагане на тези правила, се отнасят за решаване от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по реда на Закона за енергетиката.

### Допълнителна разпоредба

**§ 1.** По смисъла на тези правила:

1. „Измерване” означава регистриране на произведената или употребената активна и реактивна електрическа енергия.
2. „Контролен електромер” е електромер, различен от търговския, и служещ за източник на информация в определени случаи.
3. „Междусистемни електропроводи” са електропроводи и принадлежащите им съоръжения, осигуряващи връзка с други електроенергийни системи или части от тях.
4. „Обект” е всяка обособена по отношение на измерването на електрическа енергия производствена единица на участник в пазара на електрическа енергия, която произвежда или потребява електрическа енергия.
5. SCADA е информационно управляваща система за събиране, обработване, регистриране и визуализиране на информация, необходима за оперативното и аварийното управление на електроенергийната система, както и за следоперативен анализ.
6. „Точност” е предвидената допустима грешка на всяко измервателно устройство в зависимост от местоположението му и допустимата грешка на свързаните към него токови и напреженови трансформатори.
7. „Търговски електромер” е основна съставна част на всяка измервателна система, която осигурява измервателна информация за търговски цели.
8. „Търговски участници” са производителите на електрическа енергия, общественият доставчик, обществените снабдителите, потребителите и търговците на електрическа енергия, които сключват сделки по реда на Правилата за търговия с електрическа енергия.
9. „Участник” е всяка от страните по сделките с електрическа енергия.
10. „УСТЕ” е Съюзът за координиране на преноса на електрическа енергия.

### Заклучителна разпоредба

**§ 2.** Тези правила са приети от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране на основание чл. 21, ал. 1, т. 7 във връзка с чл. 83, ал. 1, т. 6 от Закона за енергетиката с решение № П-1 от 10.04.2007 г., т.1.

## Приложение № 1

### Обща точност

Общата точност на измерванията зависи от точността както на електромера, така и на токовете и напрежените трансформатори. Общата точност на измерванията в мястото на измерване за всички съществуващи и нови измервателни системи през цялото време е в границите на грешка, посочени в таблицата.

КОЛИЧЕСТВО	ТОЧНОСТ НА ОТДЕЛНИТЕ ЕЛЕМЕНТИ НА ИЗМЕРВАТЕЛНАТА СИСТЕМА	ТОК	ФАКТОР НА МОЩНОСТТА	ГРАНИЦА НА ГРЕШКА
АКТИВНА ЕНЕРГИЯ	ЕЛЕКТРОМЕР ЗА АКТИВНА ЕНЕРГИЯ 0.2 S	20% ДО 120% ОТ IN	1.00	±0.40%
	ТОКОВ ТРАНСФОРМАТОР 0.2 S	5% ДО 20% ОТ IN	1.00	±0.40%
	НАПРЕЖЕНОВ ТРАНСФОРМАТОР 0.2	1% ДО 5% ОТ IN	1.00	±0.60%
АКТИВНА ЕНЕРГИЯ	ЕЛЕКТРОМЕР ЗА АКТИВНА ЕНЕРГИЯ 0.5 S	20% ДО 120% ОТ IN	ОТ 0.5L ДО 0.8C	±0.93%
	ТОКОВ ТРАНСФОРМАТОР 0.2 S	5% ДО 120% ОТ IN	1.00	±0.83%
	НАПРЕЖЕНОВ ТРАНСФОРМАТОР 0.2	1% ДО 5% ОТ IN	1.00	±1.23%
АКТИВНА ЕНЕРГИЯ	ЕЛЕКТРОМЕР ЗА АКТИВНА ЕНЕРГИЯ 0.5 S	10% ДО 120% ОТ IN	ОТ 0.5L ДО 0.8C	±1.41%
	ТОКОВ ТРАНСФОРМАТОР 0.5 S	5% ДО 120% ОТ IN	1.00	±1.32%
	НАПРЕЖЕНОВ ТРАНСФОРМАТОР 0.5	1% ДО 5% ОТ IN	1.00	±1.68%
АКТИВНА ЕНЕРГИЯ	ЕЛЕКТРОМЕР ЗА АКТИВНА ЕНЕРГИЯ 1.0	10% ДО 120% ОТ IN	ОТ 0.5L ДО 0.8C	±2.35%
	ТОКОВ ТРАНСФОРМАТОР 0.5 S	5% ДО 120% ОТ IN	1.00	±1.58%
	НАПРЕЖЕНОВ ТРАНСФОРМАТОР 0.5	2% ДО 5% ОТ IN	1.00	±2.02%
РЕАКТИВНА ЕНЕРГИЯ	ЕЛЕКТРОМЕР ЗА РЕАКТИВНА ЕНЕРГИЯ 2.0	20% ДО 120% ОТ IN	ОТ 0.5L ДО 0.8C	±2.48%
	ТОКОВ ТРАНСФОРМАТОР 0.2 S	10% ДО 120% ОТ IN	0	±4.00%
	НАПРЕЖЕНОВ ТРАНСФОРМАТОР 0.2	10% ДО 120% ОТ IN	ОТ 0.866L ДО 0.866C	±5.00%
	НАПРЕЖЕНОВ ТРАНСФОРМАТОР 0.2	10% ДО 120% ОТ IN	ОТ 0.866L ДО 0.866C	±5.00%

**Забележка:** Изискванията за токове в обхвата от 1 до 5 % от номиналния ток се прилагат само когато енергията, която ще се измерва при нормални работни условия, е такава, че номиналният ток на измерване е под 5 % (без 0) за периоди, равни на 10 % или повече годишно.

За постигане на общата изисквана точност може да е необходимо електромерите да бъдат компенсирани за грешките на измервателните трансформатори и за съответната връзка към електромерите.