

Регистрационный № 82192-21

Лист № 1  
Всего листов 7

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» ЕЭС

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» ЕЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи;

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) и технические средства приема-передачи данных;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер ИВК, устройства синхронизации системного времени (УССВ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0»

Для ИК №1-7 первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов без учета коэффициентов трансформации, преобразуются в цифровой сигнал. ИК №8 является высоковольтным счетчиком электрической энергии непосредственного включения. По мгновенным значениям силы и напряжения переменного тока в микропроцессоре счётчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счётчика:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

– средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям

активной и полной мощности.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК №1-7 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется преобразование измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление, хранение и передача накопленных данных по выбранному ИВК каналу связи (проводные линии, GSM канал, сеть Ethernet), на верхний уровень системы.

Цифровой сигнал с выходов счетчика для ИК №8 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИВК.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации во внешние программно-аппаратные комплексы потребителей, сбытовых организаций, АИИС КУЭ смежных субъектов на оптовом и розничном рынке электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с регламентом.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя два сервера точного времени (основной и резервный в холодном режиме), на основе ГЛОНАСС-приемника типа СТВ-01 (Регистрационный №86603-22), серверы сбора данных (СД), таймеры УСПД и счетчиков. Сравнение шкалы времени серверов АИИС КУЭ со шкалой времени СТВ-01 осуществляется периодически (не реже 1 раза в 1 час). Независимо от наличия расхождения производится синхронизация шкалы времени серверов АИИС КУЭ со шкалой времени СТВ-01. Серверы СД, в свою очередь, синхронизируют время УСПД.

Сличение времени таймера сервера СД с временем таймеров УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, корректировка времени сервером выполняется при расхождении времени таймеров счетчиков и УСПД на величину  $\pm 1$  с.

Сличение времени таймеров счетчиков с временем УСПД (сервером СД) осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем таймера УСПД  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера СД и СУ отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 359113.10.2019. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50,2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: BinaryPackControls.dll CheckDataIntegrity.dll ComIECFunctions.dll ComModbusFunctions.dll ComStdFunctions.dll DateTimeProcessing.dll SafeValuesDataUpdate.dll SimpleVerifyDataStatuses.dll SummaryCheckCRC.dll ValuesDataProcessing.dll	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476 E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7 BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27 AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917 EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373 D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB 61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39 EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5 013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2,3,4.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	ПС 35 кВ Красный Бор, ВЛ 35 кВ Красный Бор – Быргында	ТОЛ 35 КТ 0,5S Ктт=100/5 Рег.№21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 Ктн=35000/100 Рег.№ 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	ARIS-2803 Рег.№67864-17
2	ПС 110 кВ Кукмор, ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Малмыж с отпайками	ТФЗМ-110Б- 1У1 КТ 0,5 Ктт=600/5 Рег.№2793-71	НКФ110-83У1 КТ 0,5 Ктн= (110000/√3)/(100/√3) Рег.№ 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ARIS-2803 Рег.№67864-17
3	ПС 110 кВ Кукмор, ОВ 110 кВ	ТФЗМ-110Б- 1У1 КТ 0,5 Ктт=600/5 Рег.№2793-71	НКФ110-83У1 КТ 0,5 Ктн= (110000/√3)/(100/√3) Рег.№ 1188-84	СЭТ-4ТМ.03.М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	ARIS-2803 Рег.№67864-17
4	ПС 35 кВ Кучуково, ВЛ 35 кВ Кучуково – Варзи Ятчи	ТОЛ КТ 0,5S Ктт=150/5 Рег.№47959-11	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 Ктн=35000/100 Рег.№ 19813-09	СЭТ-4ТМ.03.М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С1 Рег.№15236-03
5	ПС 110 кВ Сардек, В 10 кВ Т-1	ТЛМ-10 КТ 0,5 Ктт=300/5 Рег.№2473-69	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн=10000/100 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03.М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	ARIS-2803 Рег.№67864-17

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 110 кВ Сардек, ТСН-1	ТТИ КТ 0,5S К <sub>ТТ</sub> =100/5 Рег.№28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№27524-04	ARIS-2803 Рег.№67864-17
7	ПС 500 кВ Щёлоков, ВЛ 500 кВ Удмуртская – Щёлоков	SAS 550 КТ 0,2S К <sub>ТТ</sub> =2000/1 Рег.№25121-07	VEOS КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> = (500000/√3)/(100:√3) Рег.№ 37113-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
8	ВЛ-10 кВ ф.13 ПС «Пурга» ПС 110/35/10 кВ Пурга, оп.№29	-	-	МИРТЕК-135- РУ КТ 0,5S/1,0 Рег. № 79527-20	-

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		Границы основной погрешности, (δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ) %
1, 4	Активная реактивная	±1,1 ±2,8	±2,9 ±4,7
2, 3, 5	Активная реактивная	±1,1 ±2,8	±3,2 ±4,7
6	Активная реактивная	±0,8 ±2,3	±2,8 ±4,6
7	Активная реактивная	±0,6 ±1,2	±1,4 ±2,1
8	Активная реактивная	±0,6 ±1,1	±1,5 ±2,9

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±5 с

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности Р=0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от I<sub>ном</sub> Cos φ = 0,8инд., W<sub>2%</sub>

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	8
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos\varphi$ – частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos\varphi$ – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub> от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000 70000 100000 100000
Глубина хранения информации: счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	90 10 45 5 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекция времени в счетчике;
- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчика;
  - промежуточных клемников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера ИВК;
  - защита информации на программном уровне;
  - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер ИВК.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ 35	3
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	SAS 550	3
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-1У1	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	3
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ	3
Трансформаторы напряжения	VEOS	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Высоковольтный прибор учета электрической энергии трехфазный многофункциональный	МИРТЕК-135-РУ	1
Контроллеры многофункциональные	ARIS-2803	3
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С1	1
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Сервер точного времени	СТВ-01	2
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Паспорт-формуляр	ПФ.359113.10.2025	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359113.10.2025	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в эксплуатационном документе РЭ.359113.10.2025. Часть 2. Раздел 4 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ».

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» ЕЭС**

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

**Правообладатель**

Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Елабужские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» ЕЭС)

ИНН 1655049111

Юридический адрес: 423603, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Елабуга, ул. Чапаева, 48

Телефон (факс): (85557) 3-92-15, (85557) 3-24-12

E-mail: office\_ees@gridcom-rt.ru

**Изготовитель**

Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Елабужские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» ЕЭС)

ИНН 1655049111

Адрес: 423603, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Елабуга, ул. Чапаева, 48

Телефон (факс): (85557) 3-92-15, (85557) 3-24-12.

E-mail: office\_ees@gridcom-rt.ru

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан»

(ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д.24

Телефон (факс): +7 (843) 291 08 33

E-mail: isp16@tatcsm.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310659