

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «16» июля 2021 г. № 1352

Регистрационный № 82192-21

Лист № 1  
Всего листов 8

**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 сбора данных (СД), сервер баз данных (БД), устройства синхронизации системного времени (УССВ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0»

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. 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. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков 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.

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 УССВ на основе ГЛОНАСС-приемника сигналов точного времени типа УСВ-2 (Регистрационный № 41681-10), таймеры УСПД, сервера СД и счетчиков. Сравнение времени сервера СД ИВК с таймером приемника осуществляется 1 раз в час, синхронизация производится при расхождении показаний таймеров приемника и сервера СД на величину более  $\pm 1$  с. Сервер СД осуществляет синхронизацию времени УСПД, а УСПД, в свою очередь, счетчиков, подключенных к 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 достижении расхождения времени таймеров счетчиков и УСПД на величину  $\pm 1$  с. Сличение времени таймеров счетчиков с временем УСПД 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 отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Конструкция АИИС КУЭ не предусматривает нанесение на нее знака поверки. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

### 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	BinaryPackControls.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	E619 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Идентификационное наименование ПО	CheckDataIntegrity.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7

Продолжение таблицы 1

Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Идентификационное наименование ПО	ComModbusFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Идентификационное наименование ПО	ComStdFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Идентификационное наименование ПО	DateTimeProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Идентификационное наименование ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Идентификационное наименование ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Идентификационное наименование ПО	SummaryCheckCRC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Идентификационное наименование ПО	ValuesDataProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645
Алгоритм расчета цифрового идентификатора (контрольной суммы) ПО – MD5	

### 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 К <sub>ТТ</sub> =100/5 Рег.№21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =35000/100 Рег.№ 19813-05	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 К <sub>ТТ</sub> =600/5 Рег.№2793-71	НКФ110-83У1 КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =110000/100 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 К <sub>ТТ</sub> =600/5 Рег.№2793-71	НКФ110-83У1 КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =110000/100 Рег.№ 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Зав.№ Рег.№27524-04	ARIS-2803 Рег.№67864-17
4	ПС 35 кВ Кучуково, ВЛ 35 кВ Кучуково – Варзи Ятчи	ТОЛ КТ 0,5S К <sub>ТТ</sub> =150/5 Рег.№47959-11	НАМИТ-10-2 КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 Рег.№ 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№27524-04	СИКОН С1 Рег.№15236-01
5	ПС 110 кВ Сардек, В 10 кВ Т-1	ТЛМ-10 КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> =300/5 Рег.№2473-69	-	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№27524-04	ARIS-2803 Рег.№67864-17
6	ПС 110 кВ Сардек, ТСН-1	ТТИ КТ 0,5S К <sub>ТТ</sub> =100/5 Рег.№28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 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> =500000/100 Рег.№ 37113-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
8	ПКУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.13 ПС «Пурга»	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5S К <sub>ТТ</sub> =50/5 Рег.№32139-11	ЗНОЛП КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 Рег.№ 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	-

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, ( $\delta$ ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ( $\delta$ ) %
1, 4, 8	Активная реактивная	$\pm 1,1$	$\pm 2,9$
		$\pm 2,8$	$\pm 4,7$
2, 3, 5	Активная реактивная	$\pm 1,1$	$\pm 3,2$
		$\pm 2,8$	$\pm 4,7$
6	Активная реактивная	$\pm 0,8$	$\pm 2,8$
		$\pm 2,3$	$\pm 4,6$
7	Активная реактивная	$\pm 0,6$	$\pm 1,4$
		$\pm 1,2$	$\pm 2,1$

Примечания:  
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).  
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности  $P=0,95$ .  
3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от  $I_{ном} \cos \varphi = 0,8_{инд.}$ ,  $W_{2\%}$

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 – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 70000 2 35000 2 100000 1

Продолжение таблицы 4

Глубина хранения информации: счетчики:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	113
– при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
– суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
– при отключении питания, лет, не менее	5
сервер:	
– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±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 БД;
  - 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 БД.

**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	ТОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ	3
Трансформаторы напряжения	VEOS	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	4
Контроллеры многофункциональные	ARIS-2803	3
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С1	1
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Методика поверки	МП.359113.10.2019	1
Формуляр	ПФ.359113.10.2019	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359113.10.2019	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в эксплуатационном документе РЭ.359113.10.2019. 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

