

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» августа 2021 г. № 1608

Регистрационный № 82406-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» АЭС (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 каналобразующую 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 ± 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 ± 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 ± 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)	EB19 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
Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctions.dll

Продолжение таблицы 1

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	2	3	4	5	6
1	ПС 35 кВ Тумутук, ВЛ 35 кВ Тумутук - Юзеево	ТФЗМ-35А-У1 КТ 0,5; 100/5 Зав.№36688; -; 36671 Рег.№3690-73	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5; 35/0,1 Зав.№508; -; - Рег.№19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав.№0805160147 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Зав.№11181037 Рег.№67864-17
2	ПС 35 кВ Тумутук, ВЛ 6 кВ ф.04	ТОЛ-10 КТ 0,5; 200/5 Зав.№35977; -; 1217 Рег.№7069-02	НАМИ-10 КТ 0,2; 6000/100 Зав.№953; -; - Рег.№11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав.№0805160154 Рег.№36697-12	ARIS-28xx Зав.№11181037 Рег.№67864-17
3	ПС 220 кВ Узловая, ВЛ 6 кВ ф.06	ТПОЛ-10 КТ 0,5; 800/5 Зав.№8263; -; 8364 Рег.№1261-08	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5; 6/0,1 Зав.№308; -; - Рег.№20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав.№0812113857 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Зав.№08200 Рег.№28822-05
4	ПС 220 кВ Узловая, ВЛ 6 кВ ф.13	ТПОЛ-10 КТ 0,5; 800/5 Зав.№2801; -; 3805 Рег.№1261-08	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5; 6/0,1 Зав.№298; -; - Рег.№20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав.№0803122750 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Зав.№08200 Рег.№28822-05
5	ПС 220 кВ Азнакаево, ВЛ 6 кВ ф.07	ТПОЛ-10 КТ 0,5; 600/5 Зав.№22072; -; 9131 Рег.№1261-59	НАМИТ-10 КТ 0,5; 6/0,1 Зав.№2641170000 002; -; - Рег.№16687-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав.№0803123383 Рег.№36697-08	ARIS-28xx Зав.№11181052 Рег.№67864-17
6	ПС 220 кВ Азнакаево, ВЛ 6 кВ ф.06	ТПОЛ-10 КТ 0,5; 600/5 Зав.№28054; -; 22070 Рег.№1261-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5; 6/0,1 Зав.№5903; -; - Рег.№20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав.№0803123343 Рег.№36697-08	ARIS-28xx Зав.№11181052 Рег.№67864-17
7	ПС 110 кВ НПС Муслюмово, Ввод 10 кВ №1	ТОЛ-10 Ш КТ 0,5; 2000/5 Зав.№17221; 17109; 17449 Рег.№36308-07	НАМИТ-10 КТ 0,5; 10/0,1 Зав.№3081110000 001; -; - Рег.№16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав.№0807113327 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Зав.№07728 Рег.№28822-05
8	ПС 110 кВ НПС Муслюмово, Ввод 10 кВ №2	ТОЛ-10 Ш КТ 0,5; 2000/5 Зав.№17574; 16969; 17332 Рег.№36308-07	НАМИТ-10 КТ 0,5; 10/0,1 Зав.№3081110000 005; -; - Рег.№16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав.№0807113404 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Зав.№07728 Рег.№28822-05
9	ПС 110 кВ Акташ, ВЛ 6 кВ ф.16	ТЛО-10 КТ 0,5S; 600/5 Зав.№27841; -; 27843 Рег.№25433-11	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5; 6/0,1 Зав.№1275; -; - Рег.№20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав.№0807130320 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Зав.№07370 Рег.№28822-05

Продолжение таблицы 2

10	ПС 110 кВ Акташ, ВЛ 6 кВ ф.19	ТЛО-10 КТ 0,5S; 600/5 Зав.№27844; -; 27846 Рег.№25433-11	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5; 6/0,1 Зав.№1274; -; - Рег.№20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав.№0807131446 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Зав.№07370 Рег.№28822-05
<p>Примечания:</p> <p>1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.</p> <p>2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа.</p> <p>3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Предприятие-владелец АИИС КУЭ вносят изменения в эксплуатационные документы. Акт хранится совместно с документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p>					

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		Границы основной погрешности, (δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ) %
2	Активная	±0,9	±3,1
	реактивная	±2,5	±4,6
9, 10	Активная	±1,1	±2,9
	реактивная	±2,8	±3,0
1, 3-8	Активная	±1,1	±3,2
	реактивная	±2,8	±4,7
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P=0,95.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от I_{ном} Cos φ = 0,8_{инд.}, W_{2%}</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	10
<p>Нормальные условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> – напряжение, % от U_{ном} – ток, % от I_{ном} – коэффициент мощности, cosφ – частота, Гц - температура окружающей среды, °С 	<ul style="list-style-type: none"> от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> – напряжение, % от U_{ном} – ток, % от I_{ном} – коэффициент мощности, cosφ – частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С 	<ul style="list-style-type: none"> от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40

Продолжение таблицы 4

температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от -40 до +60 от -10 до +40
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УССВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>165000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>113</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>5</p> <p>3,5</p>
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	ТПОЛ-10	8
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 III	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	10
Контроллеры многофункциональные	ARIS-28xx	2
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Методика поверки	МП.359110.10.2021	1
Формуляр	ПФ.359110.10.2021	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359110.10.2021	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе РЭ.359110.10.2019. 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» АЭС

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

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

