

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2024 г. № 1558

Регистрационный № 64716-16

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» НкЭС ПС 220 кВ «Бегишево»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» НкЭС ПС 220 кВ «Бегишево» (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, серверы АИИС КУЭ (серверы сбора данных (СД), сервер баз данных (БД), сервер управления (СУ), Web-серверы), 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 счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика:

– 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.

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

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. Сервер БД обеспечивает прием измерительной информации от АИС КУЭ утвержденного типа средства измерений третьих лиц (предприятий потребителей, сетевых организаций, смежных субъектов ОРЭМ и др.), получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

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

АИС 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 АИС КУЭ со шкалой времени СТВ-01 осуществляется периодически (не реже 1 раза в 1 час). Независимо от наличия расхождения производится синхронизация шкалы времени серверов АИС КУЭ со шкалой времени СТВ-01. Серверы СД, в свою очередь, синхронизируют время УСПД.

Сличение времени таймера серверов СД с временем таймеров УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, корректировка времени сервером выполняется при расхождении времени таймера СД и УСПД на величину от 1 до 4 секунд.

Сличение времени таймеров счетчиков с временем УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем таймера УСПД ± 2 секунды и более.

Журналы событий счетчиков, УСПД, серверов 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.

Конструкция АИС КУЭ не предусматривает возможность нанесения заводского номера, пломбировки и знака поверки на средство измерений. АИС КУЭ присвоен заводской номер 359116.04. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИС 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
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	-

Продолжение таблицы 1

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 АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	ИП	УСПД
1	2	4	5	6	7
3	ПС 220 кВ Бегишево, яч.2, ВЛ-110 кВ Бегишево - КГПТО	ТОГФ-110 Ктт=1000/1 Кл.т 0,2S Рег.№44640-10	ЗНГ-УЭТМ® Ктн=110000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т 0,2 Рег.№53343-13	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
4	ПС 220 кВ Бегишево, яч.4, КВЛ -110 кВ Бегишево-Жарков I ц.	ТОГФ-110 Ктт=1000/1 Кл.т 0,2S Рег.№44640-10	ЗНГ-УЭТМ® Ктн=110000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т 0,2 Рег.№53343-13	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
8	ПС 220 кВ Бегишево, яч.6, КВЛ -110 кВ Бегишево-Жарков II ц.	ТОГФ-110 Ктт=1000/1 Кл.т 0,2S Рег.№44640-10	ЗНГ-УЭТМ® Ктн=110000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т 0,2 Рег.№53343-13	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
10	ПС 220 кВ Бегишево, яч.7, ОВ - 110 кВ	ТОГФ-110 Ктт=1000/1 Кл.т 0,2S Рег.№44640-10	ЗНГ-УЭТМ® Ктн=110000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т 0,2 Рег.№53343-13	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05

Продолжение таблицы 2

1	2	4	5	6	7
11	ПС 220 кВ Бегишево, яч.6, ВЛ-220 кВ Бегишево - ТАНЕКО	ТВГ-УЭТМ® Ктт=500/1 Кл.т 0,2S Рег.№52619-13	ЗНГ-УЭТМ® Ктн=220000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т 0,2 Рег.№53343-13	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
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 утвержденного типа.					
3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Предприятие-владелец АИИС КУЭ вносят изменения в эксплуатационные документы. 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, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
3, 4, 8, 10, 11.	Активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,8$	$\pm 0,9$ $\pm 1,9$

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_{ном} Cos φ = 0,8_{инд.}, W_{2%}.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	5
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от U _{ном} – ток, % от I _{ном} – коэффициент мощности, cosφ – 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

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos\phi$ – 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 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +40
Надежность применяемых в АИС 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	165000 2 70000 24 35000 2 70000 1
Глубина хранения информации: счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, 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	113 10 45 5 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.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	12
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ®	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые	ЗНГ-УЭТМ®	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	5
Контроллеры сетевые индустриальные	СИКОН С70	2
Устройства синхронизации времени	СТВ-01	2
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Паспорт-формуляр	ПФ.359116.04.2024	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359116.04.2024	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе РЭ.359116.04.2024. Часть 2. Раздел 4 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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» Нижнекамские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» НкЭС)
ИНН 1655049111
Адрес: 423570, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, ул. Ахтубинская, д. 14
Телефон (факс): (8555) 32-23-59, (8555) 41-97-27

Изготовитель

Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Нижнекамские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» НкЭС)
ИНН 1655049111
Адрес: 423570, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, ул. Ахтубинская, д. 14
Телефон (факс): (8555) 32-23-59, (8555) 41-97-27

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): (843) 291-08-33
E-mail: isp16@tatcsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310659.

в части вносимых изменений

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
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310659.