

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91374-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Алтайский бройлер ККЗ и ППК

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Алтайский бройлер ККЗ и ППК (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

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), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер на базе закрытой облачной системы VMware (сервер), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, 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. 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется один раз в час. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ Алтайский бройлер ККЗ и ППК наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». ПО «Пирамида 2.0» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2.0». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2.0» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2.0» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	Binary Pack Controls.dll	Check Data Integrity.dll	ComI ECFunc-tions.dll	ComMod-busFunc-tions.dll	Com StdFunc-tions.dll	DateTime-Pro-cessing.dll	Safe Values DataUp-date.dll	Simple Verify Data Status-es.dll	Summary Check CRC.dll	Values DataProc-essing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.3.1									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	EC9A86471F3713E60C1DA D056CD6E373	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ВЛ-10 кВ № 64-13, оп. № 1, отпайка в сторону ТП-1 10/0,4 кВ, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 69604-17 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ART2-00 DPR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 84823-22	VMware	Активная	1,3	3,5
							Реактивная	2,5	5,9
2	КТП-64-13-2 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	—	—	Меркурий 234 ARTM-02 PBR.R Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19			Активная	1,0	3,6
							Реактивная	2,0	7,1
3	ВЛ-10 кВ № 64-8, отпайка в сторону ТП-1 10/0,4 кВ, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 35956-07 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Активная	1,3	3,4
							Реактивная	2,5	5,9

4	ПС 110 кВ ГПП-4, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 5а, КЛ 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная Реактивная	1,3 2,5	3,5 5,9
---	---	---	---	---	--	--	----------------------------	----------------	----------------

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110 кВ ГПП-4, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 23а, КЛ 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	VMware	Активная	1,3	3,5
							Реактивная	2,5	5,9
6	КТП-43 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-А Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,8
7	ТП-42 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Активная	1,0	3,3
							Реактивная	2,1	5,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 1, 4, 5 для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	7
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 4, 5 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 4, 5 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -30 до +40 от -10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа Меркурий 234: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 2 165000 2 220000 2 180000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МК, СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	90 5 113 40 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	9
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-6	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6	3
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер на базе закрытой облачной системы	VMware	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	РТ.7731411714.424179.100 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ Алтайский бройлер ККЗ и ППК», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЧЕРКИЗОВО
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС» (ООО «ЧЕРКИЗОВО ТЭК»)

ИНН 7714974474

Юридический адрес: 125047, г. Москва, вн. тер. г. м. о. Тверской, ул. Лесная, д. 5, эт. 7, ком. 20А

Телефон: (926) 914-01-97

Web-сайт: www.agrosbt.ru

E-mail: info_energo@cherkizovo.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Рустех» (ООО «Рустех»)

ИНН 3702666693

Адрес: 153021, г. Иваново, ул. Гаражная, д. 12А

Телефон: (4932) 27-02-50

E-mail: rusteh@bk.ru

Испытательный центр

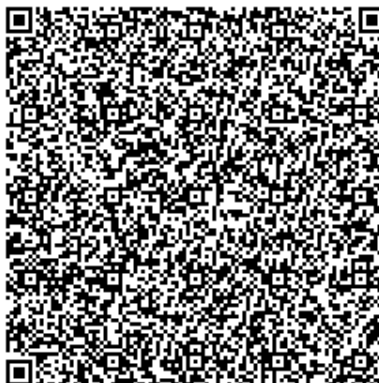
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91375-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Луговая

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Луговая (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на

входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 516. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 500 кВ Няганская ГРЭС-Луговая	OSKF кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 29687-05	ОТСФ 550 кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 49760-12; СРВ 550 кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 75527-19; ф.А, С СРВ 550 кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11 ф. В	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12

Продолжение таблицы 2

Примечания	
1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.	
2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.	

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,0	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5(10)\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{5\%}$	$I_{5(10)\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,7	1,7	1,2	1,2
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 140000 10000

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	3
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	OSKF	3
Трансформатор напряжения измерительный	CPB 550	1
Трансформатор напряжения емкостный	OTCF 550	3
Трансформатор напряжения	CPB 550	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	1
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.ЗС15.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Луговая». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

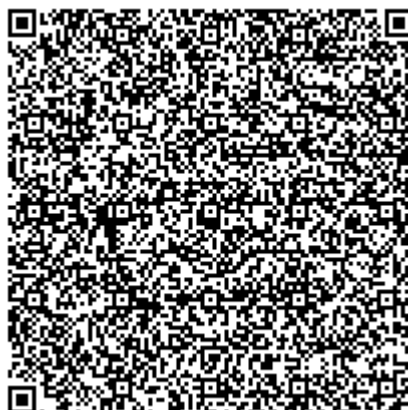
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская,
д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул.Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207
Телефон: +7 (499) 991-19-91
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91376-24

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Тюмень

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Тюмень (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК

, АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 503. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС - Тюмень №1	TG 550 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 26735-08	СРВ 550 кл.т. 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 68549-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС - Тюмень №2	TG 550 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 26735-08	СРВ 550 кл.т. 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 90917-23	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
3	ВЛ 220 кВ Тюмень - ТММЗ I цепь	ВСТ кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 17869-10	СРВ 245 кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 73155-18	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
4	ВЛ 220 кВ Тюмень - ТММЗ II цепь	ВСТ кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 17869-10	СРВ 245 кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 73155-18	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 110 кВ Тюмень - Домостроительная с отпайками	ВСТ кл.т. 0,2S К _{тт} = 500/5 рег. № 17869-05	СРВ 123 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 90918-23	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ВЛ 110 кВ Тюмень - Созоново с отпайками	ВСТ кл.т. 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 17869-05	СРВ 123 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
7	ВЛ 110 кВ Тюмень - Березняки с отпайкой на ПС Чермет	ВСТ кл.т. 0,2S К _{тт} = 500/5 рег. № 17869-05	СРВ 123 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
8	ВЛ 110 кВ Тюмень - Казарово	ВСТ кл.т. 0,2S К _{тт} = 500/5 рег. № 17869-05	СРВ 123 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
9	ВЛ 110 кВ Тюмень - Тарманы I цепь с отпайками	ВСТ кл.т. 0,2S К _{тт} = 400/5 рег. № 17869-05	СРВ 123 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
10	ВЛ 110 кВ Тюмень - Тарманы II цепь с отпайками	ВСТ кл.т. 0,2S К _{тт} = 400/5 рег. № 17869-05	СРВ 123 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ВЛ 110 кВ Тюмень - Торгили	ВСТ кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 17869-05	СРВ 123 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
12	ВЛ 110 кВ Тюмень - Тюменская ТЭЦ-1 № 1 с отпайкой на ПС Причал	ВСТ кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 17869-05	СРВ 123 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	ВЛ 110 кВ Тюмень - Тюменская ТЭЦ-1 № 2 с отпайкой на ПС Причал	ВСТ кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 17869-05	СРВ 123 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
14	ВЛ 110 кВ Тюмень - Тюменская ТЭЦ-1 № 3 с отпайками	ВСТ кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 17869-05	СРВ 123 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
15	ВЛ 110 кВ Тюмень - Туринская	ВСТ кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 17869-05	СРВ 123 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-06	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
16	ВЛ 110 кВ Тюмень - Химфарм с отпайкой на ПС Чермет	ВСТ кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 17869-05	СРВ 123 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 68557-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
17	КЛ 10 кВ Рембаза-1	ТРУ4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 45424-10	ТЈР4 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 45423-10	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
18	КЛ 10 кВ Рембаза-2	ТРУ4 кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 45424-10	ТЈР4 кл.т. 0,5 К _{тн} = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 45423-10	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,4	0,7	0,5	0,5
	0,8	1,6	1,0	0,7	0,7
	0,5	2,7	1,7	1,2	1,2
3, 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
5 – 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
17, 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	1,8	1,1	0,8	0,8
3, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
5 – 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
17, 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,5	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,7	1,2	0,9	0,9
	0,5	2,7	1,8	1,3	1,3
3, 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
5 – 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
17, 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	3,2	1,9	1,3	1,3
	0,5	2,3	1,5	1,1	1,0
3, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
5 – 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
17, 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 140000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	TG 550	12
Трансформатор тока	ВСТ	42
Трансформатор тока	TPU4	6
Трансформатор напряжения	CPB 550	6
Трансформатор напряжения	CPB 245	6
Трансформатор напряжения	CPB 123	6
Трансформатор напряжения	TJP4	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	18
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.ЗС11.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Тюмень». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская,
д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)

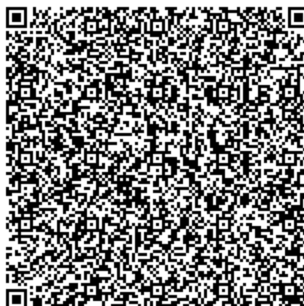
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91377-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1 (далее – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических сетях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока.

Конструктивно трансформаторы состоят из магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичных и вторичной обмотки с высоковольтной изоляцией. Активная часть трансформаторов находится в изоляционной крышке. Изолятор установлен на основании, в котором находится коробка вывода вторичных обмоток. Основание трансформаторов представляет собой металлический сварной цоколь, имеющий болт заземления. На основании находится табличка технических данных, узел заземления. Выводы вторичной обмотки трансформаторов расположены в нижней части корпуса.

К трансформаторам данного типа относятся трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1 с серийными №№ 925557, 996266, 1101670, 1101678.

Трансформаторы напряжения расположены на территории подстанций ООО «Башкирэнерго».

Серийный номер наносится на табличку технических данных трансформатора ударным способом в виде цифрового обозначения.

Нанесение знака поверки на трансформатор не предусмотрено.

Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.

Общий вид трансформаторов напряжения представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид трансформаторов напряжения НКФ-110-57 У1

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$110/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота, Гц	50
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, ВА	400/600
Класс точности основной вторичной обмотки	0,5/1

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	4 шт.
Паспорт	-	4 экз.
Формуляр	-	4 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках измерений

приведены в п. 2 «Принцип действия и конструкция» документа «Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3453 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

Московское научно-производственное объединение «Электрозавод»
(МНПО «Электрозавод»)
Юридический адрес: 107023, г. Москва, ул. Электрозаводская, д. 21

Изготовитель

Московское научно-производственное объединение «Электрозавод»
(МНПО «Электрозавод») (изготовлены в 1971 – 1978 гг)
Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электрозаводская, д. 21

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний имени А.М.Муратшина в Республике Башкортостан» (ФБУ «ЦСМ им. А.М.Муратшина в Республике Башкортостан»)

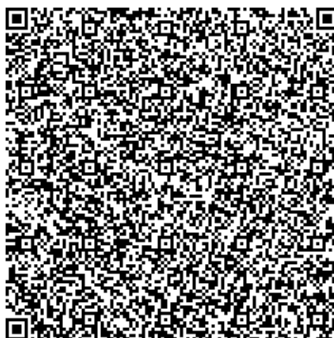
Юридический адрес: 450006, г. Уфа, б-р Ибрагимова, д. 55/59

Телефон/факс: 8 (347) 276-78-74

E-mail: info@bashtest.ru

Web-сайт: <http://www.bashtest.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311406.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91378-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформатор напряжения НКФ-110-58

Назначение средства измерений

Трансформатор напряжения НКФ-110-58 (далее – трансформаторы напряжения) предназначен для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических сетях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформатора основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока.

Конструктивно трансформатор состоит из магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичных и вторичной обмотки с высоковольтной изоляцией. Активная часть трансформатора находится в изоляционной крышке. Изолятор установлен на основании, в котором находится коробка вывода вторичных обмоток. Основание трансформаторов представляет собой металлический сварной цоколь, имеющий болт заземления. На основании находится табличка технических данных, узел заземления. Выводы вторичной обмотки трансформаторов расположены в нижней части корпуса.

К трансформатору данного типа относятся трансформатор напряжения НКФ-110-58 с серийным №№ 912740.

Трансформатор напряжения расположен на территории подстанций ООО «Башкирэнерго».

Серийный номер наносится на табличку технических данных трансформатора ударным способом в виде цифрового обозначения.

Нанесение знака поверки на трансформатор не предусмотрено.

Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.

Общий вид трансформатора напряжения представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид трансформатора напряжения НКФ-110-58

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	110/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	100/ $\sqrt{3}$
Номинальная частота, Гц	50
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, ВА	500/1000
Класс точности основной вторичной обмотки	1/3

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C	от -45 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НКФ-110-58	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Формуляр	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках измерений

приведены в п. 2 «Принцип действия и конструкция» документа «Трансформатор напряжения НКФ-110-58. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3453 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

Московское научно-производственное объединение «Электрозавод»
(МНПО «Электрозавод»)
Юридический адрес: 107023, г. Москва, ул. Электрозаводская, д. 21

Изготовитель

Московское научно-производственное объединение «Электрозавод»
(МНПО «Электрозавод») (изготовлен в 1967 г.)
Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электрозаводская, д. 21

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний имени А.М.Муратшина в Республике Башкортостан» (ФБУ «ЦСМ им. А.М.Муратшина в Республике Башкортостан»)

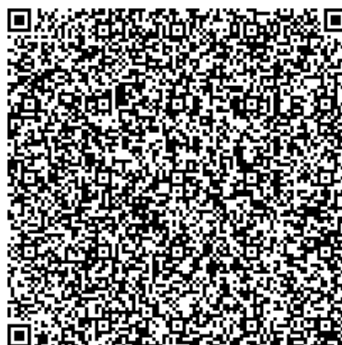
Юридический адрес: 450006, г. Уфа, б-р Ибрагимова, д. 55/59

Телефон/факс: 8 (347) 276-78-74

E-mail: info@bashtest.ru

Web-сайт: <http://www.bashtest.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311406.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91379-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Азот» АО «ОХК «УРАЛХИМ» в г. Березники (2-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Азот» АО «ОХК «УРАЛХИМ» в г. Березники (2-я очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных – контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 (далее – УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее – УСВ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000» и каналобразующую аппаратуру.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, 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. 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на сервер БД, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

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

ИБК по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИБКЭ и ИБК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, предназначенным для измерения (формирования, счета) текущих значений времени и даты, коррекции времени по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS, передачи этих данных в автоматизированные информационно-измерительные системы (АИИС), ПЭВМ. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ± 1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени сервера БД более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени УСПД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1206) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на корпусе сервера БД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4
CalcClients.dll	не ниже 1.0.0.0	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4	MD5
CalcLeakage.dll	не ниже 1.0.0.0	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F	
CalcLosses.dll	не ниже 1.0.0.0	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC	
Metrology.dll	не ниже 1.0.0.0	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83	
ParseBin.dll	не ниже 1.0.0.0	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7	
ParseIEC.dll	не ниже 1.0.0.0	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F	
ParseModbus.dll	не ниже 1.0.0.0	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48	
ParsePiramida.dll	не ниже 1.0.0.0	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F	
SynchroNSI.dll	не ниже 1.0.0.0	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09	
VerifyTime.dll	не ниже 1.0.0.0	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75	

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 6 кВ БМП ПВХ, КРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.4	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 80607-20 / УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
2	ПС 6 кВ БМП ПВХ, КРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.12	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
3	ПС 6 кВ БМП ПВХ, КРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.27	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$: - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения УСВ, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +50 от -40 до +70 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 35000 2 70000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее	45 5

Продолжение таблицы 3

1	2
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера БД и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - УСПД;
 - сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	15
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-6	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	5
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1206 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Азот» АО «ОХК «УРАЛХИМ» в г.Березники (2-я очередь), аттестованном ООО «МЦМО» г. Владимир, аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Акционерное общество «Объединенная химическая компания «УРАЛХИМ»
(АО «ОХК «УРАЛХИМ»)

ИНН 7703647595

Юридический адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 6, стр. 2

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

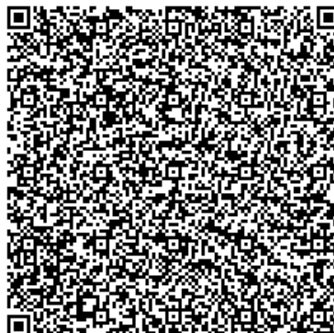
Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91380-24

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТМК-ЯМЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТМК-ЯМЗ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, 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. 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных. Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на сервер осуществляется посредством цифровых каналов связи.

Сервер базы данных круглосуточно производит опрос уровня ИИК. Полученная информация записывается в базу данных сервера.

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Также на сервер БД могут поступать xml-файлы формата 80020 из ИВК АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ± 1 . Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на коммутационный шкаф типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ ЕГ-01.142.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	5ТП-1 10 кВ, КСО ШВВ-1 10 кВ, КЛ-10 кВ в сторону 7ТП-1 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 100/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,2 К _{ТН} 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег № 84823-22	активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,6	±5,7
2	5ТП-1 10 кВ, КСО ШВВ-2 10 кВ, КЛ-10 кВ в сторону 7ТП-1 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 100/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,2 К _{ТН} 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,6	±5,7
3	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.476, КЛ-10 кВ в сторону РП 10 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 100/5 Рег. № 69606-17	НОМ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000/100 Рег. № 363-49	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,9	±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.454, КЛ-10 кВ в сторону 25ТП-4 10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1276-59	НОМ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 363-49	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег № 84823-22	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7
5	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.452, КЛ-10 кВ в сторону 25ТП-2 10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1276-59	НОМ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 363-49	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7
6	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.320, КЛ-10 кВ в сторону РП 10 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 69606-17	НОМ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 363-49	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,9	±5,8
7	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.330, КЛ-10 кВ в сторону 25ТП-2 10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1276-59	НОМ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 363-49	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.328, КЛ-10 кВ в сторону 25ТП-4 10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1276-59	НОМ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 363-49	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег № 84823-22	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7
9	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.308, 2КЛ-10 кВ в сторону ГПП-4 10 кВ	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 38202-08	НОМ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 363-49	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7
10	ТП-1 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,6
11	ВРЩ-0,4 кВ АБК-2, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,5	±5,6
12	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.243, КЛ-10 кВ в сторону ЗРП 10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	НОМ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 363-49	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.277, КЛ-10 кВ в сторону 19ТП-1 10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 1276-59	НОМ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 363-49	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег № 84823-22	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7
14	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.137, КЛ-10 кВ в сторону ЗРП 10 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	НОМ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 363-49	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7
15	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.103, КЛ-10 кВ в сторону ГПП-4 10 кВ	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 38202-08	НОМ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 363-49	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,9	±5,7
16	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.105, КЛ-10 кВ в сторону 138ТП-1 10 кВ	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,2 КТТ 300/5 Рег. № 38202-08	НОМ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 363-49	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,0	±2,2
						реактивная	±2,1	±4,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), (±Δ), с							5	

Продолжение таблицы 2

Примечания

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 16 от 0 °С до +40 °С.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.
- 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	16
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 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 сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -45 до +70 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - 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	320000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	14
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока	ТТИ	3
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	6
Трансформатор напряжения	НОМ-10	8

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.G	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	ЕГ.01.142-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТМК-ЯМЗ», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ТМК-Ярцевский метзавод»
(ООО «ТМК-ЯМЗ»)
ИНН 6623122216

Юридический адрес: 215805, Смоленская обл., Ярцевский р-н, г. Ярцево,
ул. 1-ая Литейная, стр. 3, каб. 107

Телефон: 8 (48143) 3-99-00

Факс: 8 (48143) 5-39-17

E-mail: info@tmkymz.ru

Web-сайт: tmk-ymz.tmk-group.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант» (ООО «ЕЭС-Гарант»)
ИНН 5024173259

Адрес: 143421, Московская обл., г.о. Красногорск, тер. Автодорога Балтия, км 26-й,
д. 5, стр. 3, оф. 4012

Телефон: 8 (495) 980-59-00

Факс: 8 (495) 980-59-08

E-mail: info@ies-garant.ru

Web-сайт: www.ies-garant.ru

Испытательный центр

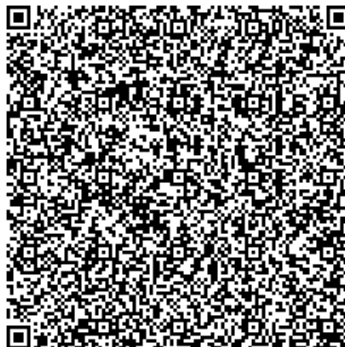
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91381-24

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Казань» Шеморданское ЛПУ МГ КС «Арская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Казань» Шеморданское ЛПУ МГ КС «Арская» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналообразующую аппаратуру, сервер синхронизации времени, сервер баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- 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 минут;
- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИБК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИБК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИБК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий;
- дистанционный доступ к компонентам АИИС КУЭ.

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИБК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы.

Информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030. Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, наземного канала связи L2 (основной канал), спутникового канала (резервный канал) передачи данных от счетчиков до ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера БД на АРМ;
- посредством наземного канала связи E1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя сервер синхронизации времени, часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ± 2 с.

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 08.001-2023 наносится типографским способом в формуляр и на информационную табличку корпуса сервера БД методом шелкографии.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». 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 указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110/10 кВ "Шемордан-П", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.2	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	ССБ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 110/10 кВ "Шемордан-П", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.5	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
3	ПС 110/10 кВ "Шемордан-П", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.6	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
4	ПС 110/10 кВ "Шемордан-П", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.7	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
5	ПС 110/10 кВ "Шемордан-П", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.8	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
6	ПС 110/10 кВ "Шемордан-П", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.9	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
7	ПС 110/10 кВ "Шемордан-П", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.10	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.11	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	ССБ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
9	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.12	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
10	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.13	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
11	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.14	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
12	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.16	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
13	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.17	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
14	, ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.18	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
15	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.19	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.20	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	ССБ- 1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
17	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.21	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
18	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.22	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
19	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.23	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
20	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.24	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
21	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.25	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
22	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.27	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
23	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.28	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 1 СШ 10 кВ, яч.29	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	ССБ- 1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
25	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.45	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
26	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.30	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
27	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.31	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
28	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.32	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
29	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.33	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
30	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.34	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
31	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.35	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
32	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.36	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	ССБ- 1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
33	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.37	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
34	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.38	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
35	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.39	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
36	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.40	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
37	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.42	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
38	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.43	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
39	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.48	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
40	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.49	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	ССБ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
41	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.50	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
42	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.51	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
43	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.52	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
44	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.53	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
45	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.54	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
46	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.55	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
47	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.56	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
48	ПС 110/10 кВ "Шемордан- II", ЗРУ-10 кВ КС-21 "Арская", 2 СШ 10 кВ, яч.57	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %
1 - 48	0,50	±5,4	±2,7	±2,9	±1,5	±2,2	±1,2
	0,80	±2,9	±4,4	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	±2,5	±5,5	±1,4	±3,0	±1,1	±2,2
	1,00	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %
1 - 48	0,50	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8
	0,80	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,4	±2,3
	0,87	±2,6	±5,6	±1,5	±3,3	±1,2	±2,6
	1,00	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

Примечание:

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;
 I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;
 I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;
 I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;
 $I_{изм}$ –силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;
 δ_{w0}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;
 δ_{w0}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;
 δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;
 δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	48
Нормальные условия: – сила тока, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °C	от 5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – сила тока, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики Меркурий 234: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее ССВ-1Г: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000 22000 40000
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;

- переход на летнее/зимнее время;
- нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на Сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра МРЕК.411711.051.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Казань» Шеморданское ЛПУ МГ КС «Арская». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	144
Трансформаторы напряжения	VR	12
Счетчики	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R	48
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Формуляр	МРЕК.411711.051.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Казань» Шеморданское ЛПУ МГ КС «Арская»». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311735.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

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

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Правообладатель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Юридический адрес: 460028, Оренбургская обл., г.о. город Оренбург, г Оренбург, ул Терешковой, д/д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460028, Оренбургская обл., г.о. город Оренбург, г Оренбург, ул Терешковой, д/д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

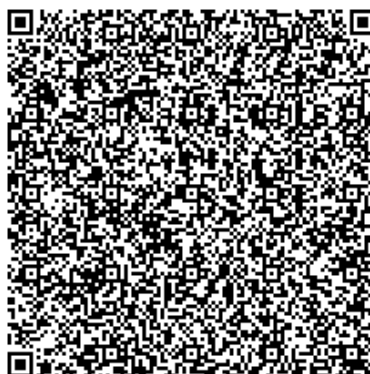
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91382-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Кунгурское ЛПУ МГ КС «Кунгурская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Кунгурское ЛПУ МГ КС «Кунгурская» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналообразующую аппаратуру, сервер синхронизации времени, сервер баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- 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 минут;
- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИБК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИБК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИБК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий;
- дистанционный доступ к компонентам АИИС КУЭ.

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИБК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы.

Информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030. Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, спутникового канала (основной канал для № ИК 1-5), телефонного канала ТЧ связи (основной канал для № ИК 6-17), GSM/GPRS канала (резервный канал) передачи данных от счетчиков до ИБК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера БД на АРМ;
- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы и/или АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя сервер синхронизации времени, часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ± 2 с.

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 18.001-2023 наносится типографским способом в формуляр и на информационную табличку корпуса сервера БД методом шелкографии.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». 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 указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Новокунгурская ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 2 ввод № 1 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 110 кВ Новокунгурская ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.1 ВЛ 10 кВ №1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Г Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
3	ПС 110 кВ Новокунгурская ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.7 ВЛ 10 кВ №7	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
4	ПС 110 кВ Новокунгурская ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 24 ввод № 2 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
5	ПС 110 кВ Новокунгурская ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.21 ВЛ 10 кВ №17	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 25433-03	VR Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
6	ПС 110 кВ Калиничи ОРУ-35 кВ ВКЛ 35 кВ Калиничи-Компрессорная ц.1	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 3690-73	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 19813-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
7	ПС 110 кВ Калиничи ОРУ-35 кВ ВЛ 35 кВ Калиничи-Компрессорная ц.2	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 3690-73	НАМИ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 60002-15	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ПС 110 кВ Калиничи КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССБ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
9	ПС 110 кВ Калиничи КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.3	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
10	ПС 110 кВ Калиничи КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.6	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 50/5 Рег. № 30709-08	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
11	ПС 110 кВ Калиничи КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.8	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
12	ПС 110 кВ Калиничи КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.11	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
13	ПС 110 кВ Калиничи КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.12	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
14	ПС 110 кВ Калиничи КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.13	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 50/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
15	ПС 110 кВ Калиничи КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.16	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ПС 110 кВ Калининичи КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.17	ТЛП-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 50/5 Рег. № 30709-08	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
17	ПС 110 кВ Калининичи КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.18	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 50/5 Рег. № 30709-08	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2. Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %
1 - 5	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-
6 - 15	0,50	-	-	±5,4	±2,7	±2,9	±1,5	±2,2	±1,2
	0,80	-	-	±2,9	±4,4	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,4	±3,0	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
16	0,50	±4,8	±2,4	±3,0	±1,8	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,6	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,1	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
17	0,50	±2,1	±1,6	±1,7	±1,4	±1,4	±1,0	±1,4	±1,0
	0,80	±1,3	±2,0	±1,1	±1,7	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	0,87	±1,3	±2,3	±1,0	±1,9	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5
	1,00	±1,0	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$	$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$	$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$	$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$
1 - 5	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
6 - 15	0,50	-	-	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8
	0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,4	±2,3
	0,87	-	-	±2,6	±5,6	±1,5	±3,3	±1,2	±2,6
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
16	0,50	±4,8	±2,8	±3,0	±2,2	±2,3	±1,8	±2,3	±1,8
	0,80	±2,6	±4,2	±1,8	±2,9	±1,4	±2,3	±1,4	±2,3
	0,87	±2,3	±5,0	±1,6	±3,4	±1,2	±2,6	±1,2	±2,6
	1,00	±1,7	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
17	0,50	±2,2	±2,1	±1,7	±1,9	±1,5	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	±1,5	±2,4	±1,2	±2,2	±1,1	±1,9	±1,1	±1,9
	0,87	±1,4	±2,7	±1,2	±2,3	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,2	-	±0,8	-	±0,8	-	±0,8	-
Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с									
Примечание: I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ; I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ; I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ; I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ; I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ; $I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ; δ_{w^A} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии; δ_{w^P} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии; δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения; δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.									

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	17
Нормальные условия: – сила тока, % от $I_{ном}$	от (2) 5 до 120

Продолжение таблицы 5

1	2
– напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °C	от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – сила тока, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от (2) 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от –40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики Меркурий 234: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее Счетчики Альфа А1800: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее ССВ-1Г: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000 120000 22000 40000
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;

– отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на Сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра АУВП.411711.119.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Кунгурское ЛПУ МГ КС «Кунгурская». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	4
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	14
Трансформаторы тока	ТЛП-10	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	15
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	VR	6
Счетчики	A1802RALQ-P4GB-DW-4	12
Счетчики	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R	4
Счетчики	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G	1
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Формуляр	АУВП.411711.119.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Кунгурское ЛПУ МГ КС «Кунгурская»». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311735.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

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

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Правообладатель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Юридический адрес: 460028, Оренбургская обл., г.о. город Оренбург, г Оренбург, ул Терешковой, двлд. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460028, Оренбургская обл., г.о. город Оренбург, г Оренбург, ул Терешковой, двлд. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

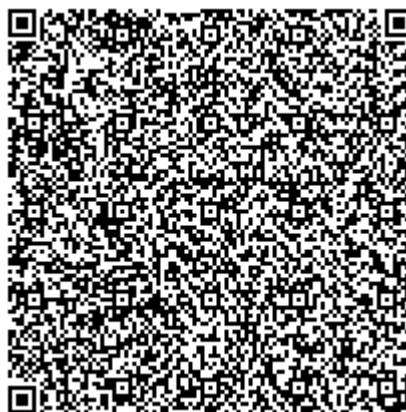
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91383-24

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Татэнергосбыт» четырнадцатая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Татэнергосбыт» четырнадцатая очередь (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее-УСПД) - контроллер сетевой индустриальный СИКОН С1, каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) (далее по тексту - сервер ИВК), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее-УСВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее передача на сервер ИВК. УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Сервер ИВК обеспечивает в автоматизированном режиме прием/передачу измерительной информации от АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, в виде макетов XML, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ посредством электронной почты сети Internet.

Сервер ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML на автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации. АРМ энергосбытовой организации подписывает данные отчеты электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по каналу связи сети Internet в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-3, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК АИИС КУЭ, при каждом сеансе связи, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и при расхождении $\pm 0,5$ с и более, сервера ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера ИВК осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени УСПД от шкалы времени сервера ИВК равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не менее 1 раз в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 1 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 15. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-01	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С1, рег. № 15236-03	УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК
2	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-02	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
3	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-03	ТОЛ 10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
4	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-04	ТОЛ 300/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-16	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
5	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-05	ТОЛ 10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
6	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-06	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
7	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-07	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-08	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С1, рег. № 15236-03	УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК
9	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-09	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
10	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-10	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
11	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-11	ТОЛ 10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
12	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-12	ТОЛ 10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
13	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-01	ТОЛ 10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
14	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-02	ТОЛ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 47959-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
15	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-03	ТОЛ 10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-04	ТОЛ 10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С1, рег. № 15236-03	УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК
17	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-08	ТОЛ 10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
18	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-09	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
19	ПС 110 кВ Ютаза № 45, КРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-10	ТОЛ 10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
20	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-12	ТОЛ 10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
21	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-13	ТОЛ 10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
22	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-14	ТОЛ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 47959-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	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 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
5. 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 АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1-13, 15-17, 19-21	Активная Реактивная	1,2 1,8	2,9 4,5
14, 18, 22	Активная Реактивная	1,2 1,8	1,7 2,7
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5
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 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 °С до +35 °С			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	22
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для сервера ИВК, °С - температура окружающей среды для УСПД, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд.} До 1_{емк} от 49,6 до 50,4 от -60 до +40 от +5 до + 35 от +10 до + 30 от +15 до + 25 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12)	165000

Продолжение таблицы 4

1	2
УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
СИКОН С1 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12) -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	114
УСПД: СИКОН С1 - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее	45
Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика и УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	6
	ТОЛ 10	22
	ТОЛ 10-1	14
	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
	НТМИ-6	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	22
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С1	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	-	1
Автоматизированное рабочее место (АРМ)	-	1
Документация		
Формуляр	ТЭС.411711.014.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Татэнергосбыт» четырнадцатая очередь. МВИ 26.51.43/258/23, аттестованной ООО «Энерготестконтроль». Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560 от 03.08.2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Татэнергосбыт» (АО «Татэнергосбыт»)

ИНН 1657082308

Юридический адрес: 420059, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Павлюхина, д. 110 «В»

Телефон: 8 800 200 25 26

E-mail: office@tatenergoby.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Татэнергосбыт» (АО «Татэнергосбыт»)

ИНН 1657082308

Юридический адрес: 420059, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Павлюхина, д. 110 «В»

Адрес места осуществления деятельности: 420059, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Павлюхина, д. 110 «В»

Телефон: 8 800 200 25 26

E-mail: office@tatenergoby.ru

Испытательный центр

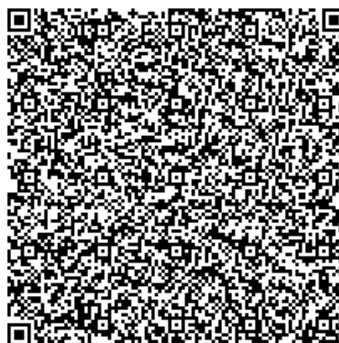
Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1

Телефон: 8 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91384-24

Лист № 1
Всего листов 23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Татэнергосбыт» пятнадцатая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Татэнергосбыт» пятнадцатая очередь (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (далее-УСПД) - контроллер многофункциональный ARIS-28xx, контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С1, СИКОН С70, каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АО «Татэнергосбыт» (далее - сервер ИВК АО «Татэнергосбыт») с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», сервер АО «Сетевая компания», (далее - сервер ИВК АО «Сетевая компания») с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2.0», серверы точного времени СТВ-01 основной и резервный (далее-СТВ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее-УСВ), локально-вычислительную сеть, автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Для ИК № 1-48, 50-81 первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. ИК № 49 является высоковольтным счетчиком электрической энергии непосредственного включения.

В счетчиках 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 АИИС КУЭ передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК № 1-46, 50-81 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее передача на сервер ИВК АО «Сетевая компания». УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Цифровой сигнал с выходов счетчика для ИК № 49 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИВК АО «Сетевая компания».

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК № 47-48 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИВК АО «Сетевая компания», где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Сервер ИВК АО «Сетевая компания» с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Сервер ИВК АО «Сетевая компания» раз в сутки формирует и отправляет по электронной почте отчеты в формате XML на сервер ИВК АО «Татэнергосбыт», далее на автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации. АРМ энергосбытовой организации подписывает данные отчеты электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по коммутируемым телефонным линиям, сотовой связи, по каналу связи сети Internet в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Сервер ИВК АО «Татэнергосбыт» обеспечивает в автоматизированном режиме прием/передачу измерительной информации от АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, в виде макетов XML, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входит сервер точного времени типа СТВ-01, устройство синхронизации времени типа УСВ-3, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК АО «Татэнергосбыт», при каждом сеансе связи, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и при расхождении $\pm 0,5$ с и более, сервера ИВК АО «Татэнергосбыт» производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сервер ИВК АО «Сетевая компания», при каждом сеансе связи, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени СТВ-01 и при расхождении $\pm 0,5$ с и более, сервера ИВК АО «Сетевая компания» производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени СТВ-01.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера ИВК АО «Сетевая компания» осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени УСПД от шкалы времени сервера ИВК АО «Сетевая компания» равного ± 1 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени УСПД.

Для ИК № 1-46, 50-81 сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не менее 1 раз в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Для ИК № 47-49 сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК АО «Сетевая компания» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (1 раз в 30 минут). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИВК АО «Сетевая компания» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, серверов отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 16. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» и ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» и ПО «Пирамида 2.0» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

ПО «Пирамида 2.0»	
1	2
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	-
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	
ПО «Пирамида 2000»	
Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75
Алгоритм расчета цифрового идентификатора (контрольной суммы) ПО – MD5	

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-01	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS-28xx, рег. № 67864-17	Сервер ИВК АО «Татэнергосбыт» УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК АО «Сетевая компания», СТВ-01, рег. № 86603-22
2	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-02	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
3	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-03	ТОЛ 10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
4	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-04	ТОЛ 300/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-16	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
5	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-05	ТОЛ 10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
6	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-06	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
7	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-07	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-08	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS-28xx, рег. № 67864-17	Сервер ИВК АО «Татэнергосбыт» УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК АО «Сетевая компания», СТВ-01, рег. № 86603-22
9	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-09	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
10	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-10	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
11	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-11	ТОЛ 10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
12	ПС 110 кВ Александровка №8, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-12	ТОЛ 10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
13	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-01	ТОЛ 10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
14	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-02	ТОЛ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 47959-16	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
15	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-03	ТОЛ 10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-04	ТОЛ 10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS-28xx, рег. № 67864-17	Сервер ИВК АО «Татэнергосбыт» УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК АО «Сетевая компания», СТВ-01, рег. № 86603-22
17	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-08	ТОЛ 10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
18	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-09	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
19	ПС 110 кВ Ютаза № 45, КРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-10	ТОЛ 10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
20	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-12	ТОЛ 10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
21	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-13	ТОЛ 10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
22	ПС 110 кВ Ютаза №45, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-14	ТОЛ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 47959-16	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
23	ПС 220 кВ Студенец, ввод 220 кВ АТ-1	TG 145-420 600/1, КТ 0,2 Рег. № 15651-96	ЗНОГ-220 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 47592-11	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
24	ПС 220 кВ Студенец, ввод 220 кВ АТ-2	TG 145-420 600/1, КТ 0,2 Рег. № 15651-96	НКФ-220-58 У1 220000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14626-95	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ARIS-28xx, рег. № 67864-17	Сервер ИВК АО «Татэнергосбыт» УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК АО «Сетевая компания», СТВ-01, рег. № 86603-22
25	ПС 110 кВ Бишбатман, ОРУ-110 кВ, 1 СШ-110 кВ, ВЛ- 110 кВ Тюрлема- Бишбатман (ВЛ- 110 кВ Бишбатман)	ТФЗМ-110Б-1У1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84 НКФ 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 49582-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
26	ПС 110 кВ Нурлаты, ОРУ- 110 кВ, 2 СШ- 110 кВ, ВЛ-110 кВ Тюрлема- Нураты (ВЛ-110 кВ Тюрлема- Федоровская)	ТФЗМ-110Б-1У1 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
27	ПС 220 кВ Кутлу Букаш, ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Кутлу Букаш - Вятские Поляны	ТОГФ-220 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 46527-11	ЗНГ-УЭТМ® 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 53343-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70, рег. № 28822-05	
28	ПС 110 кВ Каенсар, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Каенсар - Вятские Поляны	ТБМО-110УХЛ1 300/5, КТ 0,5S Рег. № 23256-05	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS-28xx, рег. № 67864-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
29	ПС 110 кВ Свияжск, ОРУ- 110 кВ, ВЛ 110 кВ Тюрлема Свияжск (ВЛ 110 кВ Зеленодольская Тюрлема с отпайкой на ПС 110 кВ Свияжск)	ТОГФ-110 600/5, КТ 0,2S Рег. № 44640-11	ЗНГ 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70, рег. № 28822-05	Сервер ИВК АО «Татэнергосбыт» УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК АО «Сетевая компания», СТВ-01, рег. № 86603-22
30	ПС 110 кВ Дрожжаное, ОРУ-110 кВ, 1 СШ-110 кВ, ВЛ- 110 кВ Шемурша- Дрожжаное	ТФНД-110М 300/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ARIS-28xx, рег. № 67864-17	
31	ПС 110 кВ Раково, ОРУ- 110 кВ, 2 С-110 кВ, ВЛ-110 кВ Раково-Ишеевка	ТФЗМ-110Б-1У1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СИКОН С70, рег. № 28822-05	
32	ПС 110 кВ Болгары, ОРУ- 110 кВ, 1 С-110 кВ, ВЛ-110 кВ Болгары- Красная Река	TG 300/5, КТ 0,5 Рег. № 30489-09	ЗНГ 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70, рег. № 28822-05	
33	ПС 35 кВ Иске- Рязап, ОРУ-35 кВ, 2 С-35 кВ, ВЛ-35 кВ Иске- Рязап-Тиинск	ТФЗМ-35Б-1У1 150/5, КТ 0,5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS-28xx, рег. № 67864-17	
34	ПС 110 кВ Кукмор, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, отпайка от ВЛ 110 кВ Вятские Поляны - Малмыж с отпайками	ТФЗМ-110Б-1У1 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS-28xx, рег. № 67864-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
35	ПС 110 кВ Кукмор, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, отпайка от ВЛ 110 кВ Вятские Поляны - Малмыж с отпайками (резерв)	ТФЗМ-110Б-1У1 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ARIS-28xx, рег. № 67864-17	Сервер ИВК АО «Татэнергосбыт» УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК АО «Сетевая компания», СТВ-01, рег. № 86603-22
36	ПС 110 кВ Кукмор, ОРУ 110 кВ, ОВ 110 кВ	ТФЗМ-110Б-1У1 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
37	ПС 110 кВ Сардек, КРУН- 10 кВ, 1 с.ш 10 кВ, ввод 10 кВ Т-1	ТЛМ-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10-2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
38	ПС 110 кВ Сардек, КРУН- 10 кВ, 1 с.ш 10 кВ, ввод 10 кВ Т-1 (резерв)	ТЛМ-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10-2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
39	ПС 110 кВ Сардек, с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТИ 100/5, КТ 0,5S Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
40	ПС 110 кВ Сардек, с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1 (резерв)	ТТИ 100/5, КТ 0,5S Рег. № 28139-12	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
41	ПС 35 кВ Кучуково, ОРУ-35 кВ, 1 С 35 кВ, ВЛ 35 кВ Кучуково - Варзи Ятчи	ТОЛ 150/5, КТ 0,5S Рег. № 47959-11	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С1, рег. № 15236-03	Сервер ИВК АО «Татэнергосбыт» УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК АО «Сетевая компания», СТВ-01, рег. № 86603-22
42	ПС 35 кВ Кучуково, ОРУ-35 кВ, 2 С 35 кВ, ВЛ 35 кВ Киясово - Кучуково с отпайкой на ПС 35 кВ Терси	ТОЛ 35 150/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
43	ПС 35 кВ Красный Бор, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Быргында - Красный Бор	ТОЛ 35 100/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ARIS-28xx, рег. № 67864-17	
44	ПС 110 кВ Чекалда, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Киясово - Чекалда с отпайками на ПС 35 кВ Кадыбаш и ПС 35 кВ Салья	ТОЛ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 47959-11	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
45	ПС 35 кВ Терси, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Киясово - Кучукова с отпайкой на ПС 35 кВ Терси	ТОЛ 35 100/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
46	ПС 35 кВ Кадыбаш, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Киясово - Чекалда с отпайками на ПС 35 кВ Кадыбаш и ПС 35 кВ Салья	ТОЛ 35 150/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
47	ПС 110 кВ Пурга, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.22, ВЛ 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Сервер ИВК АО «Татэнергосбыт» УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК АО «Сетевая компания», СТВ-01, рег. № 86603-22
48	ВЛ 10 кВ ф.13 ПС 110 кВ Пурга, оп.29, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
49	ВЛ-10 кВ ф.13 ПС 110/35/10 кВ Пурга, оп. №29	-	-	МИРТЕК-135- РУ КТ 0,5S/1,0 Рег. № 79527-20		
50	ПС 500 кВ Бугульма, ОРУ- 500 кВ, ВЛ-500 кВ Бугульма- Бекетово	SAS 550 3000/1, КТ 0,2S Рег. № 25121-07	VEOS 500000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 37113-08	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70, рег. № 28822-05	
51	ПС 500 кВ Бугульма, ОРУ- 500 кВ, ВЛ-500 кВ Бугульма- Бекетово (резерв)	SAS 550 3000/1, КТ 0,2S Рег. № 25121-07	VEOS 500000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 37113-08	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
52	ПС 500 кВ Бугульма, ОРУ- 220 кВ, I,II СШ- 220 кВ, ВЛ-220 кВ Аксаково- Бугульма	ТОГФ 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 82676-21	ЗНОГ 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
53	ПС 500 кВ Бугульма, ОРУ- 220 кВ, I,II СШ- 220 кВ, ВЛ-220 кВ Бугульма- Аксаково (резерв)	ТОГФ 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 82676-21	ЗНОГ 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
54	ПС 500 кВ Бугульма, ОРУ- 220 кВ, I,II СШ- 220 кВ, ВЛ-220 кВ Бугульма- Туймазы	ТОГФ 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 82676-21	ЗНОГ 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
55	ПС 500 кВ Бугульма, ОРУ- 220 кВ, I,II СШ- 220 кВ, ВЛ-220 кВ Бугульма- Туймазы (резерв)	ТОГФ 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 82676-21	ЗНОГ 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70, рег. № 28822-05	Сервер ИВК АО «Татэнергосбыт» УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК АО «Сетевая компания», СТВ-01, рег. № 86603-22
56	ПС 500 кВ Бугульма, ОРУ- 220 кВ, ОСШ- 220 кВ, ОВЭ- 220 кВ	ТОГФ (П) 2000/1, КТ 0,2S Рег. № 61432-15	ЗНОГ 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
57	ПС 500 кВ Бугульма, ОРУ- 220 кВ, ОСШ- 220 кВ, ОВЭ- 220 кВ (резерв)	ТОГФ (П) 2000/1, КТ 0,2S Рег. № 61432-15	ЗНОГ 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
58	ПС 500 кВ Бугульма, ОРУ- 35 кВ, СШ-35 кВ, ф. ПГ-35 кВ	ТОЛ-СЭЩ 2000/1, КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
59	ПС 500 кВ Бугульма, ОРУ- 35 кВ, СШ-35 кВ, ф. ПГ-35 кВ (резерв)	ТОЛ-СЭЩ 2000/1, КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
60	ПС 110 кВ Бавлы № 7, ОРУ-35 кВ, 2СШ-35 кВ, ВЛ- 35 кВ Бавлы- Якшеево-Уязы Тамак	ТФН-35М 150/5, КТ 0,5 Рег. № 3690-73	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS-28xx, рег. № 67864-17	
61	ПС 110 кВ Бавлы № 7, ОРУ-35 кВ, 2СШ-35 кВ, ВЛ- 35 кВ Бавлы- Якшеево-Уязы Тамак (резерв)	ТФН-35М 150/5, КТ 0,5 Рег. № 3690-73	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
62	ПС 35 кВ Тумутук, ОРУ- 35 кВ, 2 СШ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Тумутук- Юзеево	ТФЗМ-35А-У1 100/5, КТ 0,5 Рег. № 3690-73	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
63	ПС 35 кВ Тумутук, ОРУ-35 кВ, 2 СШ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Тумутук-Юзеево (резерв)	ТФЗМ-35А-У1 100/5, КТ 0,5 Рег. № 3690-73	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS-28xx, рег. № 67864-17	Сервер ИВК АО «Татэнергосбыт» УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК АО «Сетевая компания», СТВ-01, рег. № 86603-22
64	ПС 35 кВ Тумутук, РУ-6 кВ, 1 СШ-6 кВ, яч. 4	ТОЛ 10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
65	ПС 35 кВ Тумутук, РУ-6 кВ, 1 СШ-6 кВ, яч. 4 (резерв)	ТОЛ 10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
66	ПС 110 кВ Ютаза, КРУ-6 кВ, 2 СШ-6 кВ, яч. 45-05	ТОЛ 10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
67	ПС 110 кВ Ютаза, КРУ-6 кВ, 1 СШ-6 кВ, яч. 45-15	ТОЛ 10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
68	Урусинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Урусинская ГРЭС-Туймазы 1 с отпайкой на ПС Кызыл Буляк	TG145-420 600/5, КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С1, рег. № 15236-03	
69	Урусинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Урусинская ГРЭС-Туймазы 1 с отпайкой на ПС Кызыл Буляк (резерв)	TG145-420 600/5, КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
70	Уруссинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Уруссинская ГРЭС-Туймазы 2 с отпайкой на ПС Кызыл Буляк	TG145-420 600/5, КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С1, рег. № 15236-03	Сервер ИВК АО «Тагэнергосбыт» УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК АО «Сетевая компания», СТВ-01, рег. № 86603-22
71	Уруссинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Уруссинская ГРЭС-Туймазы 2 с отпайкой на ПС Кызыл Буляк (резерв)	TG145-420 600/5, КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
72	Уруссинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Уруссинская ГРЭС-Туймазы 3 с отпайками	TG145-420 600/5, КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
73	Уруссинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Уруссинская ГРЭС-Туймазы 3 с отпайками (резерв)	TG145-420 600/5, КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
74	Уруссинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Уруссинская ГРЭС-Туймазы 4 с отпайками	TG145-420 600/5, КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
75	Уруссинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Уруссинская ГРЭС-Туймазы 4 с отпайками (резерв)	TG145-420 600/5, КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
76	Уруссинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ОВ	TG145-420 600/5, КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С1, рег. № 15236-03	Сервер ИВК АО «Татэнергосбыт» УСВ-3, рег. № 64242-16 / сервер ИВК АО «Сетевая компания», СТВ-01, рег. № 86603-22
77	Уруссинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ОВ (резерв)	TG145-420 600/5, КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
78	Уруссинская ГРЭС, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Уруссинская ГРЭС-Кызыл- Буляк 1 с отпайкой на ПС Максютово	ТОЛ-35 III-IV 600/5, КТ 0,5 Рег. № 34016-07	НОМ-35 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 187-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
79	Уруссинская ГРЭС, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Уруссинская ГРЭС-Кызыл- Буляк 1 с отпайкой на ПС Максютово (резерв)	ТОЛ-35 III-IV 600/5, КТ 0,5 Рег. № 34016-07	НОМ-35 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 187-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
80	Уруссинская ГРЭС, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Уруссинская ГРЭС-Кызыл- Буляк 2 с отпайкой на ПС Максютово	ТФЗМ-35А-У1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 3690-73	НОМ-35 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 187-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
81	Уруссинская ГРЭС, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Уруссинская ГРЭС-Кызыл- Буляк 2 с отпайкой на ПС Максютово (резерв)	ТФЗМ-35А-У1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 3690-73	НОМ-35 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 187-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		

Продолжение таблицы 2

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена СТВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, внося изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
1-13, 15-17, 19-21, 25, 26, 30-38, 60-63, 66, 67, 78-81	Активная Реактивная	1,2 1,8	2,9 4,5
14, 18, 22, 28, 41-48, 58, 59	Активная Реактивная	1,2 1,8	1,7 2,7
23	Активная Реактивная	0,5 0,9	1,4 2,2
24	Активная Реактивная	0,8 1,2	1,5 2,3
27, 29, 50-57	Активная Реактивная	0,5 0,9	1,0 1,7
39	Активная Реактивная	0,9 1,5	1,6 2,6
40	Активная Реактивная	1,1 1,8	2,1 3,6
49	Активная Реактивная	0,6 1,1	1,5 2,9
64, 65	Активная Реактивная	1,0 1,6	2,8 4,4
68-77	Активная Реактивная	0,8 1,2	1,2 1,9
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5

Продолжение таблицы 3

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 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	81
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, $^{\circ}\text{C}$	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от $+21$ до $+25$
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, $^{\circ}\text{C}$ температура окружающей среды для счетчиков, $^{\circ}\text{C}$ температура окружающей среды для сервера ИВК, $^{\circ}\text{C}$ температура окружающей среды для УСПД, $^{\circ}\text{C}$ атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 _{инд.} До 1 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -60 до $+40$ от $+5$ до $+35$ от $+10$ до $+30$ от $+15$ до $+25$ от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12) СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04) МИРТЕК-135-РУ (рег. № 79527-20) УСПД: СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СИКОН С1 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ARIS-28xx - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000 165000 220000 90000 220000 70000 70000 125000

Продолжение таблицы 4

1	2
Сервер точного времени СТВ-01 - время наработки на отказ, ч, не менее	100000
УСВ-3 (рег. № 64242-16): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
Серверы ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04) -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	113,7
СЭТ-4ТМ.03М (рег. №№ 36697-12, 36697-17) -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	114
СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	113
МИРТЕК-135-РУ (рег. № 79527-20) - глубина хранения значений электрической энергии, потребленной за интервал 30 мин, сут, не менее	128
УСПД: СИКОН С70 - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее	45
СИКОН С1 - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее	45
ARIS-28xx - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее	45
Серверы ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика и УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	SAS 550	3
	TG	3
	TG 145-420	6
	TG145-420	15
	ТБМО-110УХЛ1	3
	ТЛМ-10	2
	ТОГФ	6
	ТОГФ (П)	3
	ТОГФ-110	3
	ТОГФ-220	3
	ТОЛ	12
	ТОЛ 10	28
	ТОЛ 10-1	14
	ТОЛ 35	12
	ТОЛ-35 III-IV	2
	ТОЛ-СЭЩ	3
	ТОЛ-СЭЩ-10	7
	ТТИ	3
	ТФЗМ-110Б-1У1	15
	ТФЗМ-35А-У1	4
	ТФЗМ-35Б-1У1	3
	ТФН-35М	2
	ТФНД-110М	3
Трансформатор напряжения	VEOS	3
	ЗНГ	6
	ЗНГ-УЭТМ®	3
	ЗНОГ	9

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-220	3
	ЗНОЛ	3
	ЗНОЛП	3
	ЗНОМ-35-65	3
	НАМИ-10	1
	НАМИ-10-95УХЛ2	3
	НАМИ-35 УХЛ1	8
	НАМИТ-10-2	1
	НКФ110-83У1	26
	НКФ	1
	НКФ-220-58 У1	3
	НОМ-35	4
	НТМИ-6	2
Счетчик электрической энергии	МИРТЕК-135-РУ	1
	СЭТ-4ТМ.03	1
	СЭТ-4ТМ.03.08	1
	СЭТ-4ТМ.03М	65
	СЭТ-4ТМ.03М.09	1
	СЭТ-4ТМ.03М.16	12
Контроллер многофункциональные (УСПД)	ARIS-28xx	17
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С1	3
	СИКОН С70	6
Сервер точного времени	СТВ-01	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК АО «Сетевая компания»	-	1
Сервер ИВК АО «Татэнергосбыт»	-	1
Автоматизированное рабочее место (АРМ)	-	1
Документация		
Формуляр	ТЭС.411711.015.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Татэнергосбыт» пятнадцатая очередь. МВИ 26.51.43/259/23, аттестованной ООО «Энерготестконтроль». Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312560 от 03.08.2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Татэнергосбыт» (АО «Татэнергосбыт»)

ИНН 1657082308

Юридический адрес: 420059, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Павлюхина, д. 110 «В»

Телефон: 8 800 200 25 26

E-mail: office@tatenergoby.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Татэнергосбыт» (АО «Татэнергосбыт»)

ИНН 1657082308

Юридический адрес: 420059, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Павлюхина, д. 110 «В»

Адрес места осуществления деятельности: 420059, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Павлюхина, д. 110 «В»

Телефон: 8 800 200 25 26

E-mail: office@tatenergoby.ru

Испытательный центр

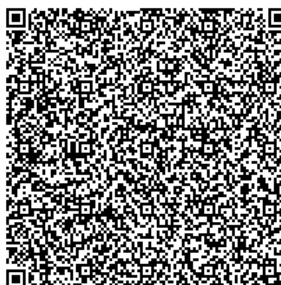
Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1

Телефон: 8 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91385-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-8

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-8 (далее – РГС) предназначен для измерения объема жидкости.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на зависимости объема жидкости, находящейся в резервуаре от уровня его наполнения.

РГС представляет собой подземный закрытый горизонтальный цилиндрический сосуд с днищами в форме усеченного конуса, оснащенный люками и патрубками.

Место расположения РГС, заводской номер 617/5: ООО «Удачный», Тайлаковское м/р, ДНС-1.

Пломбирование РГС не предусмотрено. Знак поверки наносится в градуировочной таблице на месте подписи поверителя. Заводской номер в виде цифрового обозначения нанесен на информационной табличке резервуара типографическим способом и указан в паспорте.

Общий вид РГС на месте эксплуатации представлен на рисунке 1. Эскиз РГС представлен на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РГС-8

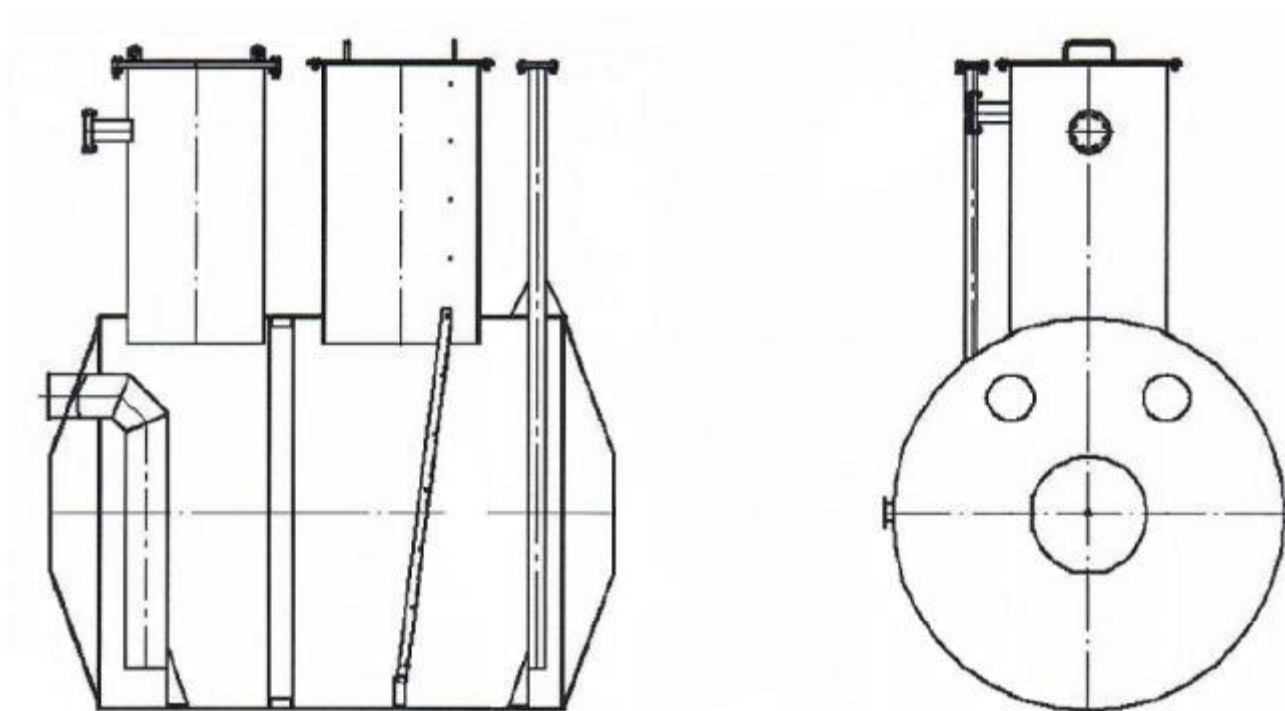


Рисунок 2 – Эскиз резервуара РГС-8

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	8
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7
Срок службы, лет	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-8	1 экз.
Паспорт		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Измерение объема жидкости в резервуаре» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Закрытое акционерное общество «ТЗМК» (ЗАО «ТЗМК»)

ИНН 7203199521

Юридический адрес: 625056, Тюменская обл., г. Тюмень, пр-д Воронинские горки, д. 160, стр. 4

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ТЗМК» (ЗАО «ТЗМК»)

ИНН 7203199521

Адрес: 625056, Тюменская обл., г. Тюмень, пр-д Воронинские горки, д. 160, стр. 4

Web-сайт: <http://www.tzmk.ru>

E-mail: tzmk@tzmk.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе-Югре, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»),

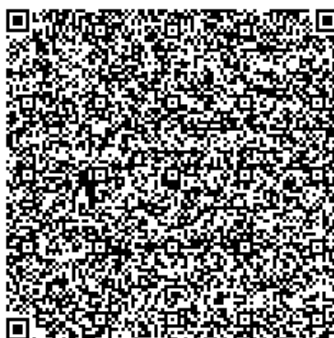
Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

E-mail: info@csm72.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91386-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) NRG 1 очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) NRG 1 очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, многоуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), multifunctionalные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений производится со второго уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиком. При наличии расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус сервера в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) NRG 1 очередь.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)							
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %				
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$		
1; 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9		
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9		
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5		
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,9	3,1	1,8	2,6	3,6		
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,7	3,5	5,8		
Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)							
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %					
		$\cos \varphi = 0,8$		$\cos \varphi = 0,5$		$\cos \varphi = 0,8$		$\cos \varphi = 0,5$	
1; 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1		1,5		4,0		3,8	
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,1		1,5		4,0		3,8	
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,6		1,8		4,3		3,9	
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,9		2,1		4,5		4,1	
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,6		3,0		5,8		4,5	
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ± 5 с									
Примечания									
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).									
2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до $+40$ °С.									
3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.									

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	150000 3 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере;

- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока;
- испытательной коробки;
- сервера (серверного шкафа);

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Счетчик электрической энергии	Меркурий 230	2
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	DELL PowerEdge R440	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	1
Формуляр	АСВЭ 439.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) NRG 1 очередь», аттестованном ООО «АСЭ» г. Владимир, аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРДЖИ ГРУП»
(ООО «ЭНЕРДЖИ ГРУП»)

ИНН 5260488780

Юридический адрес: 603000, г. Нижний Новгород, ул. Алексеевская, д. 6/16, оф. 312

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

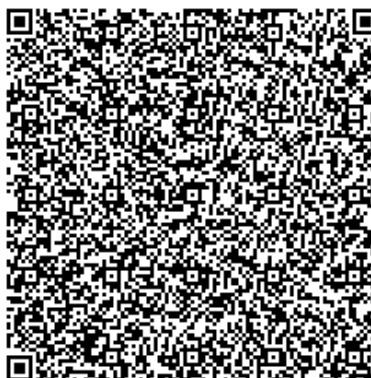
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91387-24

Лист № 1
Всего листов 25

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «Горводоканал» (г. Пенза)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «Горводоканал» (г. Пенза) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 002 наносится на корпус сервера в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «Горводоканал» (г. Пенза).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ЗРУ-6 кВ ОСВ и НСВ Кирпичная, 1 СШ 6 кВ, яч. 23	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
2	ЗРУ-6 кВ ОСВ и НСВ Кирпичная, 2 СШ 6 кВ, яч. 28	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
3	РУ-6 кВ ОСВ и НСВ Подгорная, СШ 6 кВ, яч. 11	ТОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
4	РУ-6 кВ ОСВ и НСВ Подгорная, СШ 6 кВ, яч. 14	ТОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
5	ТП-420 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 7	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 УЗ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-18	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
6	ТП-420 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 15	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМК-6-48 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 323-49	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ТП Хлораторная 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТПП 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
8	ТП Хлораторная 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТПП 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
9	РУ-6 кВ № 2 НСВ Сурский водозабор, 1 СШ 6 кВ, яч. 21	ТПЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
10	РУ-6 кВ № 2 НСВ Сурский водозабор, 2 СШ 6 кВ, яч. 32	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
11	РУ-6 кВ № 1 НСВ Сурский водозабор, 1 СШ 6 кВ, яч. 2	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
12	РУ-6 кВ № 1 НСВ Сурский водозабор, 2 СШ 6 кВ, яч. 14	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
13	РУ-6 кВ № 1 НСВ Сурский водозабор, 2 СШ 6 кВ, яч. 17	ТПЛ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16		ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ТП-520 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
15	ТП-520 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
16	ТП-419 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ от РП-9 6 кВ	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМК-6-48 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 323-49	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
17	ТП-419 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ от ТП-77 6 кВ	ТПЛ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-16		ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
18	ТП-419 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ от РП-7 6 кВ	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМК-6-48 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 323-49	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
19	ТП-760 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
20	ТП-760 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	ТП-431 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 5	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМК-6-48 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 323-49	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
22	ТП-431 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 12	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59		ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
23	ТП-431 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 13	ТПЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68		ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		активная реактивная
24	ТП Резервуар 10000 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т -1	Т-0,66 У3 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
25	ВРУ-0,4 кВ НСВ Заря, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
26	РУ-0,4 кВ НСВ Измайловская, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ф. 11 от РП-30 10 кВ	Т-0,66 У3 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
27	РУ-0,4 кВ НСВ Измайловская, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ф. 18 от РП-30 10 кВ	Т-0,66 У3 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
28	РУ-0,4 кВ Сквajiна Пески, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
29	РУ-0,4 кВ Повысительная станция, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШП 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
30	ВРУ-0,4 кВ НСВ Монтажный, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная реактивная
31	ТП Воздуходувная насосная станция 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 1	ТПОЛ 10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
32	ТП Воздуходувная насосная станция 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТШП 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
33	ТП Воздуходувная насосная станция 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 16	ТПОЛ 10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
34	ТП Воздуходувная насосная станция 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТШП 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
35	ТП-751 10 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 4	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
36	ТП-751 10 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 24	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 У3 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51199-18	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
37	ТП-751 10 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 18	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
38	ТП-725 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 1	ТОЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-16	ЗНОЛП-НТЗ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
39	РУ-6 кВ ПГНСК, СШ 6 кВ, яч. 17	ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМК-6-48 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 323-49	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
40	РУ-6 кВ ПГНСК, СШ 6 кВ, яч. 2	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМК-6-48 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 323-49	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
41	ТП-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
42	ТП-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
43	ТП-85 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
44	ТП-85 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
45	ТП-660 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
46	ТП-660 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
47	ТП-651 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
48	ТП-651 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
49	НСК-12 10 кВ, РУ-0,4 кВ НСК-12, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
50	НСК-12 10 кВ, РУ-0,4 кВ НСК-12, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
51	РУ-10 кВ НСК Садовое кольцо, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
52	РУ-10 кВ НСК Садовое кольцо, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
53	ТП-483 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
54	ТП-483 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
55	НСК Винозаводская 10 кВ, РУ-0,4 кВ НСК Винозаводская, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
56	НСК Винозаводская 10 кВ, РУ-0,4 кВ НСК Винозаводская, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
57	РУ-0,4 кВ НСК Дизельный завод, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 1 от ТП-409 6 кВ	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
58	РУ-0,4 кВ НСК Дизельный завод, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 2 от ТП-409 6 кВ	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
59	ТП-738 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
60	ТП-738 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
61	ТП-432 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 2	ТПЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68	НТМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
62	ТП-432 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 5	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59		ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
63	РУ-0,4 кВ НСК-2 п. Заря, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
64	РУ-0,4 кВ НСК-3 п. Заря, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
65	РУ-0,4 кВ НСК Долгорукова, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 1 от ТП-3302 6 кВ	ТШП 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
66	РУ-0,4 кВ НСК Долгорукова, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 2 от ТП-3302 6 кВ	ТШП 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
67	ВРУ-0,4 кВ НСК Лодочная, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная реактивная
68	ВРУ-0,4 кВ НСК Ломоносова, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная реактивная
69	ВРУ-0,4 кВ НСК Пархоменко по ул. Пархоменко, 25, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная реактивная
70	ВРУ-0,4 кВ НСК Пушанина по ул. Пушанина, 44, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная реактивная
71	РУ-0,4 кВ НСК-1 Веселовка, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная реактивная
72	РУ-0,4 кВ НСК-2 Веселовка, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
73	ТП-736 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
74	ТП-736 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
75	РУ-0,4 кВ НСК-10, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШП 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
76	РУ-0,4 кВ НСК-10, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШП 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
77	РУ-0,4 кВ НСК Сурский квартал, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 1 от ТП-4 10 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная реактивная
78	РУ-0,4 кВ НСК Сурский квартал, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 2 от ТП-4 10 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная реактивная
79	РУ-0,4 кВ НСК-8, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 1 от ТП-839 6 кВ	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
80	РУ-0,4 кВ НСК-8, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 2 от ТП-839 6 кВ	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
81	РУ-0,4 кВ НСК Газкомплект, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная
82	РУ-0,4 кВ НСК Либерсона по ул. Либерсона, 30а, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		реактивная
83	РУ-0,4 кВ НСК МСЧ, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная
84	РУ-0,4 кВ НСК Тепличная, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 1 от ТП-416 10 кВ	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		реактивная
85	РУ-0,4 кВ НСК Тепличная, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 2 от ТП-416 10 кВ	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная
86	КТП-10 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		реактивная
87	КТП-10 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная
88	ВРУ-0,4 кВ № 1 НСВ севернее микрорайона № 3, 3-й очереди строительства жилого района Арбеково, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 1 от ТП-3808 10 кВ	ТТН 500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58465-14	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
89	ВРУ-0,4 кВ № 1 НСВ севернее микрорайона № 3, 3-й очереди строительства жилого района Арбеково, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 3 от ТП-3808 10 кВ	ТТН 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58465-14	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
90	ВРУ-0,4 кВ № 2 НСВ севернее микрорайона № 3, 3-й очереди строительства жилого района Арбеково, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 2 от ТП-3808 10 кВ	ТТН 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58465-14	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная реактивная
91	ВРУ-0,4 кВ № 2 НСВ севернее микрорайона № 3, 3-й очереди строительства жилого района Арбеково, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от КЛ 0,4 кВ № 4 от ТП-3808 10 кВ	ТТН 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58465-14	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная реактивная
92	ВРУ-0,4 кВ НСВ Военный городок № 2, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная реактивная
93	ТП-520 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ИП Амирян	ТТИ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
94	ТП-431 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ИП Краснов	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная реактивная
95	ТП Резервуар 10000 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ООО УК Дубрава	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная реактивная
96	ВРУ-0,22 кВ Резервуар (5000), ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.03Т Кл. т. 1/2 Рег. № 75679-19		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
97	ВРУ-0,22 кВ Хоз. Блок ул. Солнечная, 1, ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.03Т Кл. т. 1/2 Рег. № 75679-19	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная
98	ЛГНСК 10 кВ, РУ-0,4 кВ ЛГНСК, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ИП Лебедев	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		реактивная
99	ТП-85 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,22 кВ в сторону ВРУ-0,22 кВ АО Газпром газораспределение Пенза	—	—	СЭБ-1ТМ.03Т Кл. т. 1/2 Рег. № 75679-19		активная
100	ТП-660 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ГСК Форпост	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		реактивная
101	ТП-660 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ООО Автомастер-Премиум	ТШП 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная
102	РУ-10 кВ НСК Садовое кольцо, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ЦТП Лесная сказка	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		реактивная
103	ВРУ-0,4 кВ Наружного освещения, ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18		активная
104	РУ-10 кВ НСК Садовое кольцо, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ТСЖ Лесная сказка	ТШП 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
105	НСК Винозаводская 10 кВ, РУ-0,4 кВ НСК Винозаводская, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ИП Сердюк	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
106	ТП-36 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
107	ТП-36 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М У3 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
108	ТП-36 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ Ваулин А.А.	ТОП-М-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71205-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
109	ЛГНСК 10 кВ, РУ-10 кВ ЛГНСК, 1 СШ 10 кВ, яч. 2	ТЛО-10 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
110	ЛГНСК 10 кВ, РУ-10 кВ ЛГНСК, 2 СШ 10 кВ, яч. 4	ТЛО-10 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
Примечания 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа. 3 Допускается замена серверов АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений 5 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 АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 6; 9 - 12; 16; 18; 21 - 23; 31; 33; 35 - 37; 39; 40; 61; 62 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,3	5,6
7; 8; 14; 15; 19; 20; 24 - 27; 29; 32; 34; 41 - 56; 59; 60; 63 - 66; 73 - 76; 79; 80; 84 - 87; 101; 104; 106; 107 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	2,0	2,9	5,4	2,5	3,3	5,6
13; 17; 38; 109; 110 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	2,1	3,0	5,5	2,6	3,4	5,7
28; 30; 67 - 72; 77; 78; 81 - 83; 92; 94 - 100; 102; 103; 105 (Счетчик 1)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	2,8	3,1	3,1
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,0	1,0	2,8	3,1	3,1
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	3,2	3,4	3,4
57; 58; 93; 108 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,2	5,5
88 - 91 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,2	5,5
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	1,7	2,9	5,4	2,2	3,3	5,6

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)			
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6
1 - 6; 9 - 12; 16; 18; 21 - 23; 31; 33; 35 - 37; 39; 40; 61; 62 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	4,2	3,7
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,7	5,5	4,2
7; 8; 14; 15; 19; 20; 24 - 27; 29; 32; 34; 41 - 56; 59; 60; 63 - 66; 73 - 76; 79; 80; 84 - 87; 101; 104; 106; 107 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,6	4,0	3,6
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,5	4,3
13; 17; 38; 109; 110 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	4,2	3,7
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,6	4,4
28; 30; 67 - 72; 77; 78; 81 - 83; 92; 94; 95; 98; 100; 102; 103; 105 (Счетчик 2)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	2,0	2,0	5,9	5,9
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	2,0	2,0	5,9	5,9
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	2,5	2,5	6,1	6,1
57; 58; 93; 108 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,6	4,0	3,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,6	5,4	4,2
88 - 91 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,6	4,0	3,6
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,6	5,4	4,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,5	4,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
96; 97; 99	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	2,0	2,0	5,9	5,9
(Счетчик 2)	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	2,5	2,5	6,1	6,1
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ± 5 с					
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от $+5$ до $+40$ °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	110
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от $0,05I_6$ до $I_{\text{макс}}$ от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от $+21$ до $+25$
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от $0,05I_6$ до $I_{\text{макс}}$ от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до $+40$ от $+5$ до $+40$ 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 3 70000 1 35000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	56
- при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер АИИС КУЭ:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера (серверного шкафа);

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	18
Трансформатор тока	ТОЛ 10	4
Трансформатор тока	ТШП	39
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10	20
Трансформатор тока	ТПЛ	4
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	78
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	6
Трансформатор тока	ТОЛ	2
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ	36
Трансформатор тока	ТТН	12
Трансформатор тока	ТОП-М-0,66	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	4
Трансформатор тока	ТТИ	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	9
Трансформатор напряжения	НТМИ-6 УЗ	2
Трансформатор напряжения	НТМК-6-48	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ	3
Трансформатор напряжения	НТМИ	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	6
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК	99
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234	4
Счетчик электрической энергии	СЭБ-1ТМ.03Т	3
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	Microsoft Hyper-V Virtual Machine	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	1
Формуляр	АСВЭ 248.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «Горводоканал» (г. Пенза)», аттестованном ООО «АСЭ» г. Владимир, аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергопрогноз» (ООО «Энергопрогноз»)
ИНН 3328454924
Юридический адрес: 600017, г. Владимир, ул. Батурина, д. 30, оф. 404.405

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

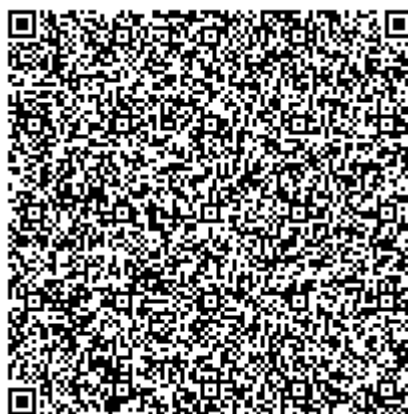
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91388-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС Одом

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

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), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер на базе закрытой облачной системы VMware (сервер), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, 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. 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется один раз в час. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ПС Одом наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». ПО «Пирамида 2.0» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2.0». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2.0» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2.0» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	Binary Pack Controls.dll	Check Data Integrity.dll	ComI ECFunc-tions.dll	ComMod-busFunc-tions.dll	Com StdFunc-tions.dll	DateTime-Pro-cessing.dll	Safe Values DataUp-date.dll	Simple Verify Data Status-es.dll	Summary Check CRC.dll	Values DataProc-essing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.3.1									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	EC9A86471F3713E60C1DA D056CD6E373	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	ПС 110 кВ Одом, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 600/1 Рег. № 82676-21 Фазы: А; В; С	НДКМ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60542-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	VMware	Активная	0,6	1,5
							Реактивная	1,1	2,5
2	ПС 110 кВ Одом, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 600/1 Рег. № 82676-21 Фазы: А; В; С	НДКМ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60542-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Активная	0,6	1,5
					Реактивная	1,1	2,5		
3	ВЛ-10 кВ № 5 Волхонщинская, отпайка в сторону ТП-88П 10 кВ, оп. № П/1, ПКУ-10 кВ (ПСС-10-СУ)	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 40/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд.}$

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	3
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -30 до +40 от +10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 180000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	3
Трансформаторы напряжения емкостные	НДКМ-110	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-ЭК-10	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер на базе закрытой облачной системы	VMware	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ЭП.411714.АИИС.005 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПС Одом», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЧЕРКИЗОВО
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС» (ООО «ЧЕРКИЗОВО ТЭК»)

ИНН 7714974474

Юридический адрес: 125047, г. Москва, вн. тер. г. м. о. Тверской, ул. Лесная, д. 5,
эт. 7, ком. 20А

Телефон: (926) 914-01-97

Web-сайт: www.agrosbt.ru

E-mail: info_energo@cherkizovo.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергопрайм» (ООО «Энергопрайм»)

ИНН 3328030900

Адрес: 600022, г. Владимир, ул. Ставровская, д. 4, кв. 386

Телефон: (915) 769-34-14

E-mail: zevladimir33@gmail.com

Испытательный центр

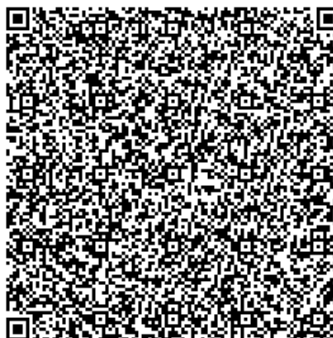
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91389-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Хроматографы жидкостные FCI-HPLC-2100

Назначение средства измерений

Хроматографы жидкостные FCI-HPLC-2100 (далее – хроматографы) предназначены для измерений содержания широкого спектра соединений в пробах веществ и материалов, растворах, продуктах питания, почвах.

Описание средства измерений

Принцип действия хроматографов основан на разделении компонентов анализируемой пробы на колонке в потоке жидкой подвижной фазы и последующем их детектировании спектрофотометрическим, диодно-матричным, рефрактометрическим, флуориметрическим детекторами.

В состав хроматографов входят: насосы, дегазатор, автосамплер и/или ручной инжектор, различные детекторы, термостат колонок, система обработки данных.

Принцип действия спектрофотометрического детектора основан на поглощении ультрафиолетовой и видимой области света. В спектрофотометрическом детекторе используется дейтериевая и вольфрамовая лампа. Есть возможность записи сигнала с переключением длин волн. Диапазон длин волн от 190 до 700 нм.

Детектор на диодной матрице представляет собой вид спектрофотометрического детектора, который может регистрировать спектр в диапазоне длин волн от 200 до 800 нм. Количество диодов составляет 4096.

В основе рефрактометрического детектирования лежит измерение показателя преломления подвижной фазы. Рефрактометрический детектор включает в себя двухкамерную проточную ячейку, в которой свет преломляется дважды. Диапазон коэффициентов преломления от 1,00 до 1,75.

Принцип действия флуориметрического детектора основан на измерении флуоресцентного излучения поглощенного света. В состав детектора входит ксеноновая лампа. Диапазон длин волн от 200 до 650 нм. Возможен одновременный мониторинг при двух значениях длины волны.

В состав хроматографов могут входить двух-, четырех- и шестиканальные насосные модули. Двух- и шестиканальные модули обеспечивают формирование градиента на стороне высокого давления. Модули могут быть аналитические с диапазоном задания скорости потока от 0,001 до 9,999 см³/мин и полупрепаративные с диапазоном задания скорости потока от 0,001 до 49,999 см³/мин. Четырехканальные модули предназначены для формирования градиента на стороне низкого давления.

Насосные модули хроматографа оснащены блоками, состоящими из двух последовательно соединенных плунжерных насосов.

В двух- и шестиканальных модулях установлено два блока насосов (в шестиканальных к каждому блоку через селектор подходит три канала), в четырехканальном один. Насосные блоки оснащены системой промывки заплунжерного пространства. Головки насосов расположены снаружи блока для удобства обслуживания.

Для ввода образца хроматографы комплектуют автосамплером. Предусмотрено несколько режимов инъекции: полное и частичное заполнение петли, а также микроинъекция с программируемым в широком диапазоне объемом дозирования пробы. Для безопасной работы автосамплер снабжен датчиком состояния (открыто/закрыто), препятствующим механическому движению узла ввода при открытой дверце.

Термостат колонок хроматографа твердотельный. Отсек термостата позволяет разместить несколько хроматографических колонок длиной до 25 см.

Для обеспечения безопасной работы хроматографа есть функция обнаружения протечек в онлайн-режиме.

Общий вид хроматографа и детекторов, входящих в его состав, приведен на рисунках 1-5.

Серийный номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносят на заднюю панель корпуса насоса в виде наклейки (шильда) с нанесением информации полиграфическим способом. Вид шильда приведен на рисунке 6.

Пломбирование хроматографа не предусмотрено. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид хроматографов жидкостных FCI-HPLC-2100



Рисунок 2 – Общий вид детектора спектрофотометрического



Рисунок 3 – Общий вид детектора на диодной матрице



Рисунок 4 – Общий вид детектора флуориметрического

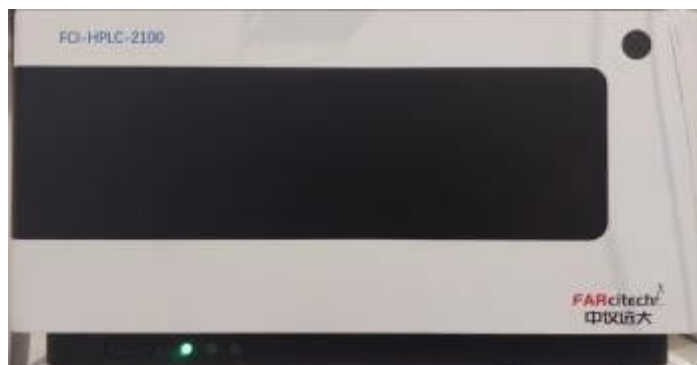
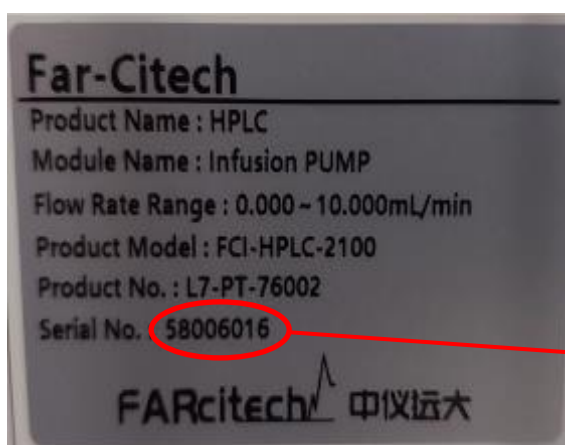


Рисунок 5 – Общий вид детектора рефрактометрического



Место нанесения
серийного номера

Рисунок 6 – Общий вид информационной таблички (шильда)

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) с интеллектуальным пользовательским интерфейсом обеспечивает автоматизированный контроль операций для всех блоков, включая насос, автосамплер, колоночный термостат и детектор.

Программное обеспечение выполняет следующие функции: управление работой хроматографа, сбор и обработку данных, сбор информации об обслуживании системы и замене расходных материалов.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FARcitech
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	V 3.5.0.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики хроматографов с детектором спектрофотометрическим

Наименование характеристики	Значение
Диапазон длины волны, нм	от 190 до 700
Уровень флуктуационных шумов нулевого сигнала (при одноволновом детектировании), е.о.п., не более	$5 \cdot 10^{-4}$
Дрейф нулевого сигнала, е.о.п./ч, не более	$5 \cdot 10^{-3}$
Предел детектирования по кофеину, г/см ³ , не более	$1 \cdot 10^{-8}$
Предел допускаемого относительного среднего квадратического отклонения (СКО) выходного сигнала при автоматическом/ручном дозировании, % – времени удерживания – площади пика	1/2 2/4
Пределы допускаемого относительного изменения площади пика за 8 часов непрерывной работы хроматографа при автоматическом/ручном дозировании, %	$\pm 4/\pm 5$

Таблица 3 – Метрологические характеристики хроматографов с детектором на диодной матрице

Наименование характеристики	Значение
Диапазон длины волны, нм	от 200 до 800
Уровень флуктуационных шумов нулевого сигнала (при детектировании на одной длине волны), е.о.п., не более	$1 \cdot 10^{-4}$
Дрейф нулевого сигнала, е.о.п./ч, не более	$1 \cdot 10^{-3}$
Предел детектирования по кофеину, г/см ³ , не более	$1 \cdot 10^{-8}$
Предел допускаемого относительного среднего квадратического отклонения (СКО) выходного сигнала при автоматическом/ручном дозировании, % – времени удерживания – площади пика	1/2 2/4
Пределы допускаемого относительного изменения площади пика за 8 часов непрерывной работы хроматографа при автоматическом/ручном дозировании, %	$\pm 4/\pm 5$

Таблица 4 – Метрологические характеристики хроматографов с рефрактометрическим детектором

Наименование характеристики	Значение
Уровень флуктуационных шумов нулевого сигнала, ед. рефр., не более	$1 \cdot 10^{-5}$
Дрейф нулевого сигнала, ед. рефр./ч, не более	$1 \cdot 10^{-4}$
Предел детектирования по кофеину, г/см ³ , не более	$1 \cdot 10^{-7}$
Предел допускаемых значений относительного среднего квадратического отклонения (СКО) выходного сигнала при автоматическом/ручном дозировании, % – времени удерживания – площади пика	1/2 3/4
Пределы допускаемого относительного изменения площади пика за 8 часов непрерывной работы хроматографа при автоматическом/ручном дозировании, %	$\pm 4/\pm 5$

Таблица 5 – Метрологические характеристики хроматографов с флуориметрическим детектором

Наименование характеристики	Значение
Отношение сигнал/шум для Рамановского спектра воды, не менее	1200
Предел допускаемых значений относительного среднего квадратического отклонения (СКО) выходного сигнала при автоматическом/ручном дозировании, % – времени удерживания – площади пика	1/2 3/4
Пределы допускаемого относительного изменения площади пика за 8 часов непрерывной работы хроматографа при автоматическом/ручном дозировании, %	±4/±5

Таблица 6 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	220±22
- частота переменного тока, Гц	50±1
Условия эксплуатации (в закрытых помещениях):	
- температура окружающей среды, °С	от +15 до +27
- относительная влажность окружающей среды (без конденсации влаги), %	от 40 до 80
- атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от 84,0 до 106,7 (от 630 до 800)
Средний срок службы, лет	8
Средняя наработка до отказа, ч	10 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Хроматограф жидкостный в составе:	FCI-HPLC-2100	1 шт.
- детектор спектрофотометрический	-	по заказу
- детектор на диодной матрице	-	по заказу
- детектор рефрактометрический	-	по заказу
- детектор флуориметрический	-	по заказу
- насос	-	по заказу
- термостат колонок	-	по заказу
- автосамплер	-	по заказу
- ручной инжектор	-	по заказу
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Применение средств измерений в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений осуществляется в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Техническая документация фирмы «Shaanxi Far-Citech Instrument & Equipment Co., Ltd.», Китай.

Правообладатель

Фирма «Shaanxi Far-Citech Instrument & Equipment Co., Ltd.», Китай

Адрес: Room 11203, Building 2, Greenland Central Plaza, No. 1 Jinye Road, High-tech Zone, Xi'an, Shaanxi, China, 710076

Изготовитель

Фирма «Shaanxi Far-Citech Instrument & Equipment Co., Ltd.», Китай

Адрес: Room 11203, Building 2, Greenland Central Plaza, No. 1 Jinye Road, High-tech Zone, Xi'an, Shaanxi, China, 710076

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

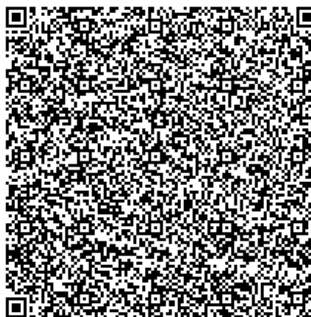
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77, факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91410-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерительные «Стрелец»

Назначение средства измерений

Системы измерительные «Стрелец» (далее - системы «Стрелец») предназначены для автоматических измерений в движении нагрузки, приходящейся на ось транспортного средства (далее – ТС); нагрузки, приходящейся на ось в группе осей ТС; полной (общей) массы ТС; нагрузки, приходящейся на группу осей ТС; межосевых расстояний; габаритных размеров ТС (длина, ширина, высота); скорости движения ТС; значения текущего времени синхронизированных с национальной шкалой времени UTC(SU); определения координат систем; измерений расстояний до ТС; определения местоположения и траектории ТС относительно разметки на автомобильных дорогах и фотовидеофиксации нарушений ПДД и инцидентов; определения количества скатов и колес на оси ТС.

Описание средства измерений

Принцип действия систем в части измерения значений текущего времени основан на параллельном приеме и обработке сигналов навигационных космических аппаратов космических навигационных систем ГЛОНАСС/GPS с помощью приемника, автоматической синхронизации шкалы времени систем с национальной шкалой времени UTC(SU), и записи текущего момента времени в сохраняемые фото- и видеокадры, формируемые системами.

Системы выпускаются в двух модификациях «Стрелец»-Плюс и «Стрелец»-СТ, отличающиеся составом входящих в них средств измерений утвержденного типа.

Системы измерительные «Стрелец» модификации «Стрелец»-Плюс состоят из двух средств измерений утвержденного типа: комплекса контроля дорожного движения автоматизированного «Стрелка-Плюс» (рег. № 79368-20) (далее – комплекс «Стрелка-Плюс») и комплекса измерительного автоматического весового и габаритного контроля «АВАКС»-М (рег. № 62427-15). В зависимости от количества контролируемых полос движения система может комплектоваться от 1 до 10 комплексов «Стрелка-Плюс».

Системы измерительные «Стрелец» модификации «Стрелец»-СТ состоят из двух средств измерений утвержденного типа: комплекса контроля дорожного движения автоматизированного стационарного ККДАС-01СТ «Стрелка-СТ» (рег. № 87843-22) (далее - комплекс «Стрелка-СТ») и комплекса измерительного автоматического весового и габаритного контроля «АВАКС»-М (рег. № 62427-15). В зависимости от количества контролируемых полос движения система может комплектоваться от 1 до 10 комплексов «Стрелка-СТ».

Функционально системы «Стрелец» обеспечивают автоматическую фиксацию нарушений правил движения тяжеловесных и (или) крупногабаритных ТС, вреда (в том числе его размера), причиняемого тяжеловесными ТС, фотовидеофиксацию нарушений и контроль движения ТС по полосам маршрутных транспортных средств, обочинам, тротуарам и т.д., прохождения перекрестков, относительно разметки и предписанных дорожных знаков, правил остановки и стоянки ТС, контроль движения грузового транспорта с проверкой разрешений, фотовидеофиксацию и контроль движения ТС на наличие техосмотра, полиса ОСАГО, лицензий такси, про-

пусков на въезд и т.д., фотовидеофиксацию и контроль правил применения ремней безопасности, пользования телефоном, нарушений установки ГРЗ, при движении ТС, фотовидеофиксацию и контроль скорости движения ТС определение типа, марки, цвета ТС и классификацию ТС, фотовидеофиксацию отсутствия шлемов у водителей веломото транспорта и средств индивидуальной мобильности, отсутствия или наличия средств индивидуальной защиты у водителя и пассажиров ТС, фотовидеофиксацию и контроль правил применения внешних световых приборов ТС, подсчет количества ТС с классификацией по полосам движения, определение занятости по полосам движения, определение интенсивности и средней скорости движения по полосам, распознавание ГРЗ ТС, формирование пакета данных по каждому ТС с дальнейшей передачей в необходимые базы данных, выполнение оперативно-розыскных функций (угон, розыск и т.д.), выявление следующих инцидентов на автодорогах: ДТП, остановка ТС, движение в запрещенном направлении ТС, аварийная остановка ТС, дорожные работы и аварийные службы, человек/предмет/животное/велосипедист/мотоциклист на дороге, дым, огонь, оставленный предмет, выброс мусора в том числе из ТС, движение в запретной зоне, затор, медленное или быстрое движение ТС, перестроение через линии разметки; выявление следующих инцидентов на объектах транспортной инфраструктуры: вторжение в запретную зону, определение толпы, движение в запрещенном направлении и против движения потока, определение человек/предмет/животное/ТС, падение, агрессивное поведение, подсчет людей в толпе, очереди, вошедших и вышедших через линию разметки (дверь, ТС, рубеж, барьер и т.д), повреждение объектов транспортной инфраструктуры, мусор, оставленный предмет, огонь, дым, курение, бег, человек без движения, праздничное поведение, не стандартное поведение, пересечение линии, фиксация лиц, долгое нахождение в зоне контроля.

Общий вид систем «Стрелец» представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид систем «Стрелец»

Схема пломбировки от несанкционированного доступа представлена на рисунке 2.

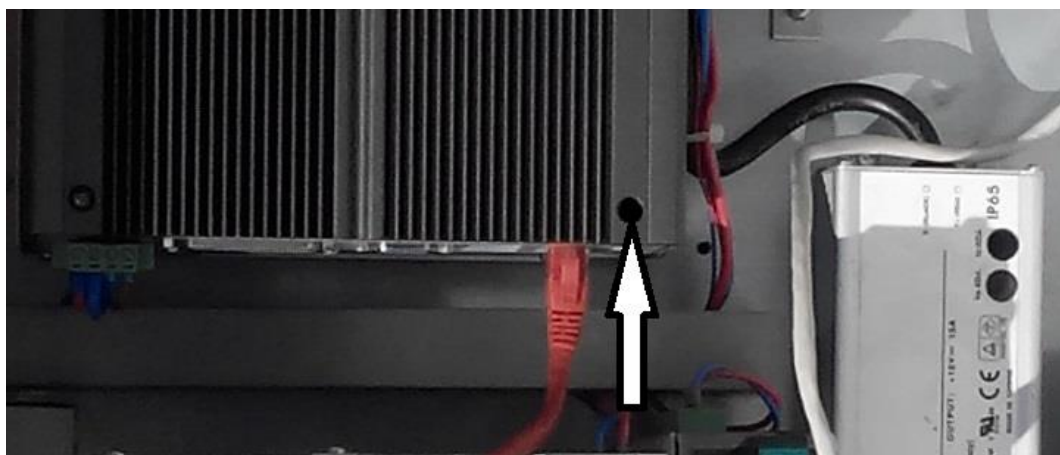


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа модуля обработки и управления

На боковую часть шкафа управления системой типографским способом наносится этикетка с указанием заводского номера, обеспечивающая идентификацию каждого экземпляра систем. Формат нанесения заводского номера цифровой. Знак поверки на системы «Стрелец» не наносится.

Общий вид этикетки представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Общий вид этикетки

Системы «Стрелец» в качестве опции могут комплектоваться динамическим информационным табло. Динамическое информационное табло предназначено для информирования водителей ТС о результатах измерений, произведенных системами «Стрелец».

Программное обеспечение

Работа систем «Стрелец» происходит под управлением специализированного программного обеспечения (ПО) «Контроль ТКТС». ПО «Контроль ТКТС» имеет защищенную метрологически значимую часть, влияющую на синхронизацию шкал времени. Средства измерений утвержденного типа, входящие в состав систем «Стрелец», управляются собственным ПО. Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1- Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Metrology
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.X.X
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	«Стрелец»-Плюс	«Стрелец»-СТ
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации внутренней шкалы времени систем с национальной шкалой времени UTC(SU), с	$\pm 0,2$	
Диапазон измерений скорости движения ТС, км/ч - при измерении скорости радиолокационным методом - при измерении скорости по видеокдрам - при измерении скорости на контролируемом участке	от 1 до 350 ¹⁾ от 0 до 350 ¹⁾ от 0 до 350 ¹⁾	от 1 до 350 ⁴⁾ от 0 до 350 ⁴⁾ от 0 до 350 ⁴⁾
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости движения ТС, км/ч: - при измерении скорости радиолокационным методом - при измерении скорости по видеокдрам - при измерении скорости на контролируемом участке	$\pm 1^{1)}$ $\pm 1^{1)}$ $\pm 1^{1)}$	$\pm 1^{4)}$ $\pm 1^{4)}$ $\pm 1^{4)}$
Дискретность установки порогов превышения скорости, км/ч	1 ¹⁾	-
Пределы допускаемой абсолютной погрешности присвоения временной метки видеокдра, с	$\pm 0,01^{1)}$	-
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации текущего времени комплексов с национальной шкалой времени UTC(SU), с	$\pm 1 \cdot 10^{-6}^{1)}$	$\pm 1 \cdot 10^{-6}^{4)}$
Доверительные границы абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения координат местоположения комплексов в плане, м	$\pm 8^{1)}$	$\pm 8^{4)}$
Диапазон измерений полной (общей) массы и нагрузки на группу осей ТС, кг	от N ²⁾ x 100 до Nx20000 ³⁾	
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении полной (общей) массы и нагрузки на группу осей ТС, %	$\pm 5^{3)}$	
Максимальная нагрузка на ось ТС, кг	20000 ³⁾	
Минимальная нагрузка на ось ТС, кг	100 ³⁾	
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении нагрузки на ось ТС, %	$\pm 10^{3)}$	

Наименование характеристики	«Стрелец»-Плюс	«Стрелец»-СТ
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении нагрузки на ось в группе осей ТС, %	±10 ³⁾	
Дискретность отсчета, кг	1 ³⁾	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении межосевых расстояний ТС, мм	±30 ³⁾	
Диапазон определения количества осей ТС, шт	от 1 до 40 ³⁾	
Диапазон подсчета числа скатов на оси ТС	1 или 2 ³⁾	
Диапазон подсчета количества колес на оси ТС	от 1 до 16 ³⁾	
Диапазон измерений габаритных размеров ТС, м -длины -ширины и высоты	от 0,5 до 50 ³⁾ от 0,5 до 5 ³⁾	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений габаритных размеров ТС, м -длины -ширины -высоты	±0,500 ³⁾ ±0,035 ³⁾ ±0,035 ³⁾	
Рабочий диапазон скоростей при измерении полной (общей) массы ТС, нагрузки на группу осей ТС, нагрузки на ось ТС, нагрузки на ось в группе осей ТС, межосевых расстояний ТС, габаритных размеров (длина, ширина, высота) ТС, км/ч	от 5 до 140 ³⁾	
где 1) - характеристики указаны в соответствии с описанием типа на комплексы контроля дорожного движения автоматизированные «Стрелка-Плюс», (рег. № 79368-20); 2) N - количество осей ТС; 3) - характеристики указаны в соответствии с описанием типа комплексы измерительного автоматического весового и габаритного контроля «АВАКС»-М, (рег. № 62427-15); 4) - характеристики указаны в соответствии с описанием типа на комплексы контроля дорожного движения автоматизированные стационарные ККДДАС-01СТ«Стрелка-СТ», (рег. № 87843-22)		

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	«Стрелец»-Плюс	«Стрелец»-СТ
Условия эксплуатации:		
- температура окружающей среды, °С		
а) наземного оборудования ¹⁾	от -40 до +60	от -40 до +60
б) модулей весоизмерительного и обнаружения и измерения длины ТС, встроенных в дорожное полотно ¹⁾	от -40 до +80	от -40 до +80
в) комплексов ¹⁾	от -60 до +85	
г) комплексов ²⁾		от -60 до +85

Наименование характеристики	«Стрелец»-Плюс	«Стрелец»-СТ
Параметры зоны контроля при измерении скорости движения ТС: а) комплексами ²⁾ - протяженность, м - ширина, м, не более а) комплексами ³⁾ - протяженность, м - ширина, м, не более	от 20 до 600 30	от 20 до 500 18
где 1) - характеристики указаны в соответствии с описанием типа комплексы измерительно-го автоматического весового и габаритного контроля «АВАКС»-М, (рег. № 62427-15); 2) - характеристики указаны в соответствии с описанием типа на комплексы контроля дорожного движения автоматизированные «Стрелка-Плюс», (рег. № 79368-20); 3) - характеристики указаны в соответствии с описанием типа на комплексы контроля дорожного движения автоматизированные стационарные ККДДАС-01СТ «Стрелка-СТ», (рег. № 87843-22)		

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и типографским способом на этикетку, расположенную на боковой части шкафа управления системой.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность систем

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная	«Стрелец»	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Формуляр	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе п. 1.2 «Функциональность и методика измерений документа «Системы измерительные «Стрелец». Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

ГОСТ Р 8.654-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения;

ГОСТ 32453-2017 Глобальная навигационная спутниковая система. Системы координат. Методы преобразований координат определяемых точек;

ГОСТ Р 57144-2016 Специальные технические средства, работающие в автоматическом режиме и имеющие функции фото- и киносъемки, видеозаписи, для обеспечения контроля за дорожным движением. Общие технические требования;

ТУ 28.29.31-038-77545075-2021 «Системы измерительные «Стрелец». Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Корпорация «Строй Инвест Проект М»
(ООО «Корпорация «Строй Инвест Проект М»)
ИНН 7708568820

Адрес юридического лица: 107023, г. Москва, ул. Буженинова, д. 30, стр. 1,
эт/помещ/ком тех/VIII/17/3

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СПТ» (ООО «СПТ»)
ИНН 7707435344

Адрес места осуществления деятельности: 143581, Московская обл., г. Истра,
д. Лешково, д. 117

Адрес юридического лица: 101000, г. Москва, пер. Уланский, д. 14, к. А, эт. 1,
помещ. 1, ком. 4

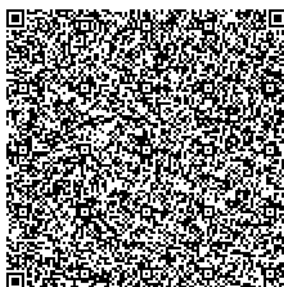
Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Место нахождения юридического лица: г.о. Солнечногорск, рп. Менделеево

Адрес юридического лица: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», к. 11

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 434

Регистрационный № 91411-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Устройства теленаблюдения поворотные «Стрелка-PTZ-AID»

Назначение средства измерений

Устройства теленаблюдения поворотные «Стрелка-PTZ-AID» (далее – УТП, устройства) предназначены для наблюдения за дорожной обстановкой и в общественных местах, измерений значений текущего времени, синхронизированных с национальной шкалой времени UTC(SU), измерений текущих географических координат, фотовидеофиксации нарушений ПДД и выявления инцидентов.

Описание средства измерений

Принцип действия УТП в части измерения значений текущего времени и координат основан на параллельном приеме и обработке сигналов навигационных космических аппаратов космических навигационных систем ГЛОНАСС/GPS с помощью приемника, входящего в состав УТП, автоматической синхронизации шкалы времени УТП с национальной шкалой времени UTC(SU) и записи текущего момента времени и координат в сохраняемые фото- и видеокадры, формируемые УТП.

Конструктивно УТП имеют модульную структуру и комплектуются различными аппаратными и программными модулями в зависимости от решаемых задач и требований к месту установки. УТП работают в автоматическом режиме. В состав каждого УТП может входить до 5 видеомодулей разного типа.

УТП выпускаются в трех модификациях, отличающихся конструктивным исполнением видеомодуля:

- модификация 1: PTZ видеомодуль с двумя дополнительными панорамными видеомодулями, выполненные единой конструкцией;
- модификация 2: стационарный видео модуль с защитной блендой;
- модификация 3: PTZ видеомодуль.

В состав видеомодуля любой модификации входят контроллер комплекса и модуль ГЛОНАСС/GPS. Максимальное количество видеомодулей в одном устройстве - 5 шт. По отдельному заказу в состав УТП могут быть включены: модуль ИК подсветки, распределительный шкаф, модуль очистки, кронштейн крепления.

Видеомодуль обеспечивает в зоне контроля: распознавание государственных регистрационных знаков (ГРЗ) ТС и дорожных знаков; выделение и фотовидеофиксацию ТС относительно разметки, фотовидеофиксацию маневров, остановки (стоянки) ТС, фиксацию нарушений правил дорожного движения; фиксацию инцидентов и выполнение специальных функций. Модуль ГЛОНАСС/GPS проводит прием сигналов от космических навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. Контроллер УТП обеспечивает контроль работоспособности всего оборудования, синхронизацию и обработку данных, получаемых со всех модулей комплексов, установку режима работы, формирование пакета данных по каждому ТС, зафиксированному событию (ин-

циденту) и его последующей передаче в единый центр обработки информации. Для подключения внешних устройств (таких как оборудование связи с центром управления, диагностическое оборудование, съёмный носитель памяти, переносной компьютер для настройки и управления) контроллер имеет последовательные интерфейсы передачи данных USB, Ethernet.

Модуль ИК подсветки имеет в своем составе инфракрасный прожектор, применение которого обеспечивает работу УТП в любое время суток без дополнительного освещения.

Модуль очистки обеспечивает работоспособность видеомодуля при неблагоприятных погодных условиях путем предотвращения попаданий загрязнений, возникающих в процессе эксплуатации, на защитное стекло. Он может быть выполнен активным (с использованием омывающей жидкости) или пассивным (защитная пленка).

Функционально УТП применяются для фиксации нарушений правил остановки (стоянки) ТС, прохождения ТС перекрестков, пешеходных переходов, железнодорожных переездов, движения ТС в нарушение правил разметки и предписанных дорожных знаков (обочина, тротуары, выделенная полоса, пересечение сплошной линии разметки, поворот из второго ряда, стоп-линия, разворот в неположенном месте и т.д.) и прочих нарушений ПДД приближающихся и удаляющихся ТС, двигающихся в плотном потоке во всей зоне контроля с формированием пакета данных и траектории движения (трекинг) по каждому ТС с внесением координат установки комплексов и времени фиксации ТС, а также подсчета количества транспорта, реализуя функцию интеллектуального детектора транспорта, захвата лиц и фиксации инцидентов на объектах транспортной инфраструктуры, автодорогах и общественных местах.

Кроме того, УТП могут работать совместно между собой и взаимодействовать с системами фотовидеофиксации, камерами видеонаблюдения, обзорными камерами, видеомодулями, системами интеллектуального видеонаблюдения, системами детекции (фиксации) инцидентов и системами фиксации транспортных средств, находящихся в потоке для выполнения оперативно-розыскных функций, а также возможно подключение дополнительного ИК-прожектора большей производительности.

УТП могут взаимодействовать с детекторами транспорта (петлевые, радиолокационные, видео), метеостанциями, с отдельными метеодатчиками и с устройством контроля и управления дорожным движением. Комплексы имеют возможность подключения к динамическим информационным табло (табло отображения информации), знакам переменной информации и светофорным объектам для реализации косвенного управления транспортными потоками.

Общий вид видеомодулей модификаций 1, 2, 3 и места пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунке 1.

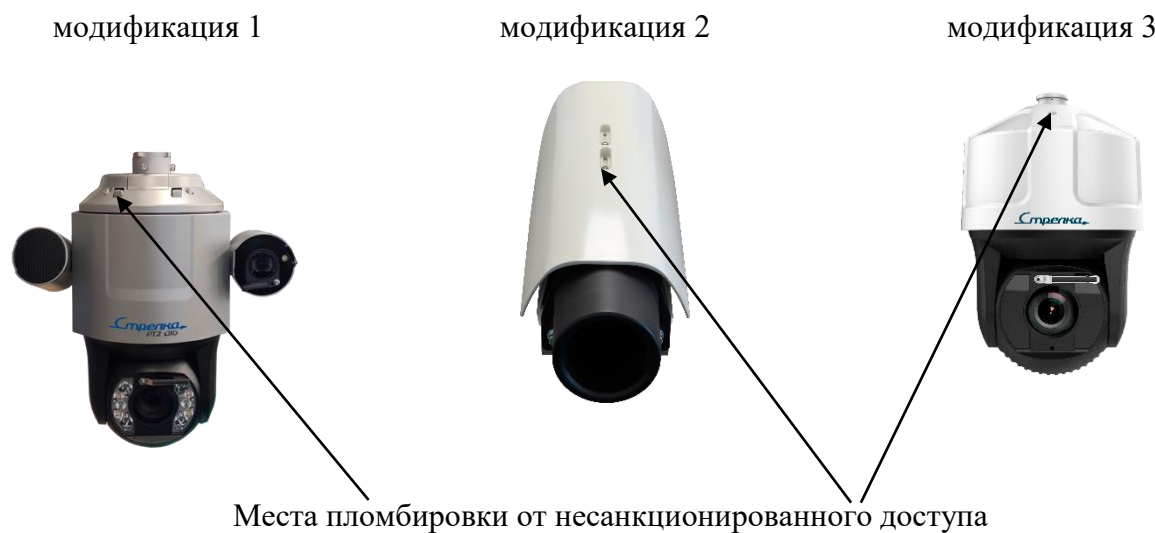


Рисунок 1

Место нанесения знака утверждения типа устройств представлены на рисунке 2.

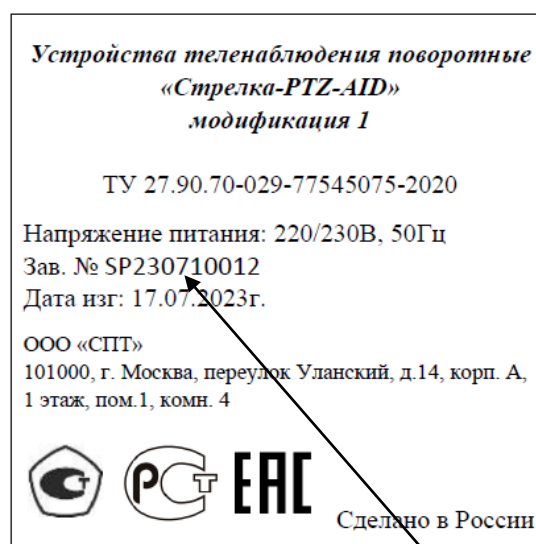


Рисунок 2 - Место нанесения знака утверждения типа устройств.

На тыльную часть корпуса УПТ типографским способом наносится этикетка с указанием заводского номера, обеспечивающая идентификацию каждого экземпляра систем. Формат нанесения заводского номера буквенно-цифровой.

Знак поверки на УПТ не наносится.

Пример маркировки УТП с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 3.



Место нанесения заводского номера

Рисунок 3 - Пример маркировки УТП с указанием места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение УТП StrelkaPlus (ПО «Стрелка-Плюс-ПО») основано на искусственной нейронной сети и включает в себя программные модули, функционирование которых задается лицензионными ключами:

ПМ Фиксация - обеспечивает фотовидеофиксацию ТС во всей зоне контроля, распознавание ГРЗ ТС, формирование пакета данных по каждому ТС с дальнейшей передачей в необходимые базы данных, а также выполнение оперативно-розыскных функций (угон, розыск и т.д.)

ПМ Выделенная полоса обеспечивает контроль движения и фотовидеофиксацию ТС по полосам маршрутных транспортных средств, обочинам, тротуарам и т.д.

ПМ Контроль перекрестка обеспечивает контроль движения и фотовидеофиксацию ТС при прохождении перекрестков, пешеходных переходов и остановки перед маршрутными транспортными средствами.

ПМ Фиксация маневров обеспечивают фотовидеофиксацию и контроль движения ТС (в том числе мотоциклов и СИМ) относительно разметки, между рядов и предписанных дорожных знаков, непредоставление преимуществ движению маршрутных транспортных средств.

ПМ Остановка стоянка обеспечивает фотовидеофиксацию и контроль правил остановки и стоянки ТС.

ПМ Разрешение на въезд обеспечивает фотовидеофиксацию и контроль движения грузового транспорта с проверкой разрешений.

ПМ Инспектирование обеспечивает фотовидеофиксацию и контроль движения ТС на наличие техосмотра, полиса ОСАГО, лицензий такси, пропусков на въезд и т.д.

ПМ Тип обеспечивает определение типа, марки, цвета ТС и классификацию ТС.

ПМ Вейв обеспечивает подсчет количества ТС с классификацией по полосам движения, определение занятости по полосам движения, определение интенсивности и средней скорости движения по полосам.

ПМ Аид-Д обеспечивает выявление следующих инцидентов на автодорогах: ДТП, остановка ТС, движение в запрещенном направлении ТС, аварийная остановка ТС, дорожные работы и аварийные службы, человек/предмет/животное/велосипедист/мотоциклист на дороге, дым, огонь, оставленный предмет, выброс мусора, в том числе из ТС, движение в запретной зоне, затор, медленное или быстрое движение ТС, перестроение через линии разметки.

ПМ Аид-М обеспечивает выявление следующих инцидентов на объектах транспортной инфраструктуры и в общественных местах: вторжение в запретную зону, определение толпы, движение в запрещенном направлении и против движения потока, определение человек/предмет/животное/ТС, падение, агрессивное поведение, подсчет людей в толпе, очереди, вошедших и вышедших через линию разметки (дверь, ТС, рубеж, барьер и т.д.), повреждение объектов транспортной инфраструктуры, мусор, оставленный предмет, огонь, дым, курение, бег, человек без движения, праздничатание, нестандартное поведение, пересечение линии, фиксация лиц, долгое нахождение в зоне контроля.

Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик.

Программное обеспечение работает автономно на различных платформах (операционных системах).

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	StrelkaPlus
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.01.00
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации внутренней шкалы времени устройств с национальной шкалой времени UTC(SU), с	± 3
Доверительные границы допускаемой погрешности (по уровню вероятности 0,95) определения координат местоположения устройств в плане*, м	± 8
где * - метрологическая характеристика, определена по сигналам от спутников GPS и ГЛОНАСС, принимаемых одновременно, при значениях PDOP ≤ 3	

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания от сети, В: - переменного тока частотой (50 ± 1) Гц - постоянного тока	от 90 до 300 от 8 до 19
Мощность потребления при питании от сети постоянного тока, Вт, не более: - модификация 1 - модификация 2 - модификация 3	100 65 240
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность при температуре плюс 25 °C, %, не более	от -60 до +85 98
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP66

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (без элементов крепежа), мм, не более:	
модификация 1	
- длина	495
- ширина	495
- высота	497
модификация 2	
- длина	280
- ширина	420
- высота	280
модификация 3	
- длина	595
- ширина	155
- высота	125
Вес (без элементов крепежа), кг, не более:	
- модификация 1	22
- модификация 2	10
- модификация 3	15

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра и руководства по эксплуатации методом компьютерной графики и на тыльную часть корпуса УТП с помощью этикетки, выполненной типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность УТП

Наименование	Обозначение	Количество
Устройства теленаблюдения поворотные в составе:	«Стрелка-PTZ-AID»	
Видеомодуль		от 1 до 5 шт.
Контроллер комплекса		1 шт.
Модуль ГЛОНАСС/GPS		1 шт.
Модуль ИК подсветки		от 1 до 5 шт.*
Модуль очистки		1 шт.*
Кронштейн крепления		1 к-т*
ПМ Фиксация		1 шт.*
ПМ Контроль перекрестка		1 шт.*
ПМ Выделенная полоса		1 шт.*
ПМ Фиксация маневров		1 шт.*
ПМ Остановка стоянка		1 шт.*
ПМ Разрешение на въезд		1 шт.*
ПМ Инспектирование		1 шт.*
ПМ Тип		1 шт.*
ПМ Вейв		1 шт.*
ПМ Аид-Д		1 шт.*
ПМ Аид-М		1 шт.*
Руководство по эксплуатации		1 экз.
Формуляр		1 экз.
Методика поверки		1 экз.
где * - по отдельному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 1.3 «Методика измерений» документа «Устройства теленаблюдения поворотные «Стрелка-PTZ-AID». Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 г. № 2831 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для координатно-временных измерений»;

ГОСТ Р 8.654-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения;

ГОСТ Р 57144-2016 Специальные технические средства, работающие в автоматическом режиме и имеющие функции фото- и киносъемки, видеозаписи, для обеспечения контроля за дорожным движением. Общие технические требования;

Устройства теленаблюдения поворотные «Стрелка-PTZ-AID». Технические условия ТУ 27.90.70-029-77545075-2020.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Корпорация «Строй Инвест Проект М» (ООО «Корпорация «Строй Инвест Проект М»)

ИНН 7708568820

Адрес юридического лица: 107023, г. Москва, ул. Буженинова, д. 30, стр. 1, эт/помещ/ком тех/VIII/17/3

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СПТ» (ООО «СПТ»)

ИНН 7707435344

Адрес места осуществления деятельности: 143581, Московская обл., Истринский р-н, Павло-Слободское с/п, д. Лешково, д. 117

Адрес юридического лица: 101000, г. Москва, пер. Уланский, д. 14, к. А, эт. 1, помещ. 1, ком. 4

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Место нахождения юридического лица: г.о. Солнечногорск, рп. Менделеево

Адрес юридического лица: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», к. 11

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.

