МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ (Росстандарт)

П Р И К А З

25 декабря 2024 г. № 3099

Москва

О внесении изменений в сведения об утвержденных типах средств измерений

В соответствии с Административным регламентом по предоставлению Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии государственной услуги по утверждению типа стандартных образцов или типа средств измерений, утвержденным приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 ноября 2018 г. № 2346, п р и к а з ы в а ю:

1. Внести изменения в сведения об утвержденных типах средств измерений в части конструктивных изменений, влияющих на их метрологические характеристики, согласно приложению к настоящему приказу.

2. Утвердить измененные описания типов средств измерений, прилагаемые к настоящему приказу.

3. ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест» внести сведения об утвержденных типах средств измерений согласно приложению к настоящему приказу в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с Порядком создания и ведения Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений, передачи сведений в него и внесения изменений в данные сведения, предоставления содержащихся в нем документов и сведений, утвержденным приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 28 августа 2020 г. № 2906.

4. Контроль за исполнением настоящего приказа оставляю за собой.

Заместитель руководителя

Подлинник электронного документа, подписанного ЭП, хранится в системе электронного документооборота Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП

Сертификат: 525EEF525B83502D7A69D9FC03064C2A
Кому выдан: Лазаренко Евгений Русланович
Действителен: с 06.03.2024 до 30.05.2025

Е.Р. Лазаренко

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» декабря 2024 г. № 3099

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средства измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверждения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) УМП «Водоканал»	-	009	41067-09	-	МП 613/446-2009	-	ЦСМЕ.411711.001МП	-	19.09.2024	Акционерное общество «Водоканал» (АО «Водоканал»), г. Иваново	ФБУ «Ивановский ЦСМ», г. Иваново
2.	Трансформаторы напряжения емкостные	TYD-500	42242681	52921-13	-	-	ГОСТ 8.216-2011	-	-	17.07.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Сиюань Электрик» (ООО «Сиюань Электрик»), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

3.	Система измерений количества и параметров сухого отбензиненного газа на поддержание дежурного горения факелов (СИКГ-10) АО «НГПЗ»	-	2065-15	65788-16	-	МП 1008/2-311229-2016	-	МП 2410/1-311229-2024	-	24.10.2024	Акционерное общество «Нефтегорский газоперерабатывающий завод» (АО «НГПЗ»), Самарская обл., г. Нефтегорск	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-52, Самарская область, г. Тольятти, Южное шоссе, д. 4	-	042	67442-17	-	МП 67442-17	-	МИ 3000-2022	-	08.10.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учет Проект» (ООО «АКУП»), г. Москва	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ключевая	-	АУВП.411711.ФСК.РИК.008.08	69595-17	-	РТ-МП-4699-500-2017	-	РТ-МП-1041-500-2024	-	24.10.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО «Квадра» (филиал ПАО «Квадра» -	-	01	80520-20	-	МП-04-06/08-2020	-	МП-04-06/20-2024	-	17.09.2024	Филиал акционерного общества «Квадра» - «Белгородская генерация» (Филиал АО «Квадра» - «Белгородская генерация»)	ФБУ «Липецкий ЦСМ», г. Липецк

	«Белгородская генерация»)										г. Москва	
7.	Система измерений количества и показателей качества нефти №223 ПСП «Набережные Челны» ПАО «Татнефть»	-	62Б	82311-21	Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина (ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина), Республика Татарстан, г. Альметьевск	НА.ГНМЦ.0540-20 МП	-	НА.ГНМЦ.0814-24 МП	-	17.09.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ» (ООО «СНГ»), Московская обл., г. Щелково	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» декабря 2024 г. № 3099

Регистрационный № 41067-09

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) УМП «Водоканал»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) УМП «Водоканал» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов с энергосбытовыми организациями и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ УМП «Водоканал» представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ УМП «Водоканал» решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных в течение 3,5 лет, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- обеспечение ежесуточного резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- подготовку данных в XML формате (Приложение 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведение реестра субъектов оптового рынка) для их передачи по электронной почте;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС;
- ведение системы единого времени а АИИС (коррекция времени).

АИИС КУЭ УМП «Водоканал» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока и напряжения, их вторичные цепи, счетчики активной и реактивной электроэнергии, установленные на УМП «Водоканал», образующие информационно-измерительные каналы (далее по тексту - «ИК»), по количеству точек учета электроэнергии;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий технические средства приема — передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями, устройство синхронизации системного времени (УССВ), сервер, автоматизированное рабочее место (АРМ). АРМ (стационарные) представляет собой компьютер с операционной системой Windows Server 2008 настольного исполнения с установленным программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», реализующее всю необходимую функциональность ИВК и каналообразующей аппаратурой. В случае отказа основного ПО предусмотрено резервное, представляющее собой компьютер с операционной системой Windows 10 Profession настольного исполнения с установленным программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2.0 Пром». АРМ предназначено для дистанционной работы с сетевым контроллером, а также для составления отчетной документации. Технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется ак среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема — передачи данных поступают на входы сервера, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений.

С ИВК данные передаются по выделенному каналу сети «Интернет».

В качестве резервного канала передачи данных используется телефонная сеть связи общего пользования (ТфСОП) с отдельным телефонным номером, организованная от ИВК.

АИИС КУЭ УМП «Водоканал» оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). В СОЕВ входят все средства измерения времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени. В качестве УССВ используется устройство синхронизации времени УСВ-1.

УСВ-1 осуществляет прием сигналов точного времени системы GPS один раз в сутки и является средством измерения времени с допустимой погрешностью Δ усв = 1 с/сут. УСВ-1 каждую секунду передает данные о времени через последовательный интерфейс RS-232 (COM — порт) на сервер. Синхронизация времени на сервере происходит от подключенного к нему УСВ-1, при рассогласовании более чем на 1 секунду. Далее сервер устанавливает время на счетчика 1 раз в сутки. Синхронизация времени счетчиков происходит при рассогласовании с временем сервера более чем на 1 секунду.

Нанесение знака поверки на средство измерения не предусмотрено. Заводской номер 009 наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера ИВК, типографским способом, а также заводской номер 009 указан в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ПО «Пирамида 2000», которое 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, а также программное обеспечение на случай выхода основного «Пирамида 2.0 Пром»

ПО «Пирамида 2000», «Пирамида 2.0 Пром» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствуют уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование модулей ПО:	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2.0 Пром»
Идентификационное наименование модулей ПО:	BinaryPackControls.dl
Цифровой идентификатор ПО	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	SimpleVerifyDataStatuses.dll

Продолжение таблицы 1

1	2
Цифровой идентификатор ПО	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование модулей ПО:	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645
Номер версии (идентификационный номер) ПО	10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	ПС 10 кВ ОНВС-2 м.Строкино, РУ-10 кВ, 1 сек. 10 кВ, яч.1, КЛ-10 кВ ф. 193	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	Windows Server 2008 (основной), Windows 10 Profession (резервный), УСВ-1, Рег. № 28716-05
2	ПС 10 кВ ОНВС-2 м.Строкино, ввод 0,4 кВ, ТСН-1	ТТН-Ш Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 58465-14 ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 58386-14	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	
3	ПС 10 кВ ОНВС-2 м.Строкино, РУ-10 кВ, 2 сек. 10 кВ, яч.16, КЛ-10 кВ ф. 190	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ПС 10 кВ ОНВС-2 м.Строкино, ввод 0,4 кВ, ТСН-2	ТТН-Ш Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 58465-14	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	Windows Server 2008 (основной), Windows 10 Profession (резервный), УСВ-1, Рег. № 28716-05
5	КЛ-10 кВ ф. 199 от ПС 110 кВ Водозабор, опора, ВЛ-10 кВ, ПКУ ф. 199	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-07 ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 59871-15	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
6	КЛ-10 кВ ф. 196 от ПС 110 кВ Водозабор, опора, ВЛ-10 кВ, ПКУ ф. 196	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
7	КЛ-10 кВ ф. 198 от ПС 110 кВ Водозабор, опора, ВЛ-10 кВ, ПКУ ф. 198	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-07 ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
8	ТП №1 6 кВ цеха ОСК, РУ-6 кВ, 1 сек. 6 кВ, яч.1, КЛ 6 кВ ф.623	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-00	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
9	ТП №1 6 кВ цеха ОСК, РУ-6 кВ, 2 сек. 6 кВ, яч.16, КЛ 6 кВ ф.626	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-00	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
10	ТП №2 6 кВ цеха ОСК, РУ-6 кВ, 1 сек. 6 кВ, яч.1, КЛ 6 кВ ф.627	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-18	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
11	ТП №2 6 кВ цеха ОСК, РУ-6 кВ, 2 сек. 6 кВ, яч.16, КЛ 6 кВ ф.624	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
12	ПС 10 кВ ОНВС-2 м. Горино, РУ-10 кВ, 1 сек. 10 кВ, яч.5, КЛ-10 кВ ф.129	ARM3/N2F Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 18842-09	VRQ2N/S2 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 47913-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ПС 10 кВ ОНВС-2 м. Горино, РУ-10 кВ, 2 сек. 10 кВ, яч.1, КЛ-10 кВ ф.120	ARM3/N2F Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 18842-09	VRQ2N/S2 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 47913-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	Windows Server 2008 (основной), Windows 10 Profession (резервный), УСВ-1, Рег. № 28716-05
14	ПС 6 кВ ОНВС-1 м. Авдотьино, РУ-6 кВ, 1 сек. 6 кВ, яч.13, КЛ-6 кВ. ф. 607	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
15	ПС 6 кВ ОНВС-1 м. Авдотьино, РУ-6 кВ, 2 сек. 6 кВ, яч.35, КЛ-6 кВ. ф. 660	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
16	ПС 6 кВ ОНВС-1 м. Авдотьино, РУ-6 кВ, 3 сек. 6 кВ, яч.14, КЛ-6 кВ. ф.605	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 25433-11	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
17	ПС 6 кВ Насосная станция п. Пеньки, РУ-6кВ, сборка шин 6 кВ, яч.ф.1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
18	ПС 6 кВ Насосная станция п.Пеньки, Щит СН 0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 6891-85	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
19	ПС 6 кВ ГНС-1, КРУ-6кВ, 1 сек. 6 кВ, яч.8, КЛ-6кВ ф.1 ГНС	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
20	ПС 6 кВ ГНС-1, КРУ-6кВ, 2 сек. 6 кВ, яч.1, КЛ-6кВ ф.2 ГНС	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
21	ПС 6 кВ ГНС-1, КРУ-6кВ, 2 сек. 6 кВ, яч.4, КЛ-6кВ ф.616	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
22	ПС 6 кВ ГНС-1, КРУ-6кВ, 2 сек. 6 кВ, яч.2, ф.1 ИПТ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
23	ПС 6 кВ ГНС-1, КРУ-6кВ, 1 сек. 6 кВ, яч.12, ф.2 ИПТ	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	Windows Server 2008 (основной), Windows 10 Profession (резервный), УСВ-1, Рег. № 28716-05

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 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 – Основные метрологические характеристики ИК

Границы основной погрешности ($\delta_{осн}$) и погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\delta_{\%}$) АИИС КУЭ УМП «Водоканал»							
Номер ИК	cosφ	$W_{5\%P} \leq W_{Pизм} < W_{20\%P}$		$W_{20\%P} \leq W_{Pизм} < W_{100\%P}$		$W_{100\%P} \leq W_{Pизм} < W_{120\%P}$	
		$\delta_{5\%}$, %	$\pm \delta_{5\%осн}$, %	$\delta_{20\%}$, %	$\pm \delta_{20\%осн}$, %	$\delta_{100\%}$, %	$\pm \delta_{100\%осн}$, %
1	2	3	4	5	6	7	8
5-17, 19-23 ТТ-0,5, ТН-0,5, Сч.-0,5S	0,50	±5,8	±5,5	±3,4	±3,0	±2,8	±2,3
	0,80	±3,4	±2,9	±2,4	±1,7	±2,2	±1,4
	1,00	±2,3	±1,8	±1,8	±1,2	±1,7	±1,0
2, 4, 18 ТТ-0,5, ТН-нет, Сч.-0,5S	0,50	±5,6	±5,4	±3,2	±2,7	±2,5	±2,3
	0,80	±3,5	±2,8	±2,3	±1,5	±2,1	±1,4
	1,00	±2,2	±1,8	±1,6	±1,5	±1,6	±1,0
1, 3 ТТ-0,5, ТН-0,2, Сч.-0,5S	0,50	±5,7	±5,4	±3,3	±2,8	±2,6	±2,0
	0,80	±3,3	±2,8	±2,3	±1,6	±2,1	±1,2
	1,00	±2,2	±1,8	±1,7	±1,1	±1,6	±0,9
Границы основной погрешности ($\pm \delta_{осн}$) и погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm \delta_{P}$) АИИС КУЭ УМП «Водоканал»							
Номер ИК	sinφ	$W_{5\%Q} \leq W_{Qизм} < W_{20\%Q}$		$W_{20\%Q} \leq W_{Qизм} < W_{100\%Q}$		$W_{100\%Q} \leq W_{Qизм} < W_{120\%Q}$	
		$\delta_{5\%}$, %	$\pm \delta_{5\%осн}$, %	$\delta_{20\%}$, %	$\pm \delta_{20\%осн}$, %	$\delta_{100\%}$, %	$\pm \delta_{100\%осн}$, %
1	2	3	4	5	6	7	8
5-17, 19-23 ТТ-0,5, ТН-0,5, Сч.-1,0	1	±3,2	±2,3	±2,2	±1,5	±2,3	±1,3
	0,87	±3,7	±2,8	±2,5	±1,8	±2,4	±1,5
	0,6	±3,7	±3,3	±2,4	±1,6	±2,2	±1,3
	0,5	±4,4	±2,5	±5,7	±5,3	±3,5	±3,0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
2, 4, 18 ТТ-0,5, ТН-нет, Сч.-1,0	1	±3,1	±2,2	±2,2	±1,4	±2,3	±1,2
	0,87	±3,6	±2,8	±2,4	±1,6	±2,3	±1,3
	0,6	±5,3	±4,5	±3,0	±2,4	±2,5	±1,7
	0,5	±6,3	±5,6	±3,5	±2,9	±2,7	±2,0
1, 3 ТТ-0,5, ТН-0,2, Сч.-1,0	1	±3,2	±2,2	±2,2	±1,4	±2,3	±1,2
	0,87	±3,6	±2,8	±2,4	±1,7	±2,3	±1,3
	0,6	±4,7	±4,4	±2,9	±1,8	±4,1	±1,8
	0,5	±4,2	±3,1	±5,6	±5,2	±3,3	±2,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с							

Примечание:
$W_{5\%}$ – значение активной и реактивной электроэнергии при 5 % нагрузке;
$W_{20\%}$ – значение активной и реактивной электроэнергии при 20 % нагрузке;
$W_{100\%}$ –значение активной и реактивной электроэнергии при 100 % нагрузке;
$W_{120\%}$ – значение активной и реактивной электроэнергии при 120 % нагрузке;
$\delta_{5\%}$ – доверительные границы погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации с вероятностью P=0,95 при 5 % нагрузке;
$\delta_{20\%}$– доверительные границы погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации с вероятностью P=0,95 при 20 % нагрузке;
$\delta_{100\%}$ – доверительные границы погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации с вероятностью P=0,95 при 100 % нагрузке;
$\delta_{5\%осн}$ – доверительные границы основной погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии с вероятностью P=0,95 при 5 % нагрузке;
$\delta_{20\%осн}$– доверительные границы погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации с вероятностью P=0,95 при 20 % нагрузке;
$\delta_{100\%осн}$ – доверительные границы погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации с вероятностью P=0,95 при 100 % нагрузке.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	23
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, cosφ - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при +25 °С, %	 от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,8 от плюс 15 до плюс 25 от 30 до 80

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия эксплуатации:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{ном}$	от 5 до 120
- коэффициент мощности cosφ(sinφ)	от 0,5 $_{инд.}$ до 0,8 $_{емк}$
- температура окружающей среды для счетчиков, УСВ-1, °С	от плюс 5 до плюс 35
- температура окружающей среды для ТТ, °С	от минус 45 до плюс 50
- температура окружающей среды для ТН, °С	от минус 45 до плюс 50
- температура окружающей среды для счетчиков электрической энергии, °С	от минус 40 до плюс 60
- атмосферное давление, кПа	от 80 до 106,7
- относительная влажность воздуха при +25 °С, %	от 75 до 98
- частота, Гц	от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСВ-1:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Глубина хранения информации:	
для счетчиков:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	10

Надежность системных решений:
- резервирование питания ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и ИВК фиксируются факты:
  1) параметрирования;
  2) пропадания напряжения;
  3) коррекция времени.

Защищённость применяемых компонентов:
- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  1) счётчика;
  2) промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  3) испытательной коробки;
  4) ИВК;
- наличие защиты на программном уровне:
  1) пароль на счетчике;
  2) пароль на ИВК.

Возможность коррекции времени в:
- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ УМП «Водоканал» типографским способом.

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол., шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТТН-Ш	5
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	1
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока	ARM3/N2F	6
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10У3	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	9
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	4
Трансформаторы напряжения	VRQ2N/S2	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	21
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	1
Формуляр - Паспорт	НТАС.422231.011.ФО-ПС	1
Методика поверки	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений
Методика измерений изложена в документе 06.2009.НТАС-АУ.МВИ «Методика выполнения измерений количества энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) УМП «Водоканал»«. Методика измерений аттестована Федеральным государственным учреждением «Российский центр испытаний и сертификации «Ростест-Москва».

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».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТЕНИНТЕР» (ООО «ТЕНИНТЕР»)
ИНН 7736587550
Адрес: 125364, г. Москва, ул. Свободы, д.48, стр.1
Юридический адрес: 119313, г. Москва, Ленинский пр-кт, д. 95
Телефон: +7 (903) 533-10-77
Факс: +7 (495) 788-48-25

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Телефон: +7 (495) 332-67-77
Факс: +7 (495) 124-99-96
E-mail: nfo@rostest.ru

в части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ивановской области» (ФБУ «Ивановский ЦСМ»)
Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42
Телефон: +7 (4932) 32-84-85
Факс: +7 (4932) 41-60-79
E-mail: post@ivcsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311781.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» декабря 2024 г. № 3099

Регистрационный № 52921-13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения емкостные TYD-500

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения емкостные TYD-500 (далее - трансформаторы) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на методе емкостного деления и явлении электромагнитной индукции.

Трансформаторы – однофазные, емкостные, заземляемые.

Трансформаторы напряжения состоят из емкостного делителя напряжения и электромагнитного устройства (далее - ЭМУ).

Емкостной делитель напряжения состоит из набора конденсаторов с бумажно-пропиленовой изоляцией обкладок, помещенных в залитый синтетическим маслом изолятор из фарфора или композитного материала. Делитель смонтирован в виде колонны из трех секций.

ЭМУ представляет собой металлический бак, который подключается к выходу делителя. Внутри бака ЭМУ расположены последовательно включенные компенсирующий реактор с малыми потерями и электромагнитный трансформатор. Бак ЭМУ герметично закрыт и заполнен трансформаторным маслом. Тепловое расширение масла в ЭМУ компенсируется воздушной подушкой и контролируется окошком с указанием его уровня. Первичная обмотка электромагнитного трансформатора секционирована для подгонки коэффициента трансформации. Корпус ЭМУ служит основанием, но котором монтируется емкостной делитель

Трансформаторы могут иметь до пяти вторичных обмоток. Выводы вторичных обмоток помещены в контактной коробке, закрепленной на баке ЭМУ. Контактная коробка снабжена крышкой, которая пломбируется для предотвращения несанкционированного доступа.

Рабочее положение трансформаторов в пространстве - вертикальное. На крышке контактной коробки ЭМУ трансформаторы имеют табличку технических данных, на которой методом гравирования наносится серийный номер виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр.

Нанесение знака поверки на трансформаторы не предусмотрено.

Общий вид средства измерений, обозначение места пломбировки от несанкционированного доступа и места нанесения серийного номера представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений, обозначение места пломбировки от несанкционированного доступа (А) и места нанесения серийного номера (В)

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1ном}$, кВ	500/√3
Номинальные напряжения вторичных обмоток $U_{2ном}$, В - основных - дополнительных	 100/√3 100
Классы точности вторичных обмоток для измерения по ГОСТ 1983-2015	0,2; 0,5; 1,0
Классы точности вторичных обмоток для защиты по ГОСТ 1983-2015	3Р; 6Р
Номинальные мощности вторичных обмоток с cosφ=0,8 по ГОСТ 1983-2015, В·А - обмотки для измерений - обмотки для защиты	 от 5 до 200 от 10 до 800
Номинальная частота переменного тока, Гц	50

Таблица 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия применения для климатического исполнения УХЛ4 по ГОСТ 15150-69 в диапазоне температур, ºС	от –60 до +45
Габаритные размеры (высота × ширина × длинна), мм, не более	5960 × 844 × 812
Масса, кг, не более	1500
Средний срок службы, лет, не менее Средняя наработка на отказ, ч, не менее	30 262800

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор напряжения емкостной	TYD-500	1
Руководство по эксплуатации	-	1 на поставляемую партию
Паспорт	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе 4 «Принцип работы» документов «Трансформаторы напряжения емкостные TYD-500. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;

Государственная поверочная схема для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 0,1/√3 до 750/√3 кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ, утвержденная приказом Росстандарта от 7 августа 2023 г. № 1554;

Трансформаторы напряжения емкостные TYD-500. Стандарт предприятия.

Изготовитель

Фирма Jiangsu Sieyuan Hertz Instrument Transformer Co. Ltd., Китай
Адрес: No.5 West Huimin Road, Economic and Technologies Development Zone, Rugao, People's Republic of China, 226500
Телефон: +86-0513-87303636

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 437-55-77
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 «25» декабря 2024 г. № 3099

Регистрационный № 65788-16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров сухого отбензиненного газа на поддержание дежурного горения факелов (СИКГ-10) АО «НГПЗ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров сухого отбензиненного газа на поддержание дежурного горения факелов (СИКГ-10) АО «НГПЗ» (далее – СИКГ) предназначена для автоматизированного измерения объемного расхода (объема) сухого отбензиненного газа (далее – газ) при рабочих условиях и приведения объемного расхода (объема) газа к стандартным условиям по ГОСТ 2939–63.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке входных сигналов, поступающих от преобразователей объемного расхода (объема), абсолютного давления, температуры, установленных на измерительной линии (далее – ИЛ). Компонентный состав газа, температура точки росы по углеводородам и температура точки росы по воде определяются в аттестованной испытательной лаборатории. При помощи системы обработки информации (далее – СОИ) автоматически рассчитывается плотность при стандартных условиях и коэффициент сжимаемости газа в соответствии с ГСССД МР 113–03. Далее автоматически выполняется расчет объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939–63, на основе измеренных объемного расхода (объема) при рабочих условиях, абсолютного давления, температуры газа и рассчитанного коэффициента сжимаемости газа.

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКГ и эксплуатационными документами ее компонентов.

К настоящему типу средства измерений (далее – СИ) относится СИКГ с заводским № 2065-15.

В состав СИКГ входят:

– ИЛ DN 50;

– СОИ.

На ИЛ СИКГ установлены следующие основные СИ:

– расходомер вихревой Prowirl 200 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 58533-14);

– термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR (регистрационный номер 49519-12) модели TR61 в комплекте с преобразователем измерительным серии iTEMP TMT (регистрационный номер 57947-14) модели TMT82;

– преобразователь давления измерительный Cerabar M PMP51 (регистрационный номер 41560-09).

В состав СОИ входит комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (регистрационный номер 52866-13).

Состав и технологическая схема СИКГ обеспечивают выполнение следующих основных функций:

– автоматическое измерение, регистрацию и индикацию объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях, температуры, давления газа;

– автоматическое вычисление, регистрацию и индикацию объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939–63;

– автоматическое вычисление и регистрацию физических свойств газа в соответствии с ГСССД МР 113–03;

– автоматический контроль значений измеряемых параметров и сигнализация аварийных ситуаций;

– защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров, а также формирование, хранение и выдачу отчетов об измеренных и вычисленных параметрах;

– создание и ведение журналов аварийных и оперативных событий.

Заводской номер СИКГ в виде цифрового обозначения нанесен типографским способом на титульный лист паспорта СИКГ, а также методом гравировки на маркировочную табличку, закрепленную на раме СИКГ.

Конструкция СИКГ не предусматривает нанесение знака поверки.

Пломбирование СИКГ не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ обеспечивает реализацию функций СИКГ. Защита ПО СИКГ от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем аутентификации (введением пароля), ограничением свободного доступа к цифровым интерфейсам связи, идентификации: отображения на информационном дисплее СИКГ структуры идентификационных данных, содержащей наименование, номер версии и цифровой идентификатор ПО.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки) ПО СИКГ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	4069091340
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, $м^3/ч$	от 23,4 до 1439,7
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКГ при измерении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, %	±5,0

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Объемный расход газа в рабочих условиях, $м^3/ч$	от 5,00 до 211,95
Абсолютное давление газа, МПа	от 0,5 до 0,6
Температура газа, °С	от -10 до +40
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды: а) в месте установки СИКГ, °С б) в термошкафу для СИ, °С в) в месте установки СОИ, °С – относительная влажность (без конденсации влаги), %, не более – атмосферное давление, кПа	 от -46 до +41 от +10 до +25 от +15 до +25 95 от 84,0 до 106,7
Примечание – Относительная влажность и атмосферное давление в месте установки СИ СИКГ должны соответствовать условиям эксплуатации, приведенным в описаниях типа и (или) эксплуатационных документах данных СИ.	

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров сухого отбензиненного газа на поддержание дежурного горения факелов (СИКГ-10) АО «НГПЗ»	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем сухого отбензиненного газа. Методика измерений системой измерений количества и параметров сухого отбензиненного газа на поддержание дежурного горения факелов (СИКГ-10) АО «НГПЗ», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0909/1-156-RA.RU.311459-2024.

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» (п. 6.5);

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа».

Изготовитель

Закрытое акционерное общество Научно-инженерный центр «ИНКОМСИСТЕМ» (ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»)
ИНН 1660002574
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, д. 17
Телефон: (843) 212-50-10
Факс: (843) 212-50-20
E-mail: mail@incomsystem.ru
Web-сайт: http://www.incomsystem.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП» (ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7
Телефон: (843) 214-20-98
Факс: (843) 227-40-10
E-mail: office@ooostp.ru
Web-сайт: http://www.ooostp.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» декабря 2024 г. № 3099

Регистрационный № 67442-17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-52, Самарская область, г. Тольятти, Южное шоссе, д. 4

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-52, Самарская область, г. Тольятти, Южное шоссе, д. 4 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

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), трансформаторы напряжения (ТН) и 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 баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, её обработку и хранение.

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. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

Передача информации от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 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 УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ более ±1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 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 ООО «Лента» Л-52, Самарская область, г. Тольятти, Южное шоссе, д. 4 наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 042 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
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 электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчики	УССВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	ТП № 531 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 4	ТОЛ-СЭЩ-10 Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Коэф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02	А1805RL-P4G-DW-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Активная	1,7	2,1
							Реактивная	2,6	4,0
2	ТП № 531 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 6	ТОЛ-СЭЩ-10 Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 Коэф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	А1805RL-P4G-DW-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	2,1
							Реактивная	2,6	4,0
3	РЩ-5 0,4 кВ МТС, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.63 Кл.т. 1,0/1,0 Рег. № 82236-21			Активная	1,0	3,0
							Реактивная	1,0	3,4
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 0,2·Iном; cosφ = 0,8инд.

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 УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в таблице 1. 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
1	2
Количество ИК	3
Нормальные условия:	
параметры сети:	
напряжение, % от Uном	от 95 до 105
сила тока, % от Iном	от 100 до 120
коэффициент мощности cosφ	0,9
частота, Гц	от 49,8 до 50,2
температура окружающей среды, °С	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
напряжение, % от Uном	от 90 до 110
сила тока, % от Iном	от 5 до 120
коэффициент мощности cosφ	от 0,5 до 1,0
частота, Гц	от 49,6 до 50,4
температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С	от -40 до +40
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от +5 до +35
температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
для счетчиков типа Альфа А1800:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типа СЭБ-1ТМ.04Т:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УССВ:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	74500
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для сервера:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1

Продолжение таблицы 3

1	2
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	 45 30 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 счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.

– журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике 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;
сервера.

– 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.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭБ-1ТМ.04Т	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	АСВЭ 146.00.000.042 ФО с Изменением № 1	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 ООО «Лента» Л-52, Самарская область, г. Тольятти, Южное шоссе, д. 4 для оптового рынка электроэнергии», 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.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учёт Проект» (ООО «АКУП»)
ИНН 7725743133
Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская наб., д. 8, стр. 29А
Телефон: (985) 343-55-07
E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ивановской области» (ФБУ «Ивановский ЦСМ»)
Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42
Телефон: (4932) 32-84-85
Факс: (4932) 41-60-79
E-mail: post@csm.ivanovo.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311781.

в части вносимых изменений

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 «25» декабря 2024 г. № 3099

Регистрационный № 69595-17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ключевая

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ключевая (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, каналообразующую 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 АУВП.411711.ФСК.РИК.008.08. 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
2	ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, ВЛ 35 кВ Ключевая - Рудник	ТГМ кл.т. 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 59982-15	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = 35000/100 рег. № 60002-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
3	ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, ВЛ 35 кВ Ключевая - Черняево	ТГМ кл.т. 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 59982-15	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = 35000/100 рег. № 60002-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
4	ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, ВЛ 35 кВ Ключевая - Чалганы	ТГМ кл.т. 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 59982-15	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = 35000/100 рег. № 60002-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
6	ЗРУ-10 кВ, 1С-10 кВ, яч.4	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 51198-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
7	ЗРУ-10 кВ, 2С-10 кВ, яч.14	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 20186-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
8	ЗРУ-10 кВ, 1С-10 кВ, яч.10	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 51198-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	ЗРУ-10 кВ, 1С-10 кВ, яч.12	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 51198-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
10	ЗРУ-10 кВ, 1С-10 кВ, яч.2	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 32139-06	НАМИ-10 У2 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 51198-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ЗРУ-10 кВ, 1С-10 кВ, яч.6	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 51198-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
14	ВЛ 220 кВ Ключевая - НПС-23	ТГМ кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 59982-15	НАМИ-220 У1 кл.т. 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-00	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
15	ОВ-220	SB 0,8 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 20951-08	НАМИ-220 У1 кл.т. 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-00	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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_{5\ \%}$	$\delta_{20\ \%}$	$\delta_{100\ \%}$
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
2 – 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
6, 8 – 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
7 (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
14, 15 (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
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\ \%}$	$\delta_{20\ \%}$	$\delta_{100\ \%}$
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
2 – 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
6, 8 – 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,0
7 (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
14, 15 (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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_{5\ \%}$	$\delta_{20\ \%}$	$\delta_{100\ \%}$
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
2 – 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
6, 8 – 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
7 (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
14, 15 (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
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\ \%}$	$\delta_{20\ \%}$	$\delta_{100\ \%}$
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
2 – 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
6, 8 – 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,4	2,4	1,7
	0,5	-	2,7	1,5	1,2
7 (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
14, 15 (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
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), (±Δ), с					5

Примечания

1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для cosφ=1,0 нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для cosφ<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
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии	 от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22
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(5) 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	 120000 72
УСПД RTU-325L: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 100000 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	ТГМ	12 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	8 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2 шт.
Трансформатор тока	SB 0,8	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10 У2	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 У1	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	11 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.008.01.008.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) ПС 220 кВ Ключевая». 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.

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А
Телефон: +7 (495) 710-93-33
Факс: +7 (495) 710-96-55

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Факс: +7 (499) 124-99-96
E-mail: info@rostest.ru
Web-сайт: www.rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» декабря 2024 г. № 3099

Регистрационный № 80520-20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО «Квадра» (филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО «Квадра» (филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными объектами АО «Квадра» филиала ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация», сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

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

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

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) и измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики электрической энергии многофункциональные (далее - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе RTU-325 (рег. № 37288-08);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер баз данных (БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), программное обеспечение (ПО) «Альфа-ЦЕНТР» и каналообразующую аппаратуру.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- измерение 30-ти минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ);
- хранение информации о результатах измерений в специализированной базе данных по заданным критериям;
- передача информации о результатах измерений АО «АТС» и внешним пользователям;

- доступ к информации и передача ее в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ);

- диагностика и функционирование средств измерений, технических и программных средств АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются ТТ и ТН в аналоговые сигналы, которые по проводным линиям измерительных цепей поступают на соответствующие входы счетчика. 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям связи с использованием интерфейса RS-485 на сервер, а также отображение информации на подключенных к УСПД автоматизированных рабочих местах.

На 3-ем уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации: вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН; формирование и хранение поступающей информации; оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергии. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи. Архивы информации о результатах измерений приращений потребленной электроэнергии хранятся не менее 5 лет.

Коммерческая информация, передаваемая внешним пользователям, отражает результаты потребления электроэнергии по ИК за интервал времени 30 мин. Передача информации происходит в электронном виде макета 80020 в формате XML.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ с национальной шкалой времени UTC (SU) с помощью приема сигналов от навигационной системы ГЛОНАСС/GPS УССВ на базе УССВ-2 (рег. № 54074-13), имеющего погрешность синхронизации с национальной шкалой времени UTC (SU) ±1 мкс. Синхронизация внутренних часов УСПД и сервера БД происходит автоматически при расхождении со шкалой времени УССВ более чем на ±2 с не реже 1 раза в час. УСПД обеспечивает автоматический контроль достоверности передаваемой информации по каналу связи со счетчиком и автоматическую проверку работоспособности счетчиков с самотестированием с записью в журнале событий УСПД. В процессе сбора информации от счетчиков с периодичностью не реже 1 раз в час УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках и, в случае расхождения более чем на ±2 с, автоматически выполняет синхронизацию.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. Заводской номер 01 указывается в формуляре-паспорте на АИИС КУЭ типографским способом. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в формуляре-паспорте на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

ПО АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР».

ПО является метрологически значимым.

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 каналов передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведены в таблице 1. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, приведенные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии ПО и цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма), которые отображаются на мониторе при запуске программы.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SE 3.01.03.01
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав ИК

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/ УССВ/ Сервер
1	2	3	4	5	6
Белгородская ТЭЦ					
2	ГРУ 6 кВ БТЭЦ ПП «Белгородская ТЭЦ» яч.20 (Трансформатор связи Т2)	ТПОЛ-10 КТ 0,5 1500/5 рег. № 1261-08	НОЛ.08.6.УХЛ3К Т 0,5 6000/100 рег. № 9219-83	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07	RTU-325 рег. № 37288-08, УССВ-2 рег. № 54074-13, Window 2003 Server
74	БТЭЦ ЭВ-110 ВЛ-110 «Фрунзенская»	В65-СТ КТ 0,2S 600/1 рег. № 46841-11	UMP 145 КТ 0,2 110000:√3/100:√3 рег. № 48448-11		
75	БТЭЦ ЭВ-110 ВЛ-110 «Белгород»				
76	БТЭЦ ЭВ-110 Т3				
77	БТЭЦ ЭВ-110 Т4				
78	Белгородская ТЭЦ, ГРУ-1 10кВ, яч.2, ЭВ-10 Г-1	ТЛП-10 исп. ТЛП-10-1 КТ 0,2S 3000/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛП КТ 0,5 10500:√3/100:√3 рег. № 23544-07		
80	Белгородская ТЭЦ, ГРУ-2, 10кВ, яч.2, ЭВ-10 Г-2				

ГТУ ТЭЦ «ЛУЧ»					
60	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Ввод№1 ЛЭП 110кВ Черемошное-110	TG 145 КТ 0,2S 600/1 рег. № 15651-12	СРА 72-550 модиф. СРА 123, КТ 0,2 110000:√3/100:√3 рег. № 15852-06	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07	RTU-325 рег. № 37288-08, УССВ-2 рег. № 54074-13, Window 2003 Server
61	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Ввод№2 ЛЭП 110 кВ Черемошное-110				
62	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Ввод №1 ЛЭП 110 кВ Белгород-330				
63	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Ввод №2 ЛЭП 110 кВ Белгород-330				
64	ПС ГТУ ТЭЦ Луч ЛЭП 1 10 кВ Дубовое-110	ТОЛ-10-1 КТ 0,2S 1000/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 исп. ЗНОЛ.06-10 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 рег. № 3344-08	ЕвроАльфа ЕА02 КТ 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
65	ПС ГТУ ТЭЦ Луч ЛЭП 2 10 кВ Дубовое-110				
66	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Генератор 1 (10кВ)	ТЛШ-10 КТ 0,5 3000/5 рег. № 11077-07	ЗНОЛ.06 исп. ЗНОЛ.06-10 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 рег. № 3344-08	ЕвроАльфа ЕА02 КТ 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
67	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Генератор 2 (10кВ)				

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

Номера ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, (±δ), %	Границы относительной погрешности в рабочих условиях, (±δ), %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTG(SU), с
1	2	3	4	5
2	Активная	1,3	1,8	±5
	Реактивная	2,4	3,6	
60-63	Активная	0,6	0,9	
	Реактивная	2,2	3,3	
64, 65	Активная	0,6	0.8	
	Реактивная	2,5	3,7	
66, 67	Активная	0,9	1,3	
	Реактивная	1,9	2,8	
74-78, 80	Активная	1,1	1,5	
	Реактивная	2,2	3,3	

Примечания:
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности P=0,95.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	15
Начальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cos φ - температура окружающей среды, °С	 от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от 21 до 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cos φ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчётчиков, °С	 от 90 до 110 от 5 до 120 $0,5_{инд}$ до $0,8_{ёмк}$ от -20 до +35 от +10 до +30

1	2
Надёжность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчётчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 80000 2 100000 1 50000 1
Глубина хранения информации: Электросчётчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации средств измерений, лет, не менее	 45 5 45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор напряжения	НОЛ.08.6.УХЛ3	1
Трансформатор напряжения	UMP 145	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	2
Трансформатор напряжения	CPA 72-550 модиф. CPA 123	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06 исп. ЗНОЛ ЗНОЛ.06-10	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1
Трансформатор тока измерительный	В65-СТ	4
Трансформатор тока	ТЛП-10 исп. ТЛП-10-1	2
Трансформатор тока	TG 145	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	2
Трансформатор тока	ТЛШ-10	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАльфа	15
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	Window 2003 Server	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.
Методика поверки	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО «Квадра» (филиал ПАО «Квадра»-«Белгородская генерация»)», аттестованной ФБУ «Липецкий ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312081.

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.

Изготовитель

Акционерное общество «Квадра – Генерирующая компания» (АО «Квадра»), филиал АО «Квадра» «Белгородская генерация»
ИНН 6829012680
Юридический адрес: 119017, г. Москва, вн.тер.г. Муниципальный округ Якиманка, ул. Большая Ордынка, д. 40, стр. 1
Почтовый адрес: 308009, Белгородская обл., Г.О. г. Белгород, г. Белгород, ул. Северо-Донецкая, д. 2
Тел.: (4722)-24-64-59, факс: (4722)-53-16-22
E-mail: belgorod@belgorod.quadra.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Липецкой области» (ФБУ«Липецкий ЦСМ»)
Адрес: 398017, г. Липецк, ул. И.Г. Гришина, д. 9а
Телефон: (4742) 567-444
E-mail: lcsm@lcsm.ru
уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311563.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» декабря 2024 г. № 3099

Регистрационный № 82311-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти №223 ПСП «Набережные Челны» ПАО «Татнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №223 ПСП «Набережные Челны» ПАО «Татнефть» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто нефти, определения показателей качества нефти и вычислений массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти по результатам измерений:

– объёма нефти с помощью преобразователей расхода (ПР), давления и температуры;

– плотности нефти с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры или в лаборатории.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ), блока стационарной поверочной установки (ПУ), узла подключения передвижной ПУ.

БИЛ состоит из двух рабочих и одной резервной измерительных линий (ИЛ).

БИК выполняет функции определения текущих показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 (далее по тексту – ИВК, основной и резервный), осуществляющие измерение и преобразование входных электрических сигналов, поступающих от измерительных преобразователей, в значения величин; два автоматизированных рабочих места оператора с комплексом программного обеспечения (ПО) «ФОРВАРД PRO» (далее по тексту – АРМ оператора, основное и резервное), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

Стационарная ПУ предназначена для проведения поверки ПР на ИЛ, а также проведения контроля метрологических характеристик (КМХ) в интервале между поверками ПР.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки, контроля метрологических характеристик ПР и проведения поверки стационарной ПУ по передвижной ПУ.

В состав СИКН входят следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – регистрационный №)), приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень СИ

Наименование и тип средств измерений	Регистрационный №
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	16128-01
Преобразователи давления измерительные КМ35	71088-18
Датчики давления серии I/A	15863-02
Датчики давления I/A	15863-07, 15863-08
Датчик давления типа КМ35	56680-14
Датчики температуры 644, 3144P	39539-08
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01, 22257-11
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13, 69487-17
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Преобразователи измерительные 644	14683-04
Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P	56381-14
Датчики температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P	63889-16
Преобразователи измерительные RTT20	20248-00
Датчики температуры модели RTT20	54693-13
Датчики температуры TMT142R	63821-16
Датчики температуры TMT142R	67337-17
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01, 52638-13
Преобразователи плотности и расхода CDM	63515-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01, 14557-05, 14557-15
Преобразователи плотности и вязкости измерительные модели 7827	15642-96
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827	15642-01, 15642-06
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07	75139-19

Кроме СИ, перечисленных в таблице 1, в состав СИКН входят показывающие СИ давления и температуры, СИ объема нефти в БИК, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

– автоматизированное измерение массы брутто нефти (т) и объемного расхода нефти ($м^3$/ч) в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти;

– автоматическое измерение объемного влагосодержания (%), плотности (кг/$м^3$), вязкости (сСт), температуры (°С) и давления (МПа) нефти;

– вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;

– поверка и КМХ ПР по стационарной или передвижной ПУ;

– поверка стационарной ПУ по передвижной ПУ;

– регистрация и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;

– защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Заводской номер наносится ударным способом на табличку блока СИКН.

Программное обеспечение

СИКН обеспечивает выполнение функций СИКН и реализовано в АРМ оператора и ИВК. Идентификационные данные ПО АРМ оператора и ИВК приведены в таблицах 2 и 3 соответственно.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll
Номер версии ПО (идентификационный номер ПО)	4.0.0.2	4.0.0.4	4.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	1D7C7BA0	E0881512	96ED4C9B
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32		

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	PX.7000.01.09
Цифровой идентификатор ПО	1B8C4675
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч ($м^3$/ч)	от 205,2 до 564,2 (от 240,0 до 620,0)
Пределы допускаемой относительной погрешности: - измерений массы брутто нефти, % - измерений массы нетто нефти, %	 ±0,25 ±0,35

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: - плотность, кг/м^3 - давление, МПа - температура, °С - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм^3, не более - содержание свободного газа, %, не более - вязкость кинематическая при 20 °С, мм^2/с, не более - давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	 от 855 до 910 от 0,21 до 0,65 от +5 до +30 0,5 0,05 100 отсутствует 30 66,7 (500)
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	 380±38; 220±22 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - блок измерительных линий - блок измерений показателей качества нефти - система сбора и обработки информации - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	 от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +35 95 от 84,0 до 106,7
Режим работы СИКН	непрерывный

Таблица 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	20 000

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти №223 ПСП «Набережные Челны» ПАО «Татнефть», зав. № 62Б	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе МИ 55-2023 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 223 ПСП «Набережные Челны» ПАО «Татнефть», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2023.46777.

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» (п. 6.1.1).

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина (ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина)
ИНН 1644003838
Юридический адрес: 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Нефтеавтоматика» (ОАО «Нефтеавтоматика») (СИКН изготовлена в 2005 г.)
ИНН 0278005403
Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.