

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 34

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 34 (далее – СИКН) предназначена для автоматического измерения массы нефтепродуктов и контроля показателей качества при сдаче нефтепродуктов на ПК «Шесхарис» АО «Черномортранснефть».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефтепродуктов. Выходные сигналы преобразователей расхода турбинных, преобразователей температуры, давления, плотности по линиям связи поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефтепродуктов по реализованному в нем алгоритму.

СИКН имеет заводской номер 33/21.

В состав СИКН входят:

- блок измерительных линий (далее – БИЛ), состоящий из входного и выходного коллекторов, трех рабочих измерительных линий (далее – ИЛ) и одной контрольно-резервной;
- блок измерений показателей качества (далее – БИК);
- поверочная установка;
- система сбора и обработки информации (далее – СОИ).

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

В состав СИКН входят средства измерений (далее – СИ), приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – СИ, входящие в состав СИКН

Наименование СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода турбинные НТМ (далее – ТПР)	56812-14
Датчики давления Метран-150	32854-13
Датчики температуры ТМТ142R	63821-16
Преобразователи давления измерительные FCX-АП и FCX-СП	53147-13
Преобразователи плотности и расхода CDM (далее – ПП)	63515-16
Преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7847 (модель 7835)	15644-06
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17
Влагомер нефти поточный УДВН-2п	77816-20
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм*	14557-15 14557-10
* применяется только при значении температуры нефтепродукта в БИК не менее +5 °С	

В состав СИКН входят показывающие СИ давления и температуры утвержденных типов. В БИК установлен расходомер для контроля выполнения условий изокINETичности пробоотбора.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массы нефтепродуктов косвенным методом динамических измерений за установленные интервалы времени в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления нефтепродуктов;
- автоматические измерения параметров качества нефтепродуктов;
- контроль метрологических характеристик ТПР по контрольно-резервному ТПР в автоматизированном режиме;
- контроль метрологических характеристик ТПР и поверку ТПР с применением стационарной или передвижной поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб нефтепродуктов в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование и печать отчетных документов;
- дистанционное управление режимами работы запорной и регулирующей арматуры, насосами и другим оборудованием;
- контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на результат измерения СИКН;
- автоматическое контролирование, индикация, сигнализация предельных значений параметров.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на информационную табличку, установленную на площадке СИКН, представленную на рисунке 2. Формат нанесения заводского номера – буквенно-цифровой.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.



Рисунок 2 – Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и АРМ оператора.

ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

Защита ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.14.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	9319307D
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7.14.3
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	17D43552
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.18
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	5FD2677A
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.20
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	CB6B884C
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.11
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	116E8FC5

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.28
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	3836BADF
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4EF156E4
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.6
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4D07BD66
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.5
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	D19D9225
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.4
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	3A4CE55B
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	E56EAB1E
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.12
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	23F21EA1
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.17
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	71C65879
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.14.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	62C75A03
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	B8DF3368
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	F3B1C494

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	232DDC3F
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	6A8CF172
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.14
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	32D8262B
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	F70067AC
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	35DD379D
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	9F5CD8E8
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.2
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	5C9E0FFE
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	AB567359
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.34
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	ED6637F5
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.33
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	8D37552D
Примечания:	
1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИБК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе.	
2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефтепродукта через СИКН, м ³ /ч	от 400 до 4800*
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	±0,25
* – указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Давление на входе в СИКН, МПа: - минимально допускаемое - максимально допускаемое	0,3 1,6
Измеряемая среда	нефтепродукты
Вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 0,2 до 6,0
Плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 806 до 905
Температура перекачиваемого нефтепродукта, °С - минимальная - максимальная	-5 +35
Режим работы СИКН	периодический
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380, трехфазное 220±22, однофазное 50
Условия эксплуатации: – диапазон температуры окружающего воздуха, °С	от -28 до +45

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 34	—	1
Комплект эксплуатационной документации	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 34 ПК «Шесхарис» АО «Черномортранснефть», регистрационный номер в ФИФОЕИ ФР 1.29.2023.46590.

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. 6.3.1);

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

Правообладатель

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)

ИНН 2315072242

Юридический адрес: 353902, Краснодарский край, г.о. город Новороссийск,
г. Новороссийск, ш. Сухумское, д. 85, к. 1

Изготовитель

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)

ИНН 2315072242

Адрес: 353902, Краснодарский край, городской округ город Новороссийск,
г. Новороссийск, ш. Сухумское, д. 85, к. 1

Телефон: +7(8617) 64-57-40

E-mail: chtn@nvr.transneft.ru

Web-сайт: www.chernomor.transneft.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)

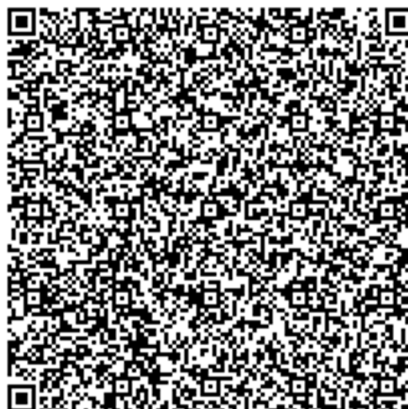
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

Телефон: (495) 950-87-00

E-mail: TAM@transneft.ru

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1228

Регистрационный № 95718-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Арчеда

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Арчеда (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних

значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

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

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

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 691. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Арчеда - Иловля-2	ТГФМ-220 кл.т 0,2S Ктт = 500/5 рег. № 52260-12	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14626-95	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Арчеда – Стальзавод № 2	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52261-12	НКФ 110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 80014-20	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
3	ВЛ 110 кВ Арчеда- Заводская №3 (ВЛ 110 кВ Заводская-3)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52261-12	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 26452-06; НКФ 110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 80014-20	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ВЛ 110 кВ Арчеда- Заводская №4 (ВЛ 110 кВ Заводская-4)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80014-20	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07	СТБ-01 рег. № 49933-12
5	ВЛ 110 кВ Арчеда – Теркинская с отпайкой на ПС Клетская Почта (ВЛ 110 кВ №519)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 500/5 рег. № 52261-12	НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80014-20	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
6	ВЛ 110 кВ Арчеда – Михайловская №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ №554)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 500/5 рег. № 52261-12	НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80014-20	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
7	Лин. 10 кВ № 6	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 750/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
8	ВЛ 10 кВ № 7	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 500/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
9	Лин. 10 кВ № 14	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 500/5 рег. № 25433-11	НТМИ кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 93024-24	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Примечания

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

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 3

Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с	5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	70000 72 55000 10000

Продолжение таблицы 4

1	2
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 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 титульный лист формуляра 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 шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110	15
Трансформатор тока	ТГФМ-220	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	9
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57	4
Трансформатор напряжения	НКФ-110	2
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформатор напряжения	НТМИ	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	9
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1
Комплекс измерительно- вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.ОРЭМ.Ю.П2200079.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Арчеда», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

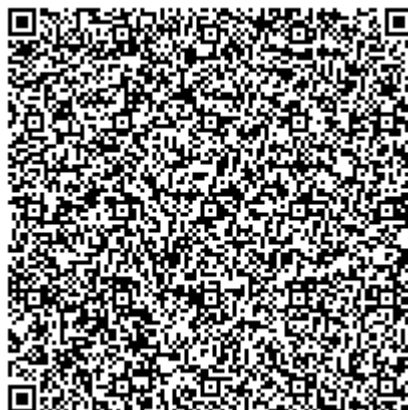
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

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

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул.Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207
Телефон: +7 (495) 109-09-22
E-mail: info@enertest.ru
Web-сайт: www.enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1228

Регистрационный № 95719-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Волжская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Волжская (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 703. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ Волжская – ЛПК №1 (ВЛ 110 кВ №201)	ТФЗМ 110Б кл.т 0,2S Ктт = 800/5 рег. № 71954-18	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Волжская ТЭЦ-2 – Волжская №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ №203)	ТФЗМ 110Б кл.т 0,2S Ктт = 800/5 рег. № 71954-18	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
3	ВЛ 110 кВ Волжская – Тяговая Ж.Д. (ВЛ 110 кВ №211)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 800/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
4	ВЛ 110 кВ Волжская ТЭЦ – Волжская №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ №261)	ТФЗМ-110Б-ІУ1 кл.т 0,5 Ктт = 800/5 рег. № 2793-88	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 110 кВ Волжская ТЭЦ – Волжская №3 (ВЛ 110 кВ №263)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ВЛ 110 кВ Волжская – Латекс с отпайками (ВЛ 110 кВ №267)	ТФЗМ 110Б кл.т 0,2S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 71954-18	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
7	ОВ-110	ТФЗМ 110Б кл.т 0,5 К _{ТТ} = 800/5 рег. № 86004-22	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
8	10Л-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 750/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
9	12Л-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 750/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
10	13Л-Волжская-6	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 16687-97	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

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			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1-3, 5-6 (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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
4, 7 (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
8-10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3, 5-6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
4, 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
8-10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	3,9	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3, 5-6 (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
4, 7 (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
8-10 (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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3, 5-6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
4, 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
8-10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - 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

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	70000 72 55000 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 титульный лист формуляра 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 шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока климатического исполнения VI, ХЛ1	ТФЗМ-110Б-ІУ1	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	7
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б	12
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	10
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1
Комплекс измерительно- вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.ОРЭМ.Ю.П2200075.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Волжская», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

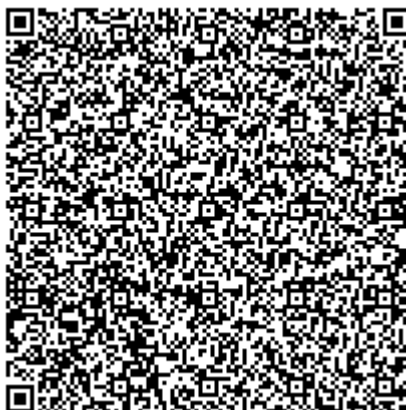
Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

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

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул.Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207
Телефон: +7 (495) 109-09-22
E-mail: info@enertest.ru
Web-сайт: www.enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1228

Регистрационный № 95702-25

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические с понтоном РВСП-4950

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические с понтоном РВСП-4950 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема, а также приема, хранения и отпуска нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой металлические сосуды в форме вертикального цилиндра, со стационарной крышей, с понтоном. На боковых стенках и крышах предусмотрены люки-лазы для обслуживания резервуаров, а также смотровые, монтажные и замерные люки. Днища резервуаров металлические. Резервуары снабжены лестницами для доступа на крыши.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему нефтепродукта согласно градуировочной таблице резервуара.

Погрузка и выгрузка нефтепродуктов производится закрытым способом. Трубы для подвода и отвода нефтепродукта имеют запорную арматуру, препятствующую самопроизвольному изменению уровня жидкости.

Заводские номера, состоящие из двух арабских цифр, нанесены аэрографическим способом на стенки резервуаров, в доступном для обозрения месте. Способ нанесения заводских номеров на стенках резервуаров обеспечивает возможность прочтения информации и ее сохранность в процессе эксплуатации резервуаров.

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические с понтоном РВСП-4950, заводские №№ 44, 45, 46 установлены на территории общества с ограниченной ответственностью «Ильский НПЗ им. А.А. Шамара», по адресу: 353232, Краснодарский край, Северский район, поселок городского типа Ильский, территория 55 – км автодороги Краснодар – Новороссийск.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено. Нанесение знака поверки на средства измерений не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке (при наличии), оформляемое по результатам поверки каждого из резервуаров.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – общий вид резервуаров стальных вертикальных цилиндрических с понтонем РВСп-4950, заводские №№ 44, 45, 46

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Заводской номер	44	45	46
Номинальная вместимость, м ³	4950, 0		
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	0,15		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Заводской номер	44	45	46
условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +40 от 84,0 до 106,7		
Средний срок службы, лет, не менее	25		

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта каждого из резервуаров печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический с понтоном	РВСп – 4950	3 шт.
Паспорт на резервуар стальной вертикальный цилиндрический с понтоном	-	3 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в п. 1.7 паспорта на каждый из резервуаров.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

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

Правообладатель

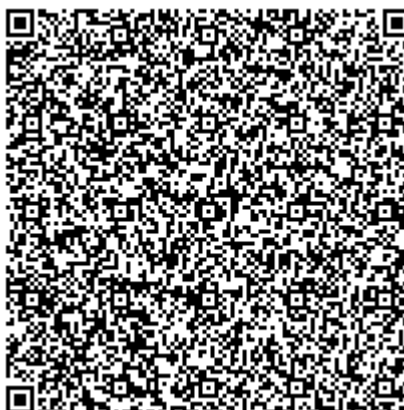
Открытое акционерное общество «Резметкон» (ОАО «Резметкон»)
ИНН 6141004383
Юридический адрес: 346882, Ростовская обл., г. Батайск, ул. Энгельса, д. 347

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Резметкон» (ОАО «Резметкон»)
ИНН 6141004383
Адрес: 346882, Ростовская обл., г. Батайск, ул. Энгельса, д. 347

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический центр+»
(ООО «МЦ+»)
Адрес: 665816, Иркутская обл., г. Ангарск, 33-й мкр., д. 1, помещ. 155
Тел./факс: 8 (3955) 68-05-77
E-mail: metrolog.irk@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314732.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1228

Регистрационный № 95703-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Граммометры часового типа Г

Назначение средства измерений

Граммометры часового типа Г (далее — средство измерений) предназначены для измерений силы нажатия или отрыва пружин, контактов в различных механизмах, установках и приборах.

Описание средства измерений

К настоящему типу средства измерений относятся граммометры следующих модификаций: Г-0,6 заводской номер 10; Г-1,5 заводской номер 383; Г-3,0 заводской номер 20.

Средство измерений представляет собой механизм, состоящий из вращающегося зубчатого сектора, который связан с трибкой. На одном конце трибки зафиксирован указатель-стрелка, а на противоположном - пружина, которая применяется для того, чтобы выбирать боковой зазор в зубчатом зацеплении сектора. В качестве основного элемента, обеспечивающего возможность определить величину усилия, используется пружина.

Принцип действия средства измерений основан на преобразовании измеряемого усилия, действующего на щуп, в упругую деформацию плоской пружины, жесткость которой выбирается в зависимости от модификации граммометра (т.е. от верхнего предела измерений).

Результаты измерений определяются по шкале.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится на циферблат перманентным нестираемым маркером в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр.

Ограничение доступа к узлам настройки (регулировки) осуществляется путем нанесения мастичной пломбы с изображением знака поверки на один винт крепления задней крышки корпуса.

Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера и места пломбировки от несанкционированного доступа, представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера и места пломбировки от несанкционированного доступа

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений силы, Н - модификация Г-0,6 - модификация Г-1,5 - модификация Г-3,0	от 0,1 до 0,6 от 0,25 до 1,5 от 0,5 до 3,0
Цена деления шкалы, Н - модификация Г-0,6 - модификации Г-1,5 и Г-3,0	0,01 0,05
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений силы, % от верхнего предела измерений	± 4

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более - длина - ширина - высота	60 50 22
Масса, г, не более	100
Длина щупа, мм, не более	27,5
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от +10 до +30 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта Са4.046.000 ПС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Граммометр	Г	1 шт.
Футляр	-	1 шт.
Паспорт	Са4.046.000 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 4 «Устройство и порядок работы» и 6 «Указание по калибровке» паспорта Са4.046.000 ПС.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Локальная поверочная схема.

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Завод «Старорусприбор»
(ОАО «Завод «Старорусприбор»)
ИНН 5322014938
Юридический адрес: 175200, Новгородская обл., г. Старая Русса, ул. Минеральная, д. 24

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Завод «Старорусприбор»
(ОАО «Завод «Старорусприбор»)
ИНН 5322014938
Адрес: 175200, Новгородская обл., г. Старая Русса, ул. Минеральная, д. 24

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии - Ростест» (ФБУ «НИЦ ПМ-Ростест»)

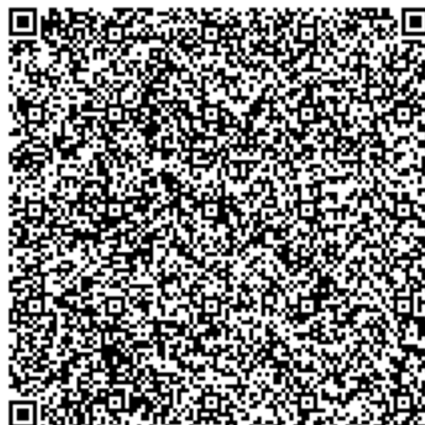
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7(495) 544-00-00

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 «19» июня 2025 г. № 1228

Регистрационный № 95704-25

Лист № 1
Всего листов 33

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Краснодарнефтегаз» (3 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Краснодарнефтегаз» (3 очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение 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.

Дополнительно сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в том числе в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ.

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов передается на АРМ энергосбытовой организации.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает коррекцию часов компонентов АИИС КУЭ по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при наличии расхождения.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется 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 АИИС КУЭ не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПК	Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПК	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПК	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПК	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ/Сервер		Границы допускаемой основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	ПС 35 кВ Ахтырская, КРУН-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.2, ввод 6 кВ Т-1	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 35 кВ Ахтырская, КРУН-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.17, ввод 6 кВ Т-1	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 70106-17	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,3$
						реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 5,6$
2	ПС 35 кВ Ахтырская, КРУН-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.17, ввод 6 кВ Т-2	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 70106-17	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН-Краснодарн ефтегаз»	активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,3$
						реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 5,6$
3	ВЛ-6 кВ Хл-234, Оп. 38, ПКУЭ-6 кВ Ах-31-1	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,2$
						реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 5,6$
4	ПС 35 кВ Ахтырская, КРУН-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.5, ВЛ-6 кВ Ах-39п	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,2$
						реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 5,6$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 35 кВ Ахтырская, КРУН-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.8, ВЛ-6 кВ Ах-35п	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 70106-17	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН- Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,2	±3,3
6	ВЛ-6 кВ Ах- 312, отпайка в сторону ТП-6 кВ Ах-312-4п, Оп. 50, ПКУЭ-6 кВ, Ах- 312-1	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 30/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
7	ВРЩ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ Ф-1 ТП-6 кВ Ах-31- 2	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5
8	ВРЩ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ Ф-2 ТП-6 кВ Ах-31- 2	ТШ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 67928-17	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5
9	ТП-6 кВ Ах- 312-3, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5
10	РП-6 кВ Ах-31, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.9, ВЛ-6 кВ Ах-311	ТПОЛ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47958-16	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,3 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ТП-6 кВ Ах-35-2л, РЩ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 67928-17	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН-Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,0	±3,2
12	ВЛ-6 кВ Бг-34, отпайка в сторону ТП-6 кВ Бг-34-1, Оп. 5, ПКУЭ-6 кВ Бг-34-1	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,2 ±5,6
13	ВЛ-6 кВ Ах-32, отпайка №1, Оп. 1-12а, ПКУЭ-6 кВ Ах-32-1	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
14	РП-6 кВ Ах-32, РУ-6 кВ, яч.1, ВЛ-6 кВ Ах-32	ТОЛ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47959-16	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
15	ПС 35 кВ Бугундырь, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.2, ввод 6 кВ Т-1	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 54717-13	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±5,5
16	ПС 35 кВ Бугундырь, ввод 0,4 кВ ТСН-1	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,0 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ПС 35 кВ Бугундырь, РУ-6 кВ, 2СПШ 6 кВ, яч.12, ввод 6 кВ Т-2	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 54717-13	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН-Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,0	±3,2
18	ПС 35 кВ Бугундырь, ввод 0,4 кВ ТСН-2	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		реактивная	±2,6	±5,5
19	1 ВЩУ-0,4 кВ, отпайка ВЛ-0,4 кВ Ф.1 ТП-6 кВ 160 кВА Бг-363-3 в сторону ЭПУ-0,4 кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,1	±3,0
20	2 ВЩУ-0,4 кВ, отпайка ВЛ-0,4 кВ Ф.1 ТП-6 кВ 160 кВА Бг-363-3 в сторону ЭПУ-0,4 кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		реактивная	±2,4	±5,7
21	ВЛ-6 кВ Бг-364, отпайка в сторону ТП-6 кВ Бг-364-5п, ПКУЭ-6 кВ Бг-364-1	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 10/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,4	±5,7
						активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	ПС 35 кВ Абинская, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.2, ВЛ-6 кВ Аб-49п	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН- Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,2	±3,2
23	ПС 35 кВ Абинская, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.14, ВЛ-6 кВ Аб-41п	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,8	±5,6
24	ВЩУ-0,22 кВ, ВЛ-0,4 кВ Ф.5 ТП-6 кВ Аб-41- 3	-	-	СЭБ-1ТМ.03Т.03 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75679-19		активная	±1,1	±3,0
25	ВЛ-6 кВ Аб- 41п, отпайка в сторону КТП-6 кВ Аб-41-5п, КТП-6 кВ Аб- 41-12п, Оп. 1- 2/а, ПКУЭ-6 кВ Аб-41-1	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
26	ВЛ-6 кВ Аб- 41п, отпайка в сторону МТП-6 кВ Аб-41-7п, Оп. 4/1, ПКУЭ-6 кВ Аб- 41-4	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 15/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	ВЛ-6 кВ Аб-41п, отпайка в сторону КТП-6 кВ Аб-41-10п, Оп. 73а, ПКУЭ-6 кВ Аб-41-2	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 5/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН-Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,2	±3,3
28	ПС 35 кВ Нефтяная, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.9, ВЛ-6 кВ Нф-43	ТПОЛ Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47958-16	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,3
29	ПС 35 кВ Нефтяная, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.10, ВЛ-6 кВ Нф-42	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 71808-18	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,6	±5,5
30	ПС 35 кВ Нефтяная, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.11, ВЛ-6 кВ Нф-41	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 71808-18	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,3
31	ПС 35 кВ Восточная, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.3, ВЛ-6 кВ Вс-82	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 30/5 Рег. № 70106-17	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		реактивная	±2,6	±5,5
32	ПС 35 кВ Восточная, РУ-6 кВ, 3СШ 6 кВ, яч.8, ВЛ-6 кВ Вс-84	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,6	±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
33	ВЛ-6 кВ Вс-84, Оп. 80, ПКУЭ-6 кВ Вс-84-1	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 51676-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН- Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,2	±3,2
34	ВЛ-6 кВ Нф-41, ПКУЭ-6 кВ Нф- 41-1	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
35	ПП-13 6 кВ, ПКУЭ-6 кВ Нф- 43-1	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,8	±5,6
36	ЗРУ-6 кВ № 420п НПС Смоленская, 1СШ 6 кВ, ввод 6 кВ №1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±3,3
37	ЗРУ-6 кВ № 420п НПС Смоленская, 2СШ 6 кВ, ввод 6 кВ №2	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		реактивная	±2,8	±5,6
38	ТП-6 кВ Аф-14- 10п, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 67928-17	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,0	±3,2
39	РП-6 кВ Аф-14, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.5, ВЛ-6 кВ Аф-143	ТПОЛ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47958-16	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,4	±5,5
						активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,6	±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
46	ВЦУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ Ф-3 от РУ-0,4 кВ ТП-6 кВ Дщ- 516-1п	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН- Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,1	±3,0
47	ТП-6 кВ Кл-54- 5п, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,4	±5,7
48	ВЛ-6 кВ Кл-54, отпайка в сторону ТП-6 кВ Кл-54-8п, ПКУЭ-6 кВ Кл- 54-4	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 10/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
49	ВЛ-6 кВ Кл-54, отпайка в сторону МТП-6 кВ Кл-54-2, ТП- 6 кВ Кл-54-3, ПКУЭ-6 кВ Кл- 54-1	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,2 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		реактивная	±2,8	±5,6
50	ВЛ-6 кВ Кл-54, отпайка в сторону ТП-6 кВ Кл-54-9п, ПКУЭ-6 кВ Кл- 54-5	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 20/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,6	±5,5
						активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
51	ВЛ-6 кВ Кл-54, отпайка в сторону БКТП-6 кВ Кл-54-6п, ПКУ-6 кВ Кл- 54б	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,2 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН- Краснодарн ефтегаз»	активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,3 ±5,5
52	ВЛ-6 кВ Кл-54, отпайка в сторону ТП-6 Кл-54-7п, ПКУЭ-6 кВ Кл- 54-2п	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,2 ±5,6
53	ВЛ-6 кВ Кл-53, отпайка в сторону ТП-6 кВ Кл-53-5п, ПКУЭ-6 кВ Кл- 53-3	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
54	ПС 35 кВ Ключевая, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.6, ввод 6 кВ Т-1	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 70106-17	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,3 ±5,5
55	ПС 35 кВ Ключевая, ввод 0,4 кВ ТСН-1	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,0 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
56	ПС 35 кВ Ключевая, РУ-6 кВ, 2СП 6 кВ, яч.17, ввод 6 кВ Т-2	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 70106-17	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН- Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,0	±3,3
57	ПС 35 кВ Ключевая, ввод 0,4 кВ ТСН-2	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		реактивная	±2,6	±5,5
58	ТП-6 кВ-25 Кл- 53-1, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,1	±3,0
59	ПП-27 6 кВ, ПКУЭ-6 кВ Кл- 53-2	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 10/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,4	±5,7
60	ТП-6 кВ Кл- 535-1, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТПШ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 67928-17	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,3
61	ТП-6 кВ Кл- 533-4, РУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 67928-17	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		реактивная	±2,8	±5,6
						активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5
						активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
62	ВЛ-6 кВ Кл-533п, отпайка в сторону ТП-6 кВ Кл-533-3п, Оп. 2-1а, ПКУЭ-6 кВ Кл-533-1	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 20/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН-Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,2	±3,3
				реактивная		реактивная	±2,8	±5,6
63	ВЩУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ Ф-2 от РУ-0,4 кВ ТП-6 кВ Кл-533-5	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,1	±3,0
				реактивная		реактивная	±2,4	±5,7
64	ВЩУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ от РУ-0,4 кВ ТП-6 кВ Кл-533-5	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,1	±3,0
				реактивная		реактивная	±2,4	±5,7
65	ВЛ-6 кВ фидер Кл-523п, Оп. 16, ЛВВ-6 ВЛ-6 кВ Кл-523	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН-Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,1	±3,0
				реактивная		реактивная	±2,7	±4,7
66	ВЩУ-0,4 кВ, ВЛИ-0,4 кВ Ф-2 от РУ-0,4 кВ ЗТП-6 кВ Кл-52-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,0	±3,2
				реактивная		реактивная	±2,4	±5,5
67	ПС 35 кВ 21-я Насосная, РУ-6 кВ, яч.4, ввод 6 кВ Т-1	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±3,3
				реактивная		реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
68	ПС 35 кВ 21-я Насосная, ввод 0,4 кВ ТСН	ТШП Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН- Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,0	±3,2
69	ВЩУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ Ф-2 от РУ-0,4 кВ ТП-6 кВ Нс-1-1	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,1	±3,0
70	ВЩУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ Ф-3 от РУ-0,4 кВ ТП-6 кВ Нс-1-1	-	-	СЭБ-1ТМ.03Т.03 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75679-19		реактивная	±2,4	±5,7
72	ВЛ-6 кВ Кл-524, ВЛ-6 кВ в сторону ПКУ-6 кВ Кл-524, Оп. 12а, ПКУ-6 кВ КЛ-524	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 5/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±3,2
73	ПС 35 кВ Юлия, КРУН-6 кВ, яч.1, ввод 6 кВ Т-1	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 58720-14	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		реактивная	±2,8	±5,6
74	ПС 35 кВ Юлия, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная	±0,9	±2,9
75	ВЛ-6 кВ Ю-1, Оп. 19, ПКУЭ-6 кВ Ю-1-2	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 20/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		реактивная	±2,4	±4,6
						активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,4	±5,7
						активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
76	ВЛ-6 кВ Ю-1, отпайка в сторону ТП-6 кВ Ю-1-14п, Оп. 21а, ПКУЭ- 6 кВ Ю-1-1	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 5/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН- Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,2	±3,3
77	ТП-6 кВ Ю-1- 10, ВЩУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ Ф-4	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 58385-14	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		реактивная	±2,8	±5,6
78	РП 6 кВ Ну-8, РУ-6 кВ, яч.1, ВЛ-6 кВ Ну-2	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 51623-12	НОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 54370-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±3,3
79	РП 6 кВ Ну-8, РУ-6 кВ, яч.3, ВЛ-6 кВ Ну-5	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 51623-12	НОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 54370-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		реактивная	±2,8	±5,6
80	РП 6 кВ Ну-8, РУ-6 кВ, яч.5, ВЛ-6 кВ Км-8	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 51623-12	НОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 54370-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±3,3
81	ВЩУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ Ф-1 от РЩ-0,4 кВ ТП-6 кВ Ну-81- 5	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		реактивная	±2,8	±5,6
						активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,4	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
82	ВЩУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ Ф-3 от РЩ-0,4 кВ ТП-6 кВ Ну-83- 5	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН- Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,1	±3,0
83	ВЩУ-0,4 кВ, отпайка ВЛ-0,4 кВ Ф.1 от РУ- 0,4 кВ МТП-6 кВ Ю-1-15 в сторону ЭПУ- 0,4 кВ ФХ Чеснокова В.Л.	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,0 ±5,7
84	ВЩУ-0,4 кВ, отпайка ВЛ-0,4 кВ Ф.1 от МТП- 6 кВ Ю-1-15 22 в сторону ЭПУ- 0,4 кВ Пушкарев О.В.	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,0 ±5,7
85	ТП-6 кВ Ну-81- 1п, ПКУЭ-6 кВ Ну-81-1, отпайка ВЛ-6 кВ Ну-81	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 20/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
86	ВЛ-6 кВ Гр-122, между Оп. 4а/1- 4а/2, ПКУЭ-6 кВ Гр-122-2	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
87	ПС Горка, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.17, ВЛ-6 кВ Гр-121	ТПЛ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47958-11	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН-Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,0	±3,2
88	ПС Горка, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.15, КЛ-6 кВ Гр-225	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±3,2
89	ВЛ-6 кВ Гр-121, Оп. 73, ПКУ-6 кВ Гр-121-1	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±3,2
90	1 ВЩУ-0,22 кВ Квартира № 1 гр. Белоусовой Н.И., Ввод 0,22 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.03Т.03 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75679-19		реактивная	±2,8	±5,6
91	2 ВЩУ-0,22 кВ Квартира № 2 гр. Гречко О.И., Ввод 0,22 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.03Т.03 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75679-19		активная	±1,1	±3,0
92	ПС 110 кВ Холмская, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ Хл-26	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 71808-18	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,4	±5,7
93	ПС 110 кВ Холмская, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ Хл-21	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 71808-18	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
94	ПС 110 кВ Холмская, РУ-6 кВ, 2СПШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ Хл-22	ТПЛ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН- Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,2	±3,2
95	ВЛ-6 кВ Хл-26, Оп. 3, ПКУЭ-6 кВ Хл-26-1	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
96	ТП-6 кВ Хл- 224-3п, ПКУЭ-6 кВ Хл-224-1, отпайка ВЛ-6 кВ Хл-224	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 10/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,3
97	ВРЩ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от Оп. 2/4 ВЛ-0,4 кВ Ф-1 ТП-6 кВ Хл-210-1	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,1	±3,0
98	РП 6 кВ Хл-21, РУ-6 кВ, яч.3, ВЛ-6 кВ Хл-211	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,4	±5,7
99	РП 6 кВ Хл-21, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТШП Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,3
100	ТП-6 кВ Хл- 211-2п, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 67928-17	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		реактивная	±2,8	±5,6
						активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
101	ТП-6 кВ Хл-211-10п, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТН Кл. т. 0,5 Ктт 250/5 Рег. № 58465-14	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН-Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,0	±3,1
102	ТП-6 кВ Хл-211-9п, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 67928-17	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,0	±3,2
103	РП 6 кВ Хл-22, РУ-6 кВ, ЗСШ 6 кВ, яч.6, ВЛ-6 кВ Хл-221	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1261-02	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,4	±5,5
104	ТП-6 кВ Хл-223-2п, ПКУЭ-6 кВ Хл-223-1, Р-182п, отпайка ВЛ-6 кВ Хл-223	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
105	ВЛ-6 кВ Хл-212, отпайка в сторону КРН-6 кВ №3п, ЛВВ-4 ВЛ-6 кВ Хл-212	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,8	±5,6
106	ПС 35 кВ Ильская, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.2, ВЛ-6 кВ Ил-52п	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 51623-12	НОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,0
107	КТП-6 кВ Ил-52-2п, РЩ-0,4 кВ, Ввод-0,4 кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		реактивная	±2,7	±4,7
						активная	±1,2	±3,2
						реактивная	±2,8	±5,6
						активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,4	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
108	ВЦУ-0,4 кВ, отпайка ВЛ-0,4 кВ Ф-2 от ТП-6 кВ Ил-521-2 в сторону х. Карский	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН- Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,1	±3,0
109	ВПУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ Ф-1 от ТП-6 кВ Ил- 521-2 в сторону х. Карский	ТПШ М-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 59924-15	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		реактивная	±2,4	±5,7
110	ВЛ-6 кВ Ил- 521, в сторону ТП-6 кВ Чм- 521-6, ПКУЭ-6 кВ Ил-521-1	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,3
111	ПС 35 кВ Черноморская, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.3, ВЛ-6 кВ Чм-525п	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 71808-18	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		реактивная	±2,8	±5,6
112	ПС 35 кВ Черноморская, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.11, ВЛ-6 кВ Чм-532п	ТПЛ Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 47958-16	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,6	±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
113	ВЛ-6 кВ ЧМ-533, отпайка в сторону ТП-6 кВ ЧМ-533-1п, ПКУЭ-6 кВ ЧМ-533-1	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 10/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН-Краснодарн ефтегаз»	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
114	ВЛ-6 кВ ЧМ-525п, отпайка в сторону ТП-6 кВ ЧМ-525-1п, ПКУЭ-6 кВ ЧМ-525-3	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 30/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
115	ВЛ-6 кВ ЧМ-525п, отпайка в сторону ТП-6 кВ ЧМ-525-2п, Оп. 16а, ПКУЭ-6 кВ ЧМ-525-4	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 10/5 Рег. № 51679-12; ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 10/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
116	ВЛ-6 кВ ЧМ-525п, ВЛ-6 кВ в сторону ТП-6 кВ ЧМ-525-10п, Оп. 5-20, ПКУЭ-6 кВ ЧМ-525-2	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
117	ВЛ-6 кВ Ил-521, отпайка в сторону ТП-6 кВ Ил-521-1п, Оп. 1/3а, ПКУЭ-6 кВ Ил-521-2	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 15/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН-Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,2	±3,3
118	ВЩУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ Ф-3 от КТП-6 кВ-100 ЧМ-525-3п	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,1	±3,0
119	ВЛ-6 кВ ЧМ-525п, отпайка в сторону ТП-6 кВ ЧМ-525-4п, ПКУЭ-6 кВ ЧМ-525-1	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 30/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
120	ПП-36 6 кВ, ПКУЭ-6 кВ ЧМ-532-1	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 20/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,8	±5,6
121	ВПУ-0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ Ф-1 ТП-6 кВ ЧМ-532-2 от Оп. 1/14	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 67928-17	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,0	±3,2
122	ВЩУ-0,22 кВ, ВЛ-0,22 кВ Ф-3 от ТП-6 кВ ЧМ-525-7п	-	-	СЭБ-1ТМ.04Т.01.00 Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 82236-21		реактивная	±2,4	±5,5
						активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±1,3	±3,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
123	ВЛ-10 кВ ПП-1, Оп. 4/1, ПКУЭ- 10 кВ ПП-1-1	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 10/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН- Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,2	±3,3
124	ВЛ-10 кВ ПП-3, Оп. 4/1, ПКУЭ- 10 кВ ПП-3-1	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 20/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,8	±5,6
125	ВЛ-10 кВ ПП-1, Оп. 3/1а, ПКУЭ- 10 кВ ПП-3-2	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 10/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,2 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,3
126	ВПУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ГГУ Гарбузовская от РУ-0,4 кВ ПС 35 кВ ПАОС НС-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,6	±5,5
127	ПС 110 кВ Набережная, РУ-10 кВ, ЗСШ 10 кВ, яч.Нб- 303, КЛ-10 кВ Нб-303	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,5
						активная	±1,2	±3,2
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
128	ПС 110 кВ Набережная, РУ-10 кВ, 4СШ 10 кВ, яч.Нб- 404, КЛ-10 кВ Нб-404	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН- Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,2	±3,2
129	ПС 35 кВ Николаевская, КРУН-10 кВ, яч.4, ввод 10 кВ Т-1	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 71808-18	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±3,3
130	ВЛ-10 кВ фидер (ЛС-3), ПКУЭ- 10 кВ Нк-51	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,2 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,6	±5,5
131	ВЛ-10 кВ фидер (МА-7), ПКУЭ- 10 кВ Нк-52	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,2
132	ВПУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от РУ-0,4 кВ ТП- 10 кВ НЛ-3- 1138 кВА	ТОП М-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 59924-15	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,8	±5,6
133	ПС 35 кВ Николаевская, КРУН-10 кВ, яч.7, ВЛ-10 кВ Нк-54п (НЛ-7)	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 71808-18	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,6	±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
134	ПС 35 кВ Николаевская, КРУН-10 кВ, яч.8, ВЛ-10 кВ Нк-55п (НЛ-9)	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 20/5 Рег. № 71808-18	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН- Краснодарн ефтегаз»	активная	±1,0	±3,3
135	ПС 35 кВ Николаевская, КРУН-10 кВ, яч.9, ВЛ-10 кВ Нк-56п (НЛ-11)	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 20/5 Рег. № 51679-12	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,6	±5,5
136	2ВЩУ 0,22 кВ, ВЛИ-0,22 кВ от оп. 2 ВЛ-0,4 кВ Ф-2 ТП-10 кВ Нк-53-5	-	-	СЭБ-1ТМ.03Т.03 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75679-19		активная	±1,1	±3,0
137	1ВЩУ 0,22 кВ, ВЛИ-0,22 кВ от оп. 3 ВЛ-0,4 кВ Ф-2 ТП-10 кВ Нк-53-5	-	-	СЭБ-1ТМ.03Т.03 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75679-19		реактивная	±2,4	±5,7
138	ПС 110 кВ Старотитаровск ая, РУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч.6, ВЛ-10 кВ Ст-2	ТЛК10-6 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±3,2
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
139	ВЛ-10 кВ НП-5, отпайка ВЛ-10 кВ к КТП 10 кВ НП-5-993П, КТП 10 кВ НП- 5-1006П, КТП- 10 кВ НП-5- 1110П, ПКУ-10 кВ НП-5 Морозовская	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН- Краснодарн ефтегаз»	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
140	ВЛ-6 кВ КУ-9, отпайка ВЛ-6 кВ КУ-9 к КТП 6 кВ КУ-9- 1191П, КТП 6 кВ КУ-9-1192П, КТП 6 кВ КУ-9- 1193П, ПКУ-6 кВ КУ-9	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,2 ±5,6
141	ВЛ-6 кВ Бг-111, Отп. ВЛ-6 кВ в сторону ТП-6 кВ Бг-111-1п (373п), ТП-6 кВ Бг-111-5п (374), Оп. 111, ПКУЭ- 6 кВ Бг-111-1	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 20/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
142	ВЛ-6 кВ Аб-41п, Отп. ВЛ-6 кВ в сторону ТП-6 кВ Аб-41-6п (430п), Оп. 142, ПКУЭ-6 кВ Аб-41-3	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 30/5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ Сервер ООО «РН- Краснодарн ефтегаз»	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
143	РП-6 кВ Ил-52, РУ-6 кВ, 3СШ 6 кВ, яч.2	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 71808-18	НАМИТ Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,3 ±5,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), (Δ), с							±5	

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05)$ $I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 70, 72 - 143 от $+10^{\circ}\text{C}$ до $+35^{\circ}\text{C}$.

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

5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденные типов.

6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	142
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +35 от +10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 2 35000 1 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
- Защищённость применяемых компонентов:
 - механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени в:
 - счетчиках (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
 - о состоянии средств измерений
 - о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
 - измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	46
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	29
Трансформатор тока	ТЛК-10	2
Трансформатор тока	Т-0,66	30
Трансформатор тока	ТШ-0,66	12
Трансформатор тока	ТПОЛ	6
Трансформатор тока	ТОЛ	2
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	24
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	38
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	15
Трансформатор тока	ТЛО-10	20
Трансформатор тока	ТЛП-10	2
Трансформатор тока	ТШП	6
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор тока	ТПЛ	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10У3	2
Трансформатор тока	ТТН	3
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТШП М-0,66 У3	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4
Трансформатор тока	ТОП М-0,66 У3	3
Трансформатор тока	ТЛК10-6	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ	16
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ	51
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ	69
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	9
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6	6
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-6	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	81
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.09	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	15
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.12	11
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	20
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭБ-1ТМ.03Т.03	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭБ-1ТМ.04Т.01.00	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ООО «РН-Краснодарнефтегаз»	-	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	ЭНПР.411711.218.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Краснодарнефтегаз» (3 очередь)», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Краснодарнефтегаз»
(ООО «РН-Краснодарнефтегаз»)

ИНН 2309095298

Адрес: 350000, г. Краснодар, ул. Кубанская Набережная, д. 47

Телефон: +7 (861) 201-63-36

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Энерго» (ООО «РН-Энерго»)

ИНН 7706525041

Адрес: 143440, Московская обл., г.о. Красногорск, пгт. Путилково, тер. Гринвуд, стр. 23, эт. 2, помещ. 129

Телефон: 7 (495) 777-47-42

Факс: 7 (499) 777-47-42

E-mail: rn-energo@rn-energo.ru

Web-сайт: www.rn-energo.ru

Испытательный центр

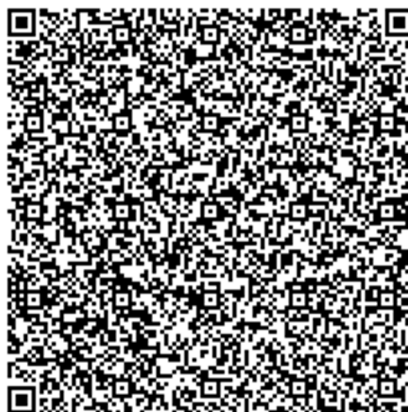
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1228

Регистрационный № 95705-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Антенна рупорная измерительная ЕМСО 3115

Назначение средства измерений

Антенна рупорная измерительная ЕМСО 3115 (далее – антенна ЕМСО 3115) предназначена для преобразования плотности потока энергии (далее – ППЭ) электромагнитного поля в высокочастотную мощность и в комплекте с измерительными приёмными устройствами (измерительным приемником, селективным микровольтметром, анализатором спектра, ваттметром поглощаемой мощности) для измерений ППЭ, а в комплекте с генераторами сигналов – для возбуждения электромагнитного поля с ППЭ.

Описание средства измерений

Принцип действия антенны ЕМСО 3115 основан на преобразовании ППЭ электромагнитного поля в соответствующую ей высокочастотную мощность в коаксиальном тракте, передаваемую на СВЧ выход антенны ЕМСО 3115, подключаемого к измерительному приемному устройству.

Антенна ЕМСО 3115 состоит из плавно расширяющегося двухгребневого волноводного перехода с излучающим раскрытием прямоугольного сечения и волноводно-коаксиального перехода.

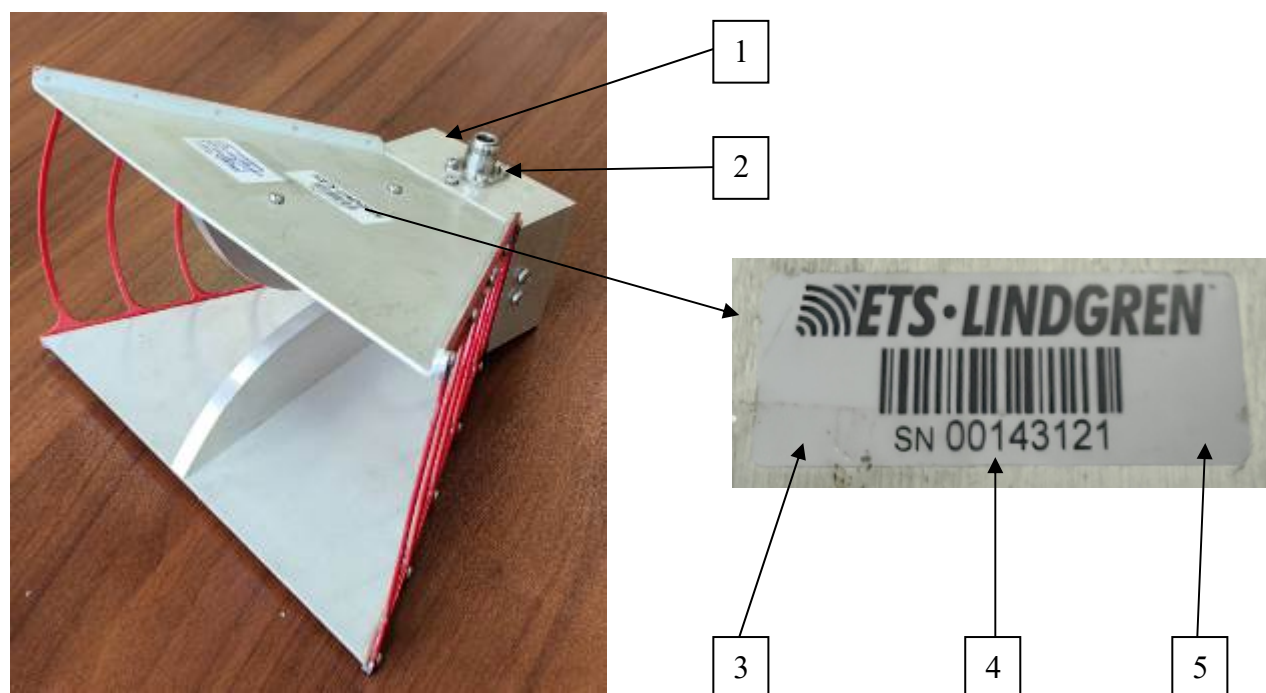
Общий вид антенны ЕМСО 3115 приведён на рисунке 1.

Место нанесения знака утверждения типа представлено на рисунке 1.

Место нанесения серийного номера 00143121, расположенного на этикетке/шильдике, изготовленном методом струйной печати на полиэстеровой пленке, представлено на рисунке 1.

Возможное место нанесения знака поверки представлено на рисунке 1.

Схема пломбировки антенны ЕМСО 3115 от несанкционированного доступа представлена на рисунке 1.



- 1 – волноводно-коаксиальный переход;
2 – место пломбировки от несанкционированного доступа;
3 – место нанесения знака утверждения типа;
4 – место нанесения серийного номера;
5 – возможное место нанесения знака поверки

Рисунок 1 – Общий вид антенны ЕМСО 3115 с местами нанесения знака утверждения типа, знака поверки, серийного номера и местом пломбировки от несанкционированного доступа

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих частот, ГГц	от 0,75 до 18,00 включ.
Коэффициент стоячей волны по напряжению (КСВН), не более	2,5
Диапазон коэффициента усиления, дБ	от 2,0 до 17,0 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности коэффициента усиления, дБ	$\pm 1,5$
Уровень сигнала ортогональной поляризации относительно уровня сигнала основной поляризации на выходе антенны, дБ, не более	-20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип присоединительного ВЧ разъема	N-тип (розетка)
Габаритные размеры, мм, не более	
длина	279
ширина	244
высота	159
Масса, кг, не более	1,2
Условия применения:	
температура окружающего воздуха, °C	от +15 до +35
атмосферное давление, кПа (мм рт.ст.)	от 84,0 до 106,7 (от 630 до 800)
относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист документа EMCО 3115.00143121 РЭ «Антенна рупорная измерительная EMCО 3115. Руководство по эксплуатации типографским способом и на шильдик на корпусе антенны EMCО 3115 в виде этикетки, выполненной типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность антенны EMCО 3115

Наименование	Обозначение	Количество
Антенна рупорная измерительная EMCО 3115, серийный № 00143121	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	EMCO 3115.00143121 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 «Порядок работы» документа EMCО 3115.00143121 РЭ «Антенна рупорная измерительная EMCО 3115. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.574-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности потока энергии электромагнитного поля в диапазоне частот 0,3 до 178,4 ГГц».

Правообладатель

Фирма «An ESCO Technologies Company ETS-Lindgren», США
Юридический адрес: 1301 Arrow Point Drive, Cedar Park, Texas 78613

Изготовитель

Фирма «An ESCO Technologies Company ETS-Lindgren», США
Адрес: 1301 Arrow Point Drive, Cedar Park, Texas 78613

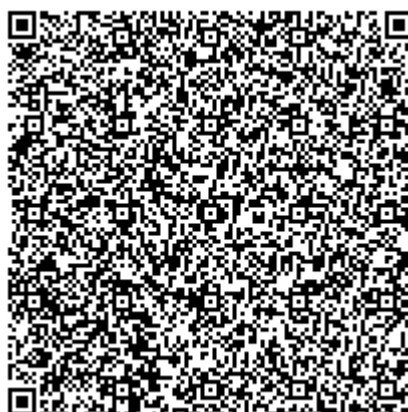
Испытательный центр

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

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

Адрес места осуществления деятельности: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1228

Регистрационный № 95706-25

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы для измерений параметров контура и шероховатости поверхности Norgau NCM

Назначение средства измерений

Приборы для измерений параметров контура и шероховатости поверхности Norgau NCM (далее по тексту — приборы Norgau NCM) предназначены для измерений профиля и (или) параметров шероховатости поверхности различных деталей, а также для определения в измеренных профилях геометрических параметров: расстояний между точками, радиусов дуг и углов.

Описание средства измерений

Принцип действия приборов Norgau NCM основан на ощупывании измеряемой поверхности стилусом с алмазным или твердосплавным щупом и преобразования возникающих при этом механических колебаний щупа в изменения напряжения, пропорциональные этим колебаниям, которые преобразуются в микропроцессорном блоке.

Приборы Norgau NCM выпускаются следующих модификаций: Norgau NCM-Contour, Norgau NCM-ContourS, Norgau NCM-ContourSD, Norgau NCM-ContourSG, Norgau NCM-Surf50, Norgau NCM-Surf10, которые различаются визуально, метрологическими и техническими характеристиками, а также набором измеряемых параметров.

Приборы Norgau NCM состоят из блока привода, датчика, колонны с гранитным рабочим столом, установленным на массивное основание, системы управления для оценки результатов измерений на базе персонального компьютера (ПК). В зависимости от типоразмера форма блоков и корпус могут иметь незначительные отличия.

В зависимости от типоразмера и комплектации при маркировке к названию модификации приборов Norgau NCM-Contour, Norgau NCM-ContourS, Norgau NCM-ContourSD, Norgau NCM-ContourSG добавляется обозначение XXYYZZ, где XX — цифровое обозначение диапазона измерений по оси X (10 — для диапазона от 0 до 100 мм, 15 — для диапазона от 0 до 150 мм, 20 — для диапазона от 0 до 200 мм, 25 — для диапазона от 0 до 250 мм, 30 — для диапазона от 0 до 300 мм), YY — цифровое обозначение диапазона измерений линейных размеров по оси Z1 (40 — для диапазона измерений от 0 до 40 мм, 50 — для диапазона измерений от 0 до 50 мм, 60 — для диапазона измерений от 0 до 60 мм), ZZ — цифровое обозначение диапазона перемещений колонны по высоте (45 — для диапазона от 0 до 450 мм, 50 — для диапазона от 0 до 500 мм, 55 — для диапазона от 0 до 550 мм, 60 — для диапазона от 0 до 600 мм).

В зависимости от типоразмера и комплектации при маркировке к названию модификации приборов NCM-Surf50, NCM-Surf10 добавляется обозначение ZZ, где ZZ — цифровое обозначение диапазона перемещений колонны по высоте (45 — для диапазона от 0 до 450 мм, 50 — для диапазона от 0 до 500 мм, 55 — для диапазона от 0 до 550 мм, 60 — для диапазона от 0 до 600 мм).

На гранитном столе смонтирована колонна с вертикальной направляющей (ось Z), на которой установлен(ы) привод(ы) с горизонтальной направляющей (ось X), на которую в свою очередь, крепится датчик с закрепленным на нем щупом (ось Z1) или консолью со щупом. Управление перемещениями осуществляется при помощи джойстика.

Приборы Norgau NCM модификаций Norgau NCM-Surf50, NCM-Surf10 оснащаются датчиком для измерений параметров шероховатости поверхности, прибор Norgau NCM модификации Norgau NCM-Contour оснащается датчиком для измерений параметров контура, приборы Norgau NCM модификаций Norgau NCM-ContourS, Norgau NCM-ContourSD, Norgau NCM-ContourSG оснащаются датчиком для измерений параметров контура и шероховатости поверхности. Приборы Norgau NCM модификаций Norgau NCM-ContourSD комплектуется, помимо набора односторонних измерительных щупов, набором двухсторонних измерительных щупов.

Приборы Norgau NCM могут оснащаться колонной высотой 450, 500, 550, 600 мм в зависимости от выбранного исполнения.

Приборы Norgau NCM дополнительно могут быть оснащены столами с поперечным перемещением и с возможностью нивелировки и поворота измеряемой детали с ручным или автоматизированным приводом, а также различными зажимными приспособлениями. Приводы приборов Norgau NCM могут быть оснащены регулировкой угла наклона привода.

Общий вид приборов Norgau NCM представлен на рисунках 1-2.

Пломбировка приборов Norgau NCM от несанкционированного доступа не предусмотрена. Нанесение знака поверки не предусмотрено.

Заводской номер в виде цифрового обозначения нанесен методом печати или гравировки на идентификационную табличку, которая расположена на гранитном столе (рисунок 3).



Рисунок 1 — Общий вид приборов для измерений параметров контура и шероховатости поверхности Norgau NCM модификаций: а) Norgau NCM-Contour, б) Norgau NCM-ContourS, Norgau NCM-ContourSD, Norgau NCM-ContourSG



Рисунок 2 — Общий вид приборов для измерений параметров контура и шероховатости поверхности Norgau модификаций: Norgau NCM -Surf50, Norgau NCM-Surf10

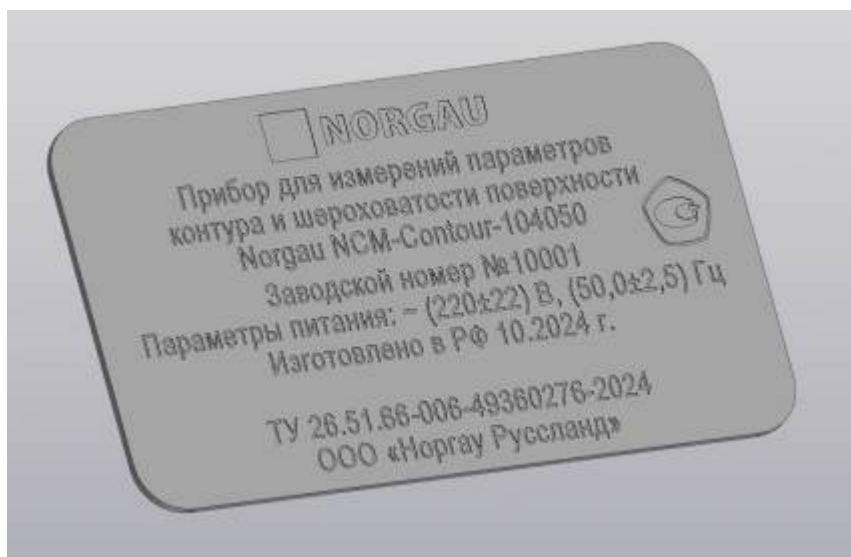


Рисунок 3 — Внешний вид идентификационной таблички

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) приборов Norgau NCM, которое установлено на ПК, разработано для выполнения измерительных задач и функции считывания данных.

ПО является неизменным, средства для программирования или изменения метрологически значимых функций отсутствуют. Конструкция приборов Norgau NCM исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию. Уровень защиты ПО приборов Norgau NCM «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение					
	Norgau NCM-Contour	Norgau NCM-ContourS	Norgau NCM-ContourSD	Norgau NCM-ContourSG	Norgau NCM-Surf50	Norgau NCM-Surf10
Идентификационное наименование ПО	Norgau Contour Measurement	Norgau ContourS Measurement		Norgau ContourS Pro Measurement	Norgau Surf Measurement	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.1.0 и выше					
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-					

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приборов Norgau NCM-Contour, Norgau NCM-ContourS, Norgau NCM-ContourSD, Norgau NCM-ContourSG, NCM-Surf приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 — Метрологические характеристики модификации приборов Norgau NCM-Contour

Наименование характеристики	Значение			
	Norgau NCM-Contour	Norgau NCM-ContourS	Norgau NCM-ContourSD	Norgau NCM-ContourSG
Диапазон измерений линейных размеров по оси Z1, мм	от 0 до 60 (опционально до 40; 50)			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений линейных размеров по оси Z1 (контур), мкм*	$\pm (0,8 + 0,02 \cdot H)$, где H — измеренное значение по оси Z1, мм			
Диапазон измерений линейных размеров по оси X, мм	от 0 до 100 (опционально до 150, 200, 250, 300)			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений линейных размеров по оси X, мкм*	$\pm (0,8 + 0,02 \cdot L)$, где L - измеренное значение по оси X, мм			
Допускаемое отклонение от прямолинейности перемещения по оси X, мкм, не более**	0,3 (на 100 мм)			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений радиусов, мкм***	$\pm (0,8 + R/12)$, где R - измеренное значение радиуса, мм			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плоских углов****	$\pm 1'$			
Разрешение по оси X, мкм	0,1 (опционально 0,05)	0,1 (опционально 0,01; 0,05)		

Наименование характеристики	Значение			
	Norgau NCM- Contour	Norgau NCM- ContourS	Norgau NCM- ContourSD	Norgau NCM- ContourSG
Разрешение по оси Z1 (контур), мкм	0,1 (опционально 0,05; 0,02)	0,1 (опционально 0,01; 0,02)		
Разрешение по оси Z1 (шероховатость), мкм	-	0,001		
Диапазон перемещений колонны по высоте (Z), мм	от 0 до 450 (опционально до 500; 550; 600)			
Диапазон измерений параметра шероховатости Ra, мкм	-	от 0,01 до 12,50		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений параметра шероховатости Ra, мкм*****	-	± (0,005 + 0,03·Ra), где Ra – измеренное значение параметра Ra, мкм		
Параметры профиля	-	Ra, Rq, Rz(Ry) Rz(DIN), R3z, Rz (jis), Rp, Rv, Rt, Rsk, Rsm, Rc, Rpm, Rku, Rdq, Roc, Mr1, Mr2, Rpk, Rvk, Rk, Rdc, A1, A2, Rx, AR, Rcp, Rmax, Rz-ISO, Pt, Pa, Pp, Pv, Pq, Pc, Pku, Psk, Rdp, Psm, Pdc, Pmr, Pz, Pmr, wt, wa, wp, wv, wq, wc, wku, wsk, w, wx, wz, wsm, wdc, wte, wmr, Aw, c(wmr) wmr (c), wdq (опционально Ramax, Ramin, Rasd, Rpmax, Rpmin, Rpsd, Rvmax, Rvmin, Rvsd, Rzmax, Rzmin, Rzsd, Rcmax, Rcmin, Rcsd, Rqmax, Rqmin, Rqsd, Rskmax, Rskmin, Rksd, Rkumax, Rkumin, Rkugd, ΔΔ, Rsmmax, Rsmmin, Rsmsd, Rs, RΔa, RΔamax, RΔamin, RΔasd, RΔq, RΔqmax, RΔqmin, RΔqsd, Rλa, Rλamax, Rλamin, Rλasd, Rλq, Rλqmax, Rλqmin, Rλqsd, Rδc, Rpc, Rmr, Wamax, Wamin, Wasd, Wsa, Wca, Wa08, Wcmax, Wcmin, Wcsd, Wzmax, Wzmin, Wzsd, Wpmax, Wpmin, Wpsd, Wvmax, Wvmin, Wvsd, Wqmax, Wqmin, Wqsd, Wsmmax, Wsmmin, Wmsd, Wskmax, Wskmin, Wksd, Wkumax, Wkumin, Wkugd, WΔq, WΔqmax, WΔqmin, WΔqsd, Wδc, Rpq, Rvq, Rmq, PΔq, Avh, Hmax, Hmin, Area, Pδc, Tilt, Ncrx, R, Nr, Cpm, Sr, Sar, Nw, Sw, Saw)		
Фильтры	-	Гайсс (опционально 2CR75; PC75)		

Наименование характеристики	Значение			
	Norgau NCM- Contour	Norgau NCM- ContourS	Norgau NCM- ContourSD	Norgau NCM- ContourSG
Отсечка шага λс, мм	-	0,025; 0,08; 0,25; 0,8; 2,5; 8		
Длина оценки, мм	-	λс·n, где n - от 1 до 7		
Диапазон измерений линейных размеров по оси Z1 при проведении измерений двухсторонним щупом, мм*****	-	от 0 до 30 (опционально до 10; 20)		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений линейных размеров по оси Z1 при проведении измерений двухсторонним щупом, мкм*****	-	± (6 + Н/200), где Н – измеренное значение по оси Z1, мм		
Диапазон измерений линейных размеров по оси X при проведении измерений двухсторонним щупом, мкм*****	-	от 0 до 100 (опционально до 150; 200; 250; 300)		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений линейных размеров по оси X при проведении измерений двухсторонним щупом, мкм*****	-	± (0,8 + 0,02·L), где L – измеренное значение по оси X, мм		
* односторонний щуп: угол 12°, радиус 25 мкм; ** отсечка шага 2,5 мм, скорость не более 0,3 мм/с; *** в диапазоне измерений радиусов от 5 до 15 мм; **** в диапазоне измерений углов от 0° до 360°; ***** щуп: угол 60°, радиус 2 мкм; ***** двухсторонний щуп со скосом: угол 12°, радиус 25 мкм, высота щупа 30 мм; ***** для измерений, проводимых только одной из сторон двухстороннего щупа со скосом: угол 12°, радиус 25 мкм, высота щупа 30 мм.				

Таблица 3 — Метрологические характеристики модификации приборов Norgau NCM-Surf50, Norgau NCM-Surf10

Наименование характеристики	Значение	
	Norgau NCM-Surf50	Norgau NCM-Surf10
Диапазон перемещений по оси X, мм	от 0 до 50	от 0 до 100
Разрешение по оси X, мкм	0,1 (опционально 0,05)	
Разрешение по оси Z1 (контур), мкм	0,1 (опционально 0,01; 0,002)	
Разрешение по оси Z1 (шероховатость), мкм	0,001	
Диапазон перемещений колонны по высоте (Z), мм	от 0 до 450 (опционально от 0 до 500, от 0 до 550, от 0 до 600)	
Допускаемое отклонение от прямолинейности перемещения по оси X, мкм, не более*	0,3 (на 50 мм)	0,3 (на 100 мм)
Диапазон измерений параметра шероховатости R_a , мкм	от 0,01 до 12,50	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений параметра шероховатости R_a , мкм**	$\pm (0,005 + 0,03 \cdot R_a)$, где R_a – измеренное значение параметра R_a , мкм	

Наименование характеристики	Значение	
	Norgau NCM-Surf50	Norgau NCM-Surf10
Параметры профиля	Ra, Rq, Rz(Ry) Rz(DIN), R3z, Rz (jis), Rp, Rv, Rt, Rsk, Rsm, Rc, Rpm, Rku, Rdq, Roc, Mr1, Mr2, Rpk, Rvk, Rk, Rdc, A1, A2, Rx, AR, Rcp, Rmax, Rz-ISO, Pt, Pa, Pp, Pv, Pq, Pc, Pku, Psk, Rdp, Psm, Pdc, Pmr, Pz, Pmr, wt, wa, wp, wv, wq, wc, wku, wsk, w, wx, wz, wsm, wdc, wte, wmr, Aw, c(wmr) wmr (c), wdq (опционально Ramax, Ramin, Rasd, Rpmax, Rpmin, Rpsd, Rvmax, Rvmin, Rvsd, Rzmax, Rzmin, Rzsd, Rcmmax, Rcmmin, Rcsd, Rqmax, Rqmin, Rqsd, Rskmax, Rskmin, Rksd, Rkumax, Rkumin, Rkugd, ΔΔ, Rsmmax, Rsmmin, Rmsd, Rs, RΔa, RΔamax, RΔamin, RΔasd, RΔq, RΔqmax, RΔqmin, RΔqsd, Rλa, Rλamax, Rλamin, Rλasd, Rλq, Rλqmax, Rλqmin, Rλqsd, Rδc, Rpc, Rmr, Wamax, Wamin, Wasd, Wsa, Wca, Wa08, Wcmax, Wcmin, Wcsd, Wzmax, Wzmin, Wzsd, Wpmax, Wpmin, Wpsd, Wvmax, Wvmin, Wvsd, Wqmax, Wqmin, Wqsd, Wsmmax, Wsmmin, Wmsd, Wskmax, Wskmin, Wksd, Wkumax, Wkumin, Wkugd, WΔq, WΔqmax, WΔqmin, WΔqsd, Wδc, Rpq, Rvq, Rmq, PΔq, Avh, Hmax, Hmin, Area, Pδc, Tilt Ncrx, R, Nr, Cpm, Sr, Sar, Nw, Sw, Saw)	
Фильтры	Гаусс (опционально 2CR75, PC75)	
Отсечка шага λс, мм	0,025; 0,08; 0,25; 0,8; 2,5; 8	
Длина оценки, мм	λс·n, где n - от 1 до 7	
* отсечка шага 2,5 мм, скорость не более 0,3 мм/с; ** щуп: угол 60°, радиус 2 мкм.		

Таблица 4 — Технические характеристики приборов Norgau NCM

Модификация	Наименование и значение характеристики				
	Диапазон перемещений по оси Z, мм	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
		длина	ширина	высота	
Norgau NCM-Contour	от 0 до 450 (до 500, 550, 600)	916	725	1740	300
Norgau NCM-ContourS	от 0 до 450 (до 500, 550, 600)	1200	725	2020	360
Norgau NCM-ContourSD	от 0 до 450 (до 500, 550, 600)	1200	725	2020	360
Norgau NCM ContourSG	от 0 до 450 (до 500, 550, 600)	1200	725	2020	360
Norgau NCM-Surf50	от 0 до 450 (до 500, 550, 600)	916	725	1740	300
Norgau NCM-Surf10	от 0 до 450 (до 500, 550, 600)	916	725	1740	300

Таблица 5 — Эксплуатационные характеристики приборов Norgau NCM

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - рабочая область значений температур, °C - относительная влажность воздуха (без конденсата), %, не более	от + 18 до + 22 80
Параметры электрического питания: - номинальное напряжение переменного тока, В - номинальная частота переменного тока, Гц - максимальная потребляемая мощность, Вт, не более	от 198 до 242 50 800
Допускаемое изменение температуры в течение 1 ч, °C, не более	2

Знак утверждения типа

наносят методом печати на металлизированную идентификационную табличку, расположенную на гранитном столе приборов Norgau NCM, и на титульный лист паспорта.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 6.

Таблица 6 — Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Комплектность
Приборы для измерений параметров контура и шероховатости поверхности Norgau NCM	Norgau NCM-Contour/ Norgau NCM-ContourS/ Norgau NCM-ContourSD Norgau NCM-ContourSG/ Norgau NCM-Surf50/ Norgau NCM-Surf10	1 шт.
Набор измерительных щупов односторонних для измерения параметров контура*	-	1 шт.
Набор измерительных щупов двухсторонних для измерения параметров контура**	-	1 шт.
Набор измерительных щупов для измерения параметров шероховатости***	-	1 шт.
Мера шероховатости****	-	3 шт.
Паспорт	НКИ.001ПС/ НКИ.002ПС/ НКИ.003ПС/ НКИ.004ПС/ НКИ.005ПС/ НКИ.006ПС	1 шт.
Руководство по эксплуатации	26.51.66-006-49360276-2024РЭ	1 шт.
* для модификаций Norgau NCM-Contour, Norgau NCM-ContourS, Norgau NCM-ContourSD, Norgau NCM-ContourSG ** для модификаций Norgau NCM-ContourSD, Norgau NCM-ContourSG *** для модификаций Norgau NCM-ContourS, Norgau NCM-ContourSD, Norgau NCM-ContourSG, Norgau NCM-Surf50, Norgau NCM-Surf10 **** для модификаций Norgau NCM-ContourS, Norgau NCM-ContourSD, Norgau NCM-ContourSG, Norgau NCM-Surf50, Norgau NCM-Surf10		

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений изложены в подразделе 2.3 «Использование изделия» 26.51.66-006-49360276-2024РЭ «Приборы для измерений параметров контура и шероховатости поверхности Norgau NCM. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений параметров шероховатости $R_{\max}$, R_z в диапазоне от 0,001 до 12000 мкм и R_a в диапазоне от 0,001 до 3000 мкм, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 ноября 2019 г. № 2657;

Государственная поверочная схема для средств измерений геометрических параметров поверхностей сложной формы, в том числе эвольвентных поверхностей и угла наклона линии зуба, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 апреля 2021 г. № 472;

ТУ 26.51.66-006-49360276-2024 «Приборы для измерений параметров контура и шероховатости поверхности Norgau NCM. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Норгау Руссланд»
(ООО «Норгау Руссланд»)

ИНН 7727159340

Юридический адрес: 119421, г. Москва, вн. Тер. г, муниципальный округ Обручевский, ул. Новаторов, д. 1, эт./помещ. 2/LVI, ком. 77

Тел.: +7 (495) 988-2000

E-mail: info@norgau.com

Web-сайт: <https://norgau.com/>

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Норгау Руссланд»
(ООО «Норгау Руссланд»)

ИНН 7727159340

Адрес: 119421, г. Москва, вн. Тер. г, муниципальный округ Обручевский, ул. Новаторов, д. 1, эт./помещ. 2/LVI, ком. 77

Тел.: +7 (495) 988-2000

E-mail: info@norgau.com

Web-сайт: <https://norgau.com/>

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии -Ростест» (ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

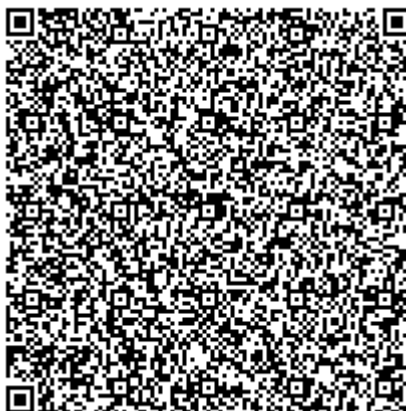
Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 544-00-00

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1228

Регистрационный № 95707-25

Лист № 1
Всего листов 22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная установки № 10 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»

Назначение средства измерений

Система измерительная установки № 10 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» (далее – ИС) предназначена для измерений параметров технологического процесса в реальном масштабе времени (температуры, давления, перепада давления, уровня, объемного расхода, массового расхода, нижнего концентрационного предела распространения пламени (далее – НКПР), температуры точки росы, напряжения постоянного тока, ввода аналоговых сигналов силы постоянного тока, электрического сопротивления (температуры)), формирования аналоговых сигналов управления и регулирования.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи контроллеров С300, контроллеров противоаварийной защиты Safety Manager и модулей ввода/вывода системы измерительно-управляющей ExperionPKS (регистрационный № 67039-17 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ)) (далее – ExperionPKS) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от первичных и промежуточных измерительных преобразователей (далее – ИП).

ИС осуществляет измерение параметров технологического процесса следующим образом:

- первичные ИП преобразуют текущие значения параметров технологического процесса в аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА, сигналы термопреобразователей сопротивления по ГОСТ 6651–2009 и сигналы термопар по ГОСТ Р 8.585–2001;

- аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА от первичных ИП поступают на входы преобразователей измерительных серии MTL4500 (регистрационный № 39587-14 в ФИФОЕИ) модели MTL4544 (далее – MTL4544) и далее на входы модулей ввода аналоговых сигналов серии I/O Modules – Series C моделей CC-PAIN02 (далее – CC-PAIN02) контроллеров С300 ExperionPKS или на входы модулей ввода аналоговых сигналов FC-SAI-1620M (далее – FC-SAI-1620M) контроллеров Safety Manager (часть сигналов поступает на модули ввода аналоговых сигналов без барьеров искрозащиты);

- сигналы термопреобразователей сопротивления по ГОСТ 6651–2009 и сигналы термопар по ГОСТ Р 8.585–2001 поступают на входы преобразователей измерительных серии MTL4500 (регистрационный № 83143-21 в ФИФОЕИ) модели MTL4573 (далее – MTL4573) и далее на входы модулей ввода аналоговых сигналов серии I/O Modules – Series C моделей CC-PAI N01 (далее – CC-PAIN01) или на входы модулей ввода аналоговых сигналов

FC-SAI-1620M (часть сигналов поступает на модули ввода аналоговых сигналов без барьеров искрозащиты).

Цифровые коды, преобразованные посредством модулей ввода аналоговых сигналов СС-РАИН02, СС-РАИН01 и FC-SAI-1620M в значения физических параметров технологического процесса, отображаются на мнемосхемах мониторов операторских станций управления в виде числовых значений, гистограмм, трендов, текстов, рисунков и цветовой окраски элементов мнемосхем, а также интегрируются в базу данных ИС.

Для выдачи управляющих воздействий используются преобразователи измерительные серий MTL4600 (регистрационный № 39587-14 в ФИФОЕИ) модели MTL4549C (далее – MTL4549C) с модулями вывода аналоговых сигналов серии I/O Modules – Series C модели СС-РАОН01 (далее – СС-РАОН01) контроллеров С300 ExperionPKS.

К данному типу средства измерений относится ИС с заводским номером 10.

Состав средств измерений, применяемых в качестве первичных ИП ИК, указан в таблице 1.

Таблица 1 – Средства измерений, применяемые в качестве первичных ИП ИК

Наименование ИК	Первичный ИП	Регистрационный номер
ИК температуры	Термометры сопротивления из платины и меди ТС-1088 (далее – ТС-1088)	18131-09
	Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270 (далее – Метран-276)	21968-05
	Термометры сопротивления платиновые, медные и их чувствительные элементы ТСПТ-101 (далее – ТСПТ-101)	36766-09
	Преобразователи измерительные RTT-20 (далее – RTT-20)	20248-05
	Преобразователи термоэлектрические КТХА (далее – КТХА)	36765-09
	Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0085 (далее – Rosemount 0085)	61000-15
	Датчики температуры SensyTemp серии TSP модификации TSP111 (далее – TSP111)	50032-12
ИК давления	Преобразователи давления измерительные EJX 530A (далее – EJX 530A)	59868-15
	Датчики давления ПА модели IGP10 (далее – IGP10)	15863-08
	Датчики давления ПА модели IGP20 (далее – IGP20)	15863-08
	Преобразователи давления и разности давлений типа ST 3000 модели STG 94L (далее – STG 94L)	14250-05
	Преобразователи давления и разности давлений типа ST 3000 модели STG 97L (далее – STG 97L)	14250-05

Наименование ИК	Первичный ИП	Регистрационный номер
ИК перепада давлений	Преобразователи давления измерительные EJX 110A (далее – EJX 110A)	59868-15
	Датчики давления ПА модели IDP10 (далее – IDP10)	15863-08
	Преобразователи давления и разности давлений типа ST 3000 модели STD 120 (далее – STD 120)	14250-05
ИК уровня	Преобразователи уровня буйковые измерительные 144LD (далее – 144LD)	15613-06
	Уровнемеры микроволновые бесконтактные VEGAPULS 63 (далее – VEGAPULS 63)	27283-12
	Уровнемеры контактные микроволновые VEGAFLEX 66 (далее – VEGAFLEX 66)	27284-09
	Уровнемеры контактные микроволновые VEGAFLEX 61 (далее – VEGAFLEX 61)	27284-09
ИК объемного расхода	Расходомеры вихревые Prowirl F 200 (далее – Prowirl F 200)	58533-14
	Расходомеры массовые Promass F 300 (далее – Promass F 300)	68358-17
	Расходомеры-счетчики вихревые 8800 (далее – 8800)	14663-06
	Расходомеры вихревые 83F (далее – 83F)	15971-97
	Расходомеры вихревые Prowirl 73F (далее – Prowirl 73F)	15202-09
ИК массового расхода	Расходомеры массовые с преобразователями расхода и измерительными преобразователями I/A Series CFS10/CFT50 (далее – CFS10/CFT50)	15969-06
	83F	15971-97
	Prowirl F 200	58533-14
ИК НКПР	Газоанализаторы Calomat 6 (далее – Calomat 6)	24803-03
	Газоанализаторы кислорода GPR 1500 (далее – GPR 1500)	36939-08
	Газоанализаторы MOD 1000 (далее – MOD 1000)	38224-08
	Газоанализаторы SERVOPRO 4100 (далее – SERVOPRO 4100)	53156-13
	Датчики-сигнализаторы ДАТ-М-05 (далее – ДАТ-М-05)	32941-10
	Датчики-газоанализаторы стационарные ДГС ЭРИС-230 (далее – ДГС ЭРИС-230)	61055-15
ИК температуры точки росы влаги	Анализаторы влажности Xentaur XDT (далее – Xentaur XDT)	32122-13

ИС выполняет:

- автоматизированное измерение, регистрацию, обработку, контроль, хранение и индикацию параметров технологического процесса;
- предупредительную и аварийную сигнализацию при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;

- управление технологическим процессом в реальном масштабе времени;
- противоаварийную защиту оборудования установки;
- отображение технологической и системной информации на операторской станции управления;
- накопление, регистрацию и хранение поступающей информации;
- самодиагностику;
- автоматическое составление отчетов и рабочих (режимных) листов;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Конструкция ИС и условия эксплуатации ИС не предусматривают нанесение знака поверки непосредственно на ИС.

Заводской номер ИС в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен типографским способом на маркировочную табличку, расположенную на шкафу вторичной части ИК ИС, и в паспорте ИС. Общий вид маркировочной таблички представлен на рисунке 1.

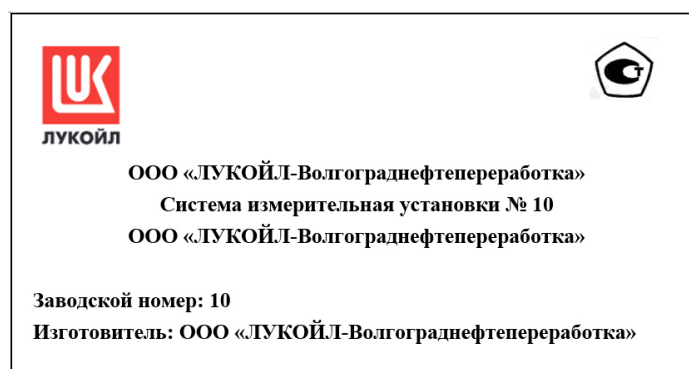


Рисунок 1 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС обеспечивает реализацию функций ИС.

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Honeywell Experion PKS	Honeywell Safety Manager
Номер версии (идентификационный номер) ПО	R511.4	R162.4
Цифровой идентификатор ПО	–	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИК ИС приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК					
			Первичный ИП		Вторичная часть			
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности и измерений	
ИК температуры	от -50 °C до +200 °C	$\Delta: \pm 1,52 \text{ }^{\circ}\text{C}^{1)}$	ТС-1088 (HCX Pt 100)	$\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4573	CC-RAIN01	$\Delta: \pm 0,45 \text{ }^{\circ}\text{C}$	
	от -50 °C до +200 °C	$\Delta: \pm 1,48 \text{ }^{\circ}\text{C}^{1)}$	ТСПТ-101 (HCX Pt 100) RTT-20 (от 4 до 20 мА)	ТСПТ-101: $\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ RTT-20: $\Delta: \pm 0,05^{\circ}\text{C}$	MTL4544	FC-SAI-1620M	$\gamma: \pm 0,13 \text{ } \%$	
	от -50 °C до +300 °C	$\Delta: \pm 2,05 \text{ }^{\circ}\text{C}^{1)}$						
	от -50 °C до +350 °C	$\Delta: \pm 2,39 \text{ }^{\circ}\text{C}^{1)}$						
	от -50 °C до +200 °C	$\Delta: \pm 1,62 \text{ }^{\circ}\text{C}^{1)}$						
	от -50 °C до +300 °C	$\Delta: \pm 2,24 \text{ }^{\circ}\text{C}^{1)}$						
	от 0 °C до +160 °C	$\Delta: \pm 1,28^{\circ}\text{C}^{1)}$	ТСПТ-101 (HCX Pt 100)	$\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4573	CC-RAIN01	$\Delta: \pm 0,36 \text{ }^{\circ}\text{C}$	
	от -50 °C до +150 °C	$\Delta: \pm 1,29^{\circ}\text{C}^{1)}$					$\Delta: \pm 0,40 \text{ }^{\circ}\text{C}$	
	от -50 °C до +160 °C	$\Delta: \pm 1,30^{\circ}\text{C}^{1)}$					$\Delta: \pm 0,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$	
	от -50 °C до +200 °C	$\Delta: \pm 1,52 \text{ }^{\circ}\text{C}^{1)}$					$\Delta: \pm 0,45 \text{ }^{\circ}\text{C}$	
	от -50 °C до +300 °C	$\Delta: \pm 2,08 \text{ }^{\circ}\text{C}^{1)}$					$\Delta: \pm 0,55 \text{ }^{\circ}\text{C}$	
	от -50 °C до +150 °C	$\Delta: \pm 1,39 \text{ }^{\circ}\text{C}^{1)}$					FC-SAI-1620M	$\Delta: \pm 0,62 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	от -50 °C до +200 °C	$\Delta: \pm 1,66 \text{ }^{\circ}\text{C}^{1)}$						$\Delta: \pm 0,75 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	от -50 °C до +300 °C	$\Delta: \pm 2,27 \text{ }^{\circ}\text{C}^{1)}$						$\Delta: \pm 1,00^{\circ}\text{C}$
	от 0 °C до +200 °C	$\gamma: \pm 0,31 \text{ } \%$	Метран-276 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \text{ } \%$	MTL4544	CC-RAIN02	$\gamma: \pm 0,13 \text{ } \%$	

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК				
			Первичный ИП		Вторичная часть		
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искро-защиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности и измерений
ИК температуры	от -40 °C до +600 °C	Δ: ±2,92 °C ¹⁾ (от -40 до +333 °C включ.); Δ: ±5,05°C ¹⁾ (свыше +333 до +600 °C включ.)	КТХА (НСХ К) RTT-20 (от 4 до 20 мА)	КТХА: Δ: ±2,5 °C (от -40 до +333 °C включ.); Δ: ±(0,0075· t) °C (свыше +333 до +600 °C включ.); RTT-20: Δ:±0,14°C Δ: 0,2 °C (компенсация температуры холодного спая)	MTL4544	СС-RAIN02	γ: ±0,13 %
	от -40 °C до +600 °C	Δ: ±2,91 °C ¹⁾ (от -40 до +333 °C включ.); Δ: ±5,04°C ¹⁾ (свыше +333 до +600 °C включ.)	КТХА (НСХ К)	КТХА: Δ: ±2,5 °C (от -40 до +333 °C включ.); Δ: ±(0,0075· t) °C (свыше +333 до +1100 °C включ.)	MTL4573	СС-RAIN01	Δ: ±0,84 °C
	от -40 °C до +200 °C	Δ: ±2,8 °C ¹⁾					Δ: ±0,44 °C
	от -40 °C до +1100 °C	Δ: ±3,13 °C ¹⁾ (от -40 до +333 °C включ.); Δ: ±9,2°C ¹⁾ (свыше +333 до +1100 °C включ.)					Δ: ±1,35 °C

Метрологические характеристики ИК				Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
Метрологические характеристики ИК				Первичный ИП		Вторичная часть	
				Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искро-защиты	Пределы допускаемой основной погрешности и измерений
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	от -40 °C до +600 °C	КТХА (НСХ К)	КТХА: Δ: ±2,5 °C (от -40 до +333 °C включ.); Δ: ±(0,0075· t) °C (свыше +333 до +1100 °C включ.)	MTL4573	FC-SAI-1620M
			Δ: ±3,36 °C ¹⁾ (от -40 до +333 °C включ.); Δ: ±5,31 °C ¹⁾ (свыше +333 до +600 °C включ.)				
	ИК температуры	от -40 °C до +1100 °C	Δ: ±4,33 °C ¹⁾ (от -40 до +333 °C включ.); Δ: ±9,68 °C ¹⁾ (свыше +333 до +1100 °C включ.)				
			от -50 °C до +150 °C				
			от -50 °C до +200 °C				
ИК давления	от -50 °C до +150 °C	Δ: ±1,39 °C ¹⁾	от 0 до 1,0 МПа; от 0 до 1,6 МПа; от 0 до 2,5 МПа; от 0 до 5,0 МПа	Rosemount 0085 (НСХ Pt 100)	Δ: ±(0,3+0,005· t) °C	MTL4573	FC-SAI-1620M
				TSP111 (НСХ Pt 100)	Δ: ±(0,3+0,005· t) °C	MTL4573	FC-SAI-1620M
				EJX 530A (от 4 до 20 мА)	γ: ±0,04 %	MTL4544	CC-PAIH02
							Δ: ±0,62 °C Δ: ±0,75 °C Δ: ±0,62 °C γ: ±0,13 %

Метрологические характеристики ИК		Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК				
		Первичный ИП			Вторичная часть	
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Пределы допускаемой основной погрешности и измерений
ИК давления	от 0 до 150 кПа; от 0 до 0,1 МПа; от 0 до 0,4 МПа; от 0 до 0,6 МПа; от 0 до 2,5 МПа; от 0 до 6,0 МПа	$\gamma: \pm 0,31 \%$	EJX 530A (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,04 \%$	MTL4544	$\gamma: \pm 0,27 \%$
	от 0 до 150 кПа; от 0 до 0,1 МПа; от 0 до 0,15 МПа; от 0 до 0,25 МПа; от 0 до 0,4 МПа; от 0 до 0,6 МПа; от 0 до 1,6 МПа; от 0 до 2,5 МПа; от 0 до 4 МПа; от 0 до 6 МПа; от 0 до 10 МПа	$\gamma: \pm 0,15 \%$	IGP10 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,06 \%$	MTL4544	$\gamma: \pm 0,13 \%$

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Первичный ИП		Вторичная часть	
			Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искро-защиты	Пределы допускаемой основной погрешности и измерений
ИК давления	от 0 до 100 кПа; от 0 до 150 кПа; от 0 до 0,1 МПа; от 0 до 0,15 МПа; от 0 до 0,2 МПа; от 0 до 0,25 МПа; от 0 до 0,4 МПа; от 0 до 0,6 МПа; от 0 до 1,0 МПа; от 0 до 1,6 МПа; от 0 до 2,5 МПа; от 0 до 6,0 МПа	$\gamma: \pm 0,31 \%$	IGP10 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,06 \%$	MTL4544	$\gamma: \pm 0,27 \%$
	от -0,6 до 0,2 кПа; от -400 до 400 кПа	$\gamma: \pm 0,16 \%$	IGP20 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,06 \%$	MTL4544	$\gamma: \pm 0,13 \%$
	от -400 до 400 кПа	$\gamma: \pm 0,31 \%$			MTL4544	$\gamma: \pm 0,27 \%$
	от 0 до 0,6 МПа; от 0 до 1 МПа	$\gamma: \pm 0,19 \%$	STG 94L (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,1 \%$	MTL4544	$\gamma: \pm 0,13 \%$
	от 0 до 2,5 МПа; от 0 до 5,0 МПа	$\gamma: \pm 0,19 \%$	STG 97L (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,1 \%$	MTL4544	$\gamma: \pm 0,13 \%$

Метрологические характеристики ИК				Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
Метрологические характеристики ИК				Первичный ИП		Вторичная часть	
				Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искро-защиты
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искро-защиты	Пределы допускаемой основной погрешности и измерений
ИК перепада давления ²⁾	от 0 до 4 кПа; от 0 до 17 кПа; от 0 до 20 кПа; от 0 до 24,52 кПа; от 0 до 25 кПа; от 0 до 40 кПа; от 0 до 63 кПа	$\gamma: \pm 0,15 \%$	$\gamma: \pm 0,04 \%$	EJX 110A (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,04 \%$	MTL4544	$\gamma: \pm 0,13 \%$
	от 0 до 25 кПа; от 0 до 63 кПа	$\gamma: \pm 0,31 \%$					
	от 0 до 14 кПа; от 0 до 24,52 кПа; от 0 до 25 кПа; от 0 до 40 кПа; от 0 до 61,78 кПа; от 0 до 100 кПа	$\gamma: \pm 0,16 \%$	$\gamma: \pm 0,06 \%$	IDP10 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,06 \%$	MTL4544	$\gamma: \pm 0,13 \%$
	от 0 до 24,52 кПа; от 0 до 25 кПа; от 0 до 54,12 кПа; от 0 до 0,2 МПа	$\gamma: \pm 0,31 \%$					
	от 0 до 1 кПа	$\gamma: \pm 0,19 \%$	$\gamma: \pm 0,19 \%$	STD 120 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,1 \%$	MTL4544	$\gamma: \pm 0,13 \%$
						FC-SAI-1620M	$\gamma: \pm 0,27 \%$

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Первичный ИП		Вторичная часть	
			Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Пределы допускаемой основной погрешности и измерений
ИК уровня ²⁾	от 0 до 350 мм; от 0 до 500 мм; от 0 до 1000 мм; от 0 до 1200 мм; от 0 до 1300 мм; от 0 до 1500 мм; от 0 до 16000 мм	$\gamma: \pm 0,27 \%$	144LD (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,2 \%$	MTL4544	$\gamma: \pm 0,13 \%$
	от 0 до 500 мм; от 0 до 600 мм; от 0 до 750 мм; от 0 до 1000 мм; от 0 до 1200 мм; от 0 до 1500 мм; от 0 до 1800 мм; от 0 до 2450 мм	$\gamma: \pm 0,37 \%$				
	от 5390 до 390 мм	$\Delta: \pm 15,02 \text{ мм}$	VEGAPULS 63 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 2 \text{ мм}$	MTL4544	$\gamma: \pm 0,13 \%$
	от 6640 до 520 мм	$\Delta: \pm 18,48 \text{ мм}$	VEGAFLEX 66 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 3 \text{ мм}$	MTL4544	$\gamma: \pm 0,27 \%$
	от 5490 до 690 мм	$\Delta: \pm 14,64 \text{ мм}$				
	от 5590 до 690 мм	$\Delta: \pm 14,93 \text{ мм}$				
	от 3160 до 560 мм	$\Delta: \pm 8,40 \text{ мм}$				

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК				
			Первичный ИП		Вторичная часть		
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности и измерений
ИК уровня ²⁾	от 1740 до 400 мм	Δ : $\pm 3,82$ мм	VEGA FLEX 61 (от 4 до 20 мА)		MTL4544	СС-РАИН02	γ : $\pm 0,13$ %
	от 2715 до 600 мм	Δ : $\pm 7,10$ мм					
	от 2695 до 190 мм	Δ : $\pm 8,14$ мм					
	от 6040 до 540 мм	Δ : $\pm 16,67$ мм					
	от 6760 до 540 мм	Δ : $\pm 18,77$ мм					
	от 7180 до 1660 мм	Δ : $\pm 16,73$ мм					
	от 6670 до 520 мм	Δ : $\pm 18,57$ мм					
	от 6365 до 210 мм	Δ : $\pm 18,58$ мм					
	от 6355 до 200 мм	Δ : $\pm 18,58$ мм					
	от 3510 до 210 мм	Δ : $\pm 10,35$ мм					
	от 2550 до 600 мм	Δ : $\pm 6,67$ мм					
	от 2550 до 1950 мм	Δ : $\pm 3,76$ мм					
от 3750 до 2100 мм	Δ : $\pm 5,91$ мм						
ИК объемного расхода	от 0 до 7 м ³ /ч; от 0 до 12 м ³ /ч; от 0 до 600 м ³ /ч	см. примечание 4	Prowirl F 200 (от 4 до 20 мА)	жидкость: – при Re ≥ 10000 δ : $\pm 0,65/0,75$ %; газ и пар: – при Re ≥ 10000 δ : $\pm 0,9/1,0$ %; при имитационной поверке – для Re ≥ 10000 δ : $\pm 1,0$ %	MTL4544	СС-РАИН02	γ : $\pm 0,13$ %

Метрологические характеристики ИК		Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК				
		Первичный ИП			Вторичная часть	
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Пределы допускаемой основной погрешности и измерений
ИК объемного расхода	от 0 до 120 м³/ч	см. примечание 4	Promass F 300 (от 4 до 20 мА)	δ: ±0,35 %	MTL4544	γ: ±0,13 %
	от 0 до 32 м³/ч	см. примечание 4	8800 (от 4 до 20 мА)	δ: ±0,65 %	MTL4544	γ: ±0,13 %
	от 0 до 3 м³/ч; от 0 до 6 м³/ч; от 0 до 12 м³/ч; от 0 до 30 м³/ч; от 0 до 35 м³/ч; от 0 до 210 м³/ч; от 0 до 350 м³/ч; от 0 до 700 м³/ч; от 0 до 1100 м³/ч; от 0 до 4000 м³/ч	см. примечание 4	83F (от 4 до 20 мА)	δ: ±0,5 % (жидкость); δ: ±1,0 % (газ и пар)	MTL4544	γ: ±0,13 %
	от 0 до 6500 м³/ч	см. примечание 4	Prowirl 73F (от 4 до 20 мА)	δ: ±1 %	MTL4544	γ: ±0,13 %

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
			Первичный ИП		Вторичная часть	
			Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искро-защиты
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип модуля ввода/вывода
ИК массового расхода	от 0 до 12 т/ч	см. примечание 4	для воды: – при $Re \geq 10000$ $\delta: \pm 0,75/0,85 \%$; газ и пар: – при $Re \geq 10000$ $\delta: \pm 1,4/2,6 \%$; при имитационной поверке – для воды при $Re \geq 10000$ $\delta: \pm 1,5 \%$ – для газа и пара при $Re \geq 10000$ $\delta: \pm 3,0 \%$	Prowirl F 200 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,13 \%$	СС-РАИН02
	от 0 до 18 т/ч; от 0 до 35 т/ч; от 0 до 60 т/ч	см. примечание 4	$\delta: \pm 0,15 \%$	CFS10/CFT50 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,13 \%$	СС-РАИН02
	от 0 до 0,045 т/ч; от 0 до 0,08 т/ч; от 0 до 0,1 т/ч; от 0 до 0,15 т/ч; от 0 до 0,25 т/ч	см. примечание 4	$\delta: \pm 0,5 \%$ (жидкость); $\delta: \pm 1,0 \%$ (газ и пар)	83F (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,13 \%$	СС-РАИН02
ИК НКПР	от 0 % до 100 % (объемные доли водорода)	$\gamma: \pm 3,31 \%$	$\gamma: \pm 3 \%$	Calomat 6 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,13 \%$	СС-РАИН02

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК				
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Первичный ИП			Вторичная часть	
			Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности и измерений
ИК НКПР	от 0 % до 25 % (объемные доли кислорода)	$\gamma: \pm 1,66 \%$	GPR-1500 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 1,5 \%$	MTL4544	СС-РАИН02	$\gamma: \pm 0,13 \%$
	от 0 % до 1 % (объемные доли кислорода)	$\gamma: \pm 6,61 \%$		$\gamma: \pm 6 \%$			
	от 0 % до 1 % (объемные доли кислорода)	$\gamma: \pm 6,61 \%$		$\gamma: \pm 6 \%$			
	от 0 % до 0,5 % (объемные доли сероводорода)	$\gamma: \pm 11,01 \%$	MOD 1000 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 10 \%$	MTL4544	FC-SAI-1620M	$\gamma: \pm 0,27 \%$
	от 0 % до 25 % (объемные доли кислорода)	$\gamma: \pm 1,14 \%$	Servopro 4100 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 1 \%$	MTL4544	FC-SAI-1620M	$\gamma: \pm 0,27 \%$
	от 0 % до 10 % (объемные доли оксида углерода)	$\gamma: \pm 2,22 \%$		$\gamma: \pm 2 \%$			
	от 0 до 50 % НКПР ⁴⁾	$\Delta: \pm 5,51 \%$ НКПР	ДАТ-М-05 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 5 \%$ НКПР	MTL4544	СС-РАИН02 FC-SAI-1620M	$\gamma: \pm 0,13 \%$ $\gamma: \pm 0,27 \%$
	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\Delta: \pm 5,51 \%$ НКПР	ДГС ЭРИС-230 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 5 \%$ НКПР	MTL4544	СС-РАИН02	$\gamma: \pm 0,13 \%$

Метрологические характеристики ИК				Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК			
				Первичный ИП		Вторичная часть	
				Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искро-защиты	Пределы допускаемой основной погрешности и измерений
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искро-защиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности и измерений
ИК темп. точки росы влаги	от -80 °С до +30 °С (шкала от 0 до 2 млн ⁻¹)	Δ: ± 2 °С	Xentaur HDT (от 4 до 20 мА)	Δ: ± 2 °С	MTL4544	СС-RAIN02	γ: ±0,13 %
ИК напряжения постоянно го тока (температуры)	НСХ К (шкала от -250 до +1300 °С ⁵)	см. примечание 4	—		MTL4573	СС-RAIN01	см. примечание 3
					MTL4573	FC-SAI-1620M	
ИК электрического сопротивления ения (температуры)	НСХ Pt 100 (α=0,00385 °С ⁻¹) (шкала от -200 до +850 °С ⁵)	см. примечание 4	—		MTL4573	СС-RAIN01	см. примечание 3
					MTL4573	FC-SAI-1620M	
ИК ввода аналоговых сигналов силы постоянного о тока	от 4 до 20 мА	γ: ±0,075 %	—		—	СС-RAIN02	γ: ±0,075 %
		γ: ±0,13 %			MTL4544	СС-RAIN02	γ: ±0,13 %
		γ: ±0,075 %			—	СС-RAIN01	γ: ±0,075 %
		γ: ±0,13 %			MTL4544	СС-RAIN01	γ: ±0,13 %
		γ: ±0,25 %			—	FC-SAI-	γ: ±0,25 %
		γ: ±0,27 %			MTL4544	1620M	γ: ±0,27 %

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК				
			Первичный ИП		Вторичная часть		
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности и измерений
ИК вывода аналоговых сигналов силы постоянного тока	от 4 до 20 мА	$\gamma: \pm 0,48 \%$	–	–	MTL4549 С	СС-РАОН01	$\gamma: \pm 0,48 \%$

¹⁾ Пределы допускаемой основной погрешности ИК температуры приведены для максимального абсолютного значения диапазона измерений температуры. Пределы допускаемой основной погрешности ИК при других значениях измеренной температуры рассчитываются согласно примечанию 2 настоящей таблицы.

²⁾ Шкала ИК давления и перепада давления, применяемых для измерения перепада давления на сужающем устройстве и уровня, установлена в ИС в единицах измерения расхода и уровня соответственно.

³⁾ Пределы допускаемой основной погрешности ИК температуры приведены для максимального абсолютного значения диапазона измерений температуры. Пределы допускаемой основной погрешности ИК при других значениях измеренной температуры рассчитываются согласно примечанию 4 настоящей таблицы.

⁴⁾ Диапазон показаний от 0 до 100 % НКПР.

⁵⁾ Указан максимальный диапазон измерений (диапазон измерений может быть настроен на меньший диапазон в соответствии с эксплуатационной документацией на первичный ИП ИК).

Примечания

1 НСХ – номинальная статическая характеристика.

2 Приняты следующие обозначения:

Δ – абсолютная погрешность, в единицах измеряемой величины;

t – измеренная температура, °С;

γ – приведенная к диапазону измерений погрешность, %;

δ – относительная погрешность, %;

Δt – разница между настроенным минимальным и максимальным значением температуры;

$\Delta_0 = \pm 0,2/v$ %, где v – скорость потока, м/с.

3 Пределы допускаемой погрешности вторичной части ИК электрического сопротивления (температуры) и ИК напряжения постоянного тока рассчитывают по формуле:

$$\Delta_{ВП} = \frac{\delta_{осн_барьер}}{100} \cdot t_{изм} + \frac{\delta_{доп_барьер}}{100} \cdot t_{изм} \cdot 5 + \frac{\gamma_{раб_модуль}}{100} \cdot (\Delta t)$$

где $\delta_{осн_барьер}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности барьера искрозащиты, %;

$\delta_{доп_барьер}$ – пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности барьера искрозащиты, %;

$\gamma_{раб_модуль}$ – пределы допускаемой относительной погрешности модуля ввода/вывода в рабочих условиях, %.

4 Пределы допускаемой основной погрешности ИК рассчитывают по формулам:

– абсолютная $\Delta_{ИК}$, в единицах измеряемой величины:

$$\Delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\Delta_{ПП}^2 + \left(\gamma_{ВП} \cdot \frac{X_{max} - X_{min}}{100} \right)^2},$$

$$\Delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\Delta_{ПП}^2 + \Delta_{ВП}^2},$$

где $\Delta_{ПП}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности первичного ИП ИК, в единицах измеряемой величины;

$\gamma_{ВП}$ – пределы допускаемой основной приведенной погрешности вторичной части ИК, %;

X_{max} – значение измеряемого параметра, соответствующее максимальному значению диапазона аналогового сигнала, в единицах измеряемой величины;

$X_{\min}$	– значение измеряемого параметра, соответствующее минимальному значению границы диапазона аналогового сигнала, в единицах измеряемой величины;
$\Delta_{\text{вп}}$	– пределы допускаемой основной абсолютной погрешности вторичной части ИК, в единицах измеряемой величины;
	– относительная $\delta_{\text{ИК}}$, %:
	$\delta_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{пп}}^2 + \left(\gamma_{\text{вп}} \cdot \frac{X_{\max} - X_{\min}}{X_{\text{изм}}} \right)^2},$
где $\delta_{\text{пп}}$	– пределы допускаемой основной относительной погрешности первичного ИП ИК, %;
$X_{\text{изм}}$	– измеренное значение, в единицах измеряемой величины;
	– приведенная $\gamma_{\text{ИК}}$, %:
	$\gamma_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\gamma_{\text{пп}}^2 + \gamma_{\text{вп}}^2},$
где $\gamma_{\text{пп}}$	– пределы допускаемой основной приведенной погрешности первичного ИП ИК, %.
5 Для расчета погрешности ИК в условиях эксплуатации: – приведят форму представления основных и дополнительных погрешностей измерительных компонентов ИК к единому виду (приведенная, относительная, абсолютная); – для каждого измерительного компонента ИК рассчитывают пределы допускаемых значений погрешности в условиях эксплуатации путем учета основной и дополнительных погрешностей от влияющих факторов. Пределы допускаемых значений погрешности измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации $\Delta_{\text{СИ}}$ рассчитывают по формуле	
	$\Delta_{\text{СИ}} = \pm \sqrt{\Delta_0^2 + \sum_{i=0}^n \Delta_i^2},$
где Δ_0	– пределы допускаемой основной погрешности измерительного компонента;
Δ_i	– погрешности измерительного компонента от i-го влияющего фактора в условиях эксплуатации при общем числе n учитываемых влияющих факторов.

Для каждого ИК рассчитывают границы, в которых с вероятностью, равной 0,95, должна находиться его погрешность в условиях эксплуатации, $\Delta_{ИК}$ по формуле

$$\Delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\sum_{j=0}^k (\Delta_{СИj})^2},$$

где $\Delta_{СИj}$ – пределы допускаемых значений погрешности $\Delta_{СИ}$ j-го измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации.

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество входных ИК, не более	1005
Количество выходных ИК, не более	150
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380_{-76}^{+57} ; 220_{-33}^{+22} 50±1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки вторичной части ИК – в местах установки первичных ИП ИК б) относительная влажность без конденсации влаги, %: – в месте установки вторичной части ИК – в местах установки первичных ИП ИК не более в) атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от -40 до +50 от 20 до 80 95 от 84,0 до 106,7
Нормальные условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: б) относительная влажность без конденсации влаги, %: в) атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Примечание – ИП, эксплуатация которых в указанных диапазонах температуры окружающей среды и относительной влажности не допускается, эксплуатируются при температуре окружающей среды и относительной влажности, указанных в технической документации на данные ИП.	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку и титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерительная установки № 10 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»	—	1
Руководство по эксплуатации	—	1
Паспорт	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Описание и работа» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока».

Правообладатель

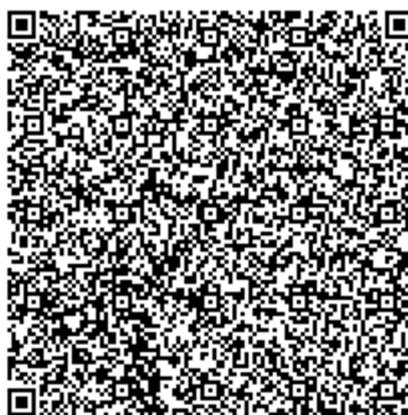
Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»)
ИНН 3448017919
Юридический адрес: 400029, Волгоградская обл., г. Волгоград, ул. 40 лет ВЛКСМ, д. 55
Телефон: (8442) 96-30-01, 96-30-03
Факс: (8442) 96-34-58, 96-34-35
E-mail: refinery@vnpz.lukoil.com
Web-сайт: <http://vnpz.lukoil.ru>

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»)
ИНН 3448017919
Адрес: 400029, Волгоградская обл., г. Волгоград, ул. 40 лет ВЛКСМ, д. 55
Телефон: (8442) 96-30-01, 96-30-03
Факс: (8442) 96-34-58, 96-34-35
E-mail: refinery@vnpz.lukoil.com
Web-сайт: <http://vnpz.lukoil.ru>

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)
Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263
Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2
Телефон: +7 (495) 108-69-50
E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314164.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы лабораторные СВЛ/1

Назначение средства измерений

Весы лабораторные СВЛ/1 (далее - весы), предназначены для измерений массы.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на электромагнитной компенсации массы взвешиваемого груза, создаваемой системой автоматического уравнивания. Электрический сигнал изменяется пропорционально изменению массы и преобразуется в цифровой код. Результаты выводятся на дисплей.

Конструктивно весы состоят из взвешивающего модуля и модуля терминала, расположенных в одном корпусе. Взвешивающий модуль включает в себя грузоприемную платформу (ГП), грузопередающее устройство, систему электромагнитной компенсации и устройство обработки цифровых данных. Модуль терминала оснащен дисплеем для отображения результатов измерений и управления весами.

Взвешивающий модуль оснащается ветрозащитной стеклянной витриной. Весы имеют последовательный защищенный интерфейс передачи данных RS-232 либо USB.

Общий вид весов представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид весов

Весы снабжены следующими устройствами и функциями (в скобках указаны соответствующие пункты ГОСТ OIML R 76-1–2011):

- устройство установки по уровню (Т.2.7.1) с индикатором уровня (3.9.1.1);
- устройство первоначальной установки на нуль (Т.2.7.2.4);
- устройство слежения за нулем (Т.2.7.3);
- устройство установки на нуль и уравнивания тары (4.6.9);
- устройство выборки массы тары (Т.2.7.4);
- вспомогательное показывающее устройство (Т.2.5);
- взвешивание в различных единицах измерения массы (2.1);
- запоминающее устройство (4.4.6);
- полуавтоматическое устройство юстировки чувствительности (4.2.5);

Весы оснащены устройством автоматической калибровки внутренней гирей (за исключением модификации СВЛ/1-20203).

Весы выпускаются в десяти модификациях, отличающихся метрологическими характеристиками. Обозначение модификаций весов имеет вид СВЛ/1-[1][2] где:

СВЛ/1 - обозначение типа весов;

[1] — условное обозначение максимальной нагрузки (Max) в г.:

60 – 60; 120 – 120; 220 – 220; 320 – 320; 520 – 520; 620 – 620; 1020 – 1020;
1520 – 1520; 2020 – 2020;

[2] — условное обозначение действительной цены деления d в г.:

3 – 0,001; 4 – 0,0001;

Маркировочная табличка весов выполнена в виде наклейки, крепится на боковой части корпуса весов и содержит следующие основные данные:

- наименование изготовителя;
- обозначение типа;
- класс точности;
- значение максимальной нагрузки Max;
- значение минимальной нагрузки Min;
- поверочный интервал e ;
- действительное значение цены деления d ;
- диапазон рабочих температур, °C;
- знак утверждения типа.
- серийный номер (наносится типографским способом на маркировочную табличку в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр).

Схема пломбировки весов от несанкционированного доступа приведена на рисунке 2.



Место пломбировки корпуса
в виде наклейки
в месте соединения половинок
корпуса

Рисунок 2 – Схема пломбировки весов от несанкционированного доступа.

Нанесение знака поверки на весы не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) весов является встроенным, используется в стационарной (закрепленной) аппаратной части.

Защита от несанкционированного доступа к настройкам и данным измерений обеспечивается защитной пломбой, расположенной на корпусе весов (как показано на рисунке 2). ПО не может быть модифицировано или загружено через какой-либо интерфейс. Защитная пломба ограничивает доступ к переключателю регулировки, а также к предохранительному винту, при этом ПО не может быть модифицировано без нарушения защитной пломбы и изменения положения переключателя. Кроме того, изменение ПО невозможно без применения специализированного оборудования производителя.

Защита ПО от преднамеренных и непреднамеренных воздействий соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который отображается дисплеем при включении весов. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	SVL Firmware
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	SUL
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)*	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики			
	СВЛ/1-604	СВЛ/1-1204	СВЛ/1-2204	СВЛ/1-3204
Максимальная нагрузка (Max), г	60	120	220	320
Минимальная нагрузка (Min), г	0,01	0,01	0,01	0,01
Поверочный интервал e , г	0,001	0,001	0,001	0,001
Действительная цена деления (шкалы) d , г	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
Число поверочных интервалов, n	60000	120000	220000	320000
Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011	I (Специальный)			

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики					
	СВЛ/1-3203	СВЛ/1-5203	СВЛ/1-6203	СВЛ/1-10203	СВЛ/1-15203	СВЛ/1-20203
Максимальная нагрузка (Max), г	320	520	620	1020	1520	2020
Минимальная нагрузка (Min), г	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Поверочный интервал e , г	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Действительная цена деления (шкалы) d , г	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Число поверочных интервалов, n	32000	52000	62000	102000	152000	202000
Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011	II (Высокий)					

Таблица 4 – Основные технические – характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон устройства выборки массы тары, г	100 % Max
Диапазон первоначальной установки нуля, % от Max	20
Диапазон рабочих температур, °C	от +15 до +25
Параметры электропитания от сети переменного тока (через адаптер): напряжение, В частота, Гц	от 187 до 242 от 49 до 51
Параметры электропитания от сети постоянного тока (от аккумуляторной батареи): напряжение, В	от 2 до 6
Габаритные размеры (длина x ширина x высота), не более, мм	340x315x215
Масса, кг, не более	9

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, расположенную на корпусе весов и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы лабораторные	СВЛ/1	1 шт.
Блок питания (адаптер)	–	1 шт.
Руководство по эксплуатации	СВ-014-000-00 РЭ	1 экз.
Паспорт	СВ-014-000-00ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.2 «Порядок работы» документа СВ-014-000-00 РЭ «Весы лабораторные СВЛ/1. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ OIML R 76-1–2011 «Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания»;

Приказ Росстандарта от 4 июля 2022 г. № 1622 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы»;

ТУ 4274-014-54260022-2024 «Весы лабораторные СВЛ/1. Технические условия».

Правообладатель

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

ИНН 7806108926

Юридический адрес: 141701, Московская обл., г. Долгопрудный, Лихачевский пр-д, д. 8, помещ./оф. XIII/215

Тел/Факс.: (495)408-670, 579-9836, 579-41

E-mail:info@smartves.ru

Web-сайт: smartves.ru

Изготовитель

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

ИНН 7806108926

Юридический адрес: 141701, Московская обл., г. Долгопрудный, Лихачевский пр-д, д. 8, помещ./оф. XIII/215

Адрес места осуществления деятельности: 141900, Московская обл., Талдомский р-н, д. Григорово

Тел/Факс.: (495)408-670, 579-9836, 579-41

E-mail:info@smartves.ru

Web-сайт: smartves.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии - Ростест» (ФБУ «НИЦ ПМ - Ростест»)

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

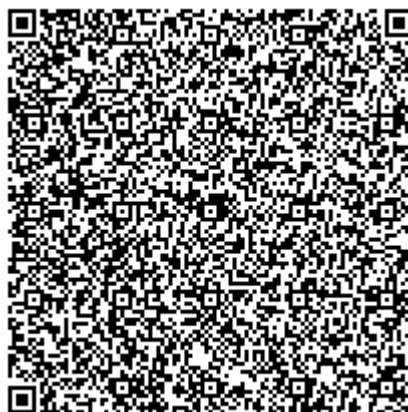
Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 544-00-00

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1228

Регистрационный № 95709-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Оборудование измерительное стенда СИАКБ

Назначение средства измерений

Оборудование измерительное стенда СИАКБ (далее – оборудование или ОИ СИАКБ) предназначено для измерений силы и напряжения постоянного электрического тока, сопротивления постоянному электрическому току, температуры составных частей оборудования и окружающей среды, времени заряда и разряда аккумуляторных батарей (далее – АКБ) и их модулей при испытаниях АКБ для беспилотных летательных аппаратов.

Описание средства измерений

Принцип действия оборудования основан на преобразовании измеряемых физических величин в электрические сигналы, преобразовании электрических сигналов в цифровой код с последующей передачей данных в модуль управления и формирования отчетов для регистрации, математической обработки, пересчета в единицы физических величин по заданным функциям преобразования, визуализации, хранения результатов измерений и послесредовой обработки.

Конструктивно измерительные каналы (далее – ИК) оборудования состоят из измерительного компонента измерительной системы (далее – ИС), включающего в себя первичные измерительные преобразователи (далее – ПИП), и комплексного компонента ИС, представляющего собой стойку измерительную, а также модуль управления и формирования отчетов. Измерительный и комплексный компоненты ИС являются многоканальными устройствами и соединяются между собой проводными линиями связи (кабелями).

Производство единичное, заводской № 52002447001.

В составе ИК применяются следующие ПИП:

- термопреобразователи сопротивления ДТС, модификации 224-РТ100.В.30/1 и 224-РТ100.В.30/5 с номинальными статистическими характеристиками по ГОСТ 6651-2009, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №) 28354-10;

- преобразователи силы тока измерительные ПИТ, модификации 100-У-Б30, 300-У-Б30, 500-У-Б30, рег. № 74910-19.

К комплексному компоненту ИС относятся:

- стойка измерительная, состоящая из блоков согласования сигналов и установки измерительной LTR с модулями измерительными LTR27 и преобразователями измерительными Н-27У10, Н-27У20, Н-27R250, рег. № 78771-20;

- модуль управления и формирования отчетов.

Измерительная информация обрабатывается в установке измерительной LTR и передается в модуль управления и формирования отчетов. В состав модуля управления и формирования отчетов входят: персональный компьютер с операционной системой Microsoft Windows и специализированным программным обеспечением ACTest, принтер.

Внешний вид ОИ СИАКБ приведен на рисунке 1. Информационная табличка с заводским номером в виде цифрового обозначения, а также место нанесения знака утверждения типа представлены на рисунке 2.

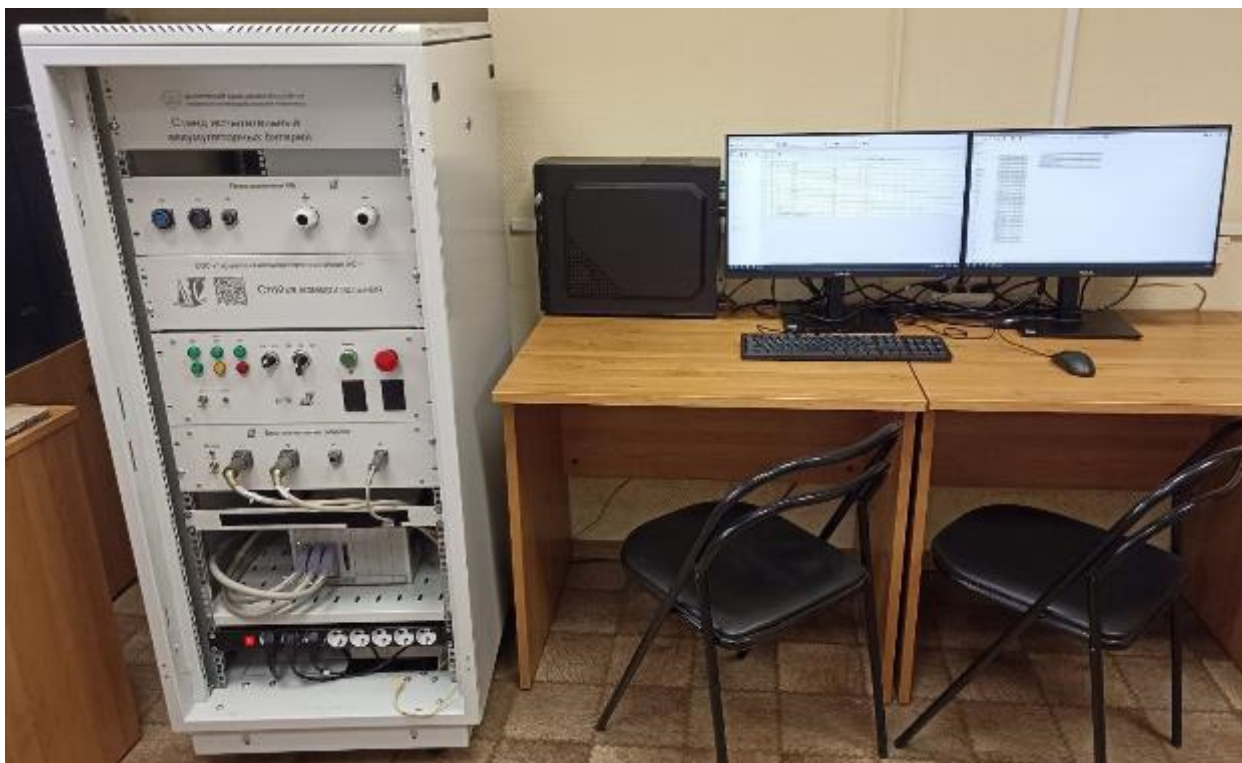


Рисунок 1 – ОИ СИАКБ

Место нанесения
знака утверждения
типа



Заводской
номер

Рисунок 2 – Информационная табличка с заводским номером,
место нанесения знака утверждения типа

Знак поверки на средство измерений не наносится. Пломбирование оборудования не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) ОИ СИАКБ включает общее и функциональное ПО, обеспеченное сертификатом цифровой подписи.

В состав общего ПО входит операционная система Windows 10 Pro и система управления базами данных Microsoft SQL Server 2012.

Функциональное ПО состоит из программного комплекса АСTest.

Метрологически значимой частью ПО являются программные модули АСTest Конфигуратор и АСTest Визуализатор.

Метрологически значимая часть ПО и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077 – 2014.

Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АСTest Конфигуратор	АСTest Визуализатор
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер) ПО не ниже	1.6.4248.1	1.6.4248.1

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики ОИ СИАКБ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики ОИ СИАКБ

Наименование ИК	Наименование характеристики	Значение
Силы тока АКБ, диапазон 1	Диапазон измерений силы постоянного тока, А	от 0 до 500
	Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений (далее – ВПИ) погрешности измерений, %	$\pm 0,8$
	Количество ИК	1
Силы тока АКБ, диапазон 2	Диапазон измерений силы постоянного тока, А	от 0 до 300
	Пределы допускаемой приведенной к ВПИ измерений погрешности измерений, %	$\pm 0,7$
	Количество ИК	1
Силы тока АКБ, диапазон 3	Диапазон измерений силы постоянного тока, А	от 0 до 100
	Пределы допускаемой приведенной к ВПИ погрешности измерений, %	$\pm 0,8$
	Количество ИК	1
Напряжения АКБ, диапазон 1	Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	от 0 до 30
	Пределы допускаемой основной приведенной к ВПИ погрешности измерений, %	$\pm 0,2$
	Количество ИК	1
Напряжения АКБ, диапазон 2	Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	от 0 до 60
	Пределы допускаемой основной приведенной к ВПИ погрешности измерений, %	$\pm 0,2$
	Количество ИК	1
Напряжения ячеек АКБ	Диапазон измерений напряжения постоянного тока, В	от 0 до 10
	Пределы допускаемой основной приведенной к ВПИ погрешности измерений, %	$\pm 0,1$
	Количество ИК	14

Продолжение таблицы 2

Наименование ИК	Наименование характеристики	Значение
Температуры на корпусе АКБ	Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до 150
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±1,5
	Количество ИК	1
Температуры окружающей среды	Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до 100
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, °С	±1,5
	Количество ИК	1
Интервалов времени	Диапазон измерений интервалов времени, с	от 10 до 10800
	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, с	$\pm(0,001 \cdot T_{\text{изм}} + 0,1)$
	Количество ИК	1
Примечание – В таблице приняты следующие обозначения: $T_{\text{изм}}$ – значение измеренного интервала времени, с		

Таблица 3 – Технические характеристики ОИ СИАКБ

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания переменного тока частотой от 49 до 51 Гц, В	от 207 до 253
Рабочие условия применения: температура окружающей среды, °С относительная влажность воздуха при температуре +25 °С, %, не более атмосферное давление, кПа	от +10 до +30 80 от 70 до 106,7

Таблица 4 – Показатели надежности ОИ СИАКБ

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	10000

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и методом наклейки информационной таблички на стойку измерительную ОИ СИАКБ.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность ОИ СИАКБ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Оборудование измерительное стенда СИАКБ в составе:	ЛАСУ.421413.501	1
– стойка измерительная	ЛАСУ.421413.501.200	1
– модуль управления и формирования отчетов	ЛАСУ.421413.501.300	1
– комплект датчиков и кабелей	ЛАСУ.421413.501.100	1
Оборудование измерительное стенда СИАКБ. Руководство по эксплуатации	ЛАСУ.421413.501РЭ	1
Оборудование измерительное стенда СИАКБ. Паспорт	ЛАСУ.421413.501ПС	1
Оборудование измерительное стенда СИАКБ. Методика поверки	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Использование изделия» Руководства по эксплуатации ЛАСУ.421413.501РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Приказ Росстандарта от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

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

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока».

Правообладатель

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Московский авиационный институт (национальный исследовательский университет)» (МАИ)

ИНН 7712038455

Юридический адрес: 125993, г. Москва, Волоколамское ш., д. 4

Телефон: (499) 158-48-19

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Лаборатория автоматизированных систем (АС)» (ООО «Лаборатория автоматизированных систем (АС)»)

ИНН 7720189874

Адрес: 127474, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Бескудниковский, Дмитровское ш., д. 60А

Телефон: (495) 730-36-32

Факс: (495) 229-14-36

E-mail: info@actech.ru

Web-сайт: <https://actech.ru>

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии - Ростест» (ФБУ «НИЦ ПМ - Ростест»)

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

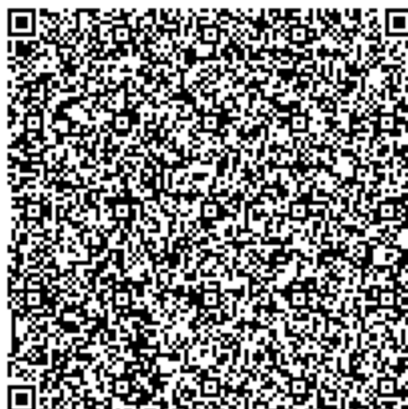
Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 544-00-00

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1228

Регистрационный № 95710-25

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Пермского края (ПС Щучье озеро, ПС Чад)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Пермского края (ПС Щучье озеро, ПС Чад) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ».

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется

для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ОАО «РЖД», часы УСПД и счётчиков.

Сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ОАО «РЖД» оснащён устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от уровня ИВК ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка

коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 303. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-3.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4-6.

Таблица 4 – Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Состав ИК АИИС КУЭ					
Номер ИК	Наименование объекта учета	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)	Обозначение, тип	УСПД	УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Чад (ТЯГА), ВВОД 110 кВ Т-2	ТТ Кт=0,2S Ктт=200/1 №16635-05	А ТГФ110	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
		ТН Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	В ТГФ110		
			С ТГФ110		
			А НАМИ-110 УХЛП		
			В НАМИ-110 УХЛП		
			С НАМИ-110 УХЛП		
		Счетчик Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	ЕА05RAL-B-4		
2	ПС 110 кВ Чад (ТЯГА), ВВОД 110 кВ Т-1	ТТ Кт=0,2S Ктт=200/1 №16635-05	А ТГФ110	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
		ТН Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03	В ТГФ110		
			С ТГФ110		
			А НАМИ-110 УХЛП		
			В НАМИ-110 УХЛП		
		Счетчик Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	ЕА02RALX-P3B-4W		

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
3	ПС 110 кВ Чад (тяга), ОРУ 27,5 кВ, Ф.2 ДТР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 № 47124-11	A	ТОЛ-СЭЩ-35-IV
				B	-
				C	ТОЛ-СЭЩ-35-IV
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65
				B	-
		C	ЗНОМ-35-65		
4	ПС 110 кВ Чад (тяга), ОРУ 27,5 кВ, Ф.1 ДТР	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3	
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №47959-11	A	ТОЛ-35 III-IV
				B	-
				C	ТОЛ-35 III-IV
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65
			B	-	
		C	ЗНОМ-35-65		
5	ПС 110 кВ Шульче Озеро (тяга), ввод 110 кВ Т-2	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3	
		ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №16635-05	A	ТГФ110
				B	ТГФ110
				C	ТГФ110
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1
			B	НАМИ-110 УХЛ1	
		C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	EA02RALX-P3B-4W	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4			5	6		
6	ПС 110 кВ Шульче Озеро (тяга), ввод 110 кВ Т-1 ДТР	ТТ	К _Г =0,2S К _{ТГ} =200/1 №16635-05	A	ТГФ110	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B	ТГФ110				
				C	ТГФ110				
		ТН	К _Г =0,2 К _{ТН} =110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	К _Г =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07	EA02RALX-P3B-4W							
		7	ПС 110 кВ Шульче Озеро (тяга), ОРУ 27,5 кВ, Ф.2 ДТР	ТТ	К _Г =0,5S К _{ТГ} =200/5 №47959-11			A	ТОЛ-35 III-IV
								B	ТОЛ-35 III-IV
C	-								
ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70			A	ЗНОМ-35-65				
				B	ЗНОМ-35-65				
				C	-				
Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-3							
		8	ПС 110 кВ Шульче Озеро (тяга), ОРУ 27,5 кВ, Ф.1 ДТР	ТТ	К _Г =0,5 К _{ТГ} =200/5 №3690-73			A	ТФ3М-35А-У1
								B	ТФ3М-35А-У1
C	-								
ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70			A	ЗНОМ-35-65				
				B	ЗНОМ-35-65				
				C	-				
Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-3							

1	2	3	4	5	6
9	ПС 110 кВ ШУЧье Озеро (ТЯГА), РУ 10 кВ, Ф.2 ПЭ	ТТ К_Т=0,5 К_{ТТ}=50/5 № 1276-59 ТН К_Т=0,5 К_{ТН}=10000/100 №831-69 Счетчик К_Т=0,5S/1,0 К_{сч}=1 №16666-97	А ТПЛ-10 В - С ТПЛ-10 А НТМИ-10-66 В - С НТМИ-10-66 EA05RL-B-3	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
10	ПС 110 кВ ШУЧье Озеро (ТЯГА), РУ 10 кВ, Ф.1 ПЭ	ТТ К_Т=0,5 К_{ТТ}=75/5 № 1276-59 ТН К_Т=0,5 К_{ТН}=10000/100 №831-69 Счетчик К_Т=0,5S/1,0 К_{сч}=1 №16666-97	А ТПЛ-10 В - С ТПЛ-10 А НТМИ-10-66 В - С НТМИ-10-66 EA05RL-B-3		
Примечания: 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик. 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов. 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 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Таблица 5 Основные метрологические характеристики ИК			
Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,4	3,5
2, 5, 6	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
3, 4, 8 – 10	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
7	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	
Примечания:			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$.			
3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{\text{ном}}$, $\cos\varphi = 0,5_{\text{инд}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $+5$ до $+35^{\circ}\text{C}$.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от $+21$ до $+25$ от $+21$ до $+25$ от $+18$ до $+22$
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, $^\circ\text{C}$: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ-3 - для Метроном-50М	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до $+35$ от -40 до $+70$ от 0 до $+40$ от -25 до $+60$ от $+15$ до $+30$

Продолжение таблицы 6

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАльфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	80000 72 50000 72 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- журнал серверов:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках, УСПД, серверах;
 - пропадание и восстановление связи с УСПД, счетчиками;
 - результат самодиагностики;

- перерывы питания.
- Защищённость применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.
- Возможность коррекции времени в:
- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
 - УСПД (функция автоматизирована);
 - сервере ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТГФ110	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-35 III-IV	4
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	8
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	4
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	6
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.303.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Пермского края (ПС Щучье озеро, ПС Чад)», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314868.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Правообладатель

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

ИНН 7706284124

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

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

ИНН 7706284124

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

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

ИНН 7444052356

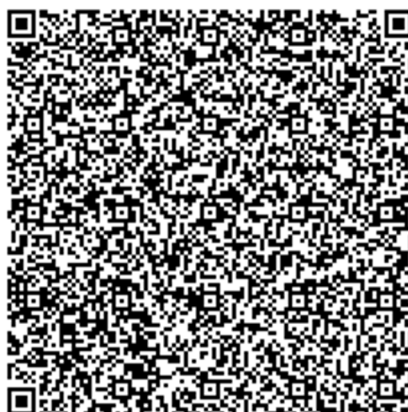
Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск,
ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2, помещ. 1, ком. № 510

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23

Телефон: +7 (351) 951-02-67

E-mail: encomplex@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1228

Регистрационный № 95711-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры кориолисовые AFLOWT CM

Назначение средства измерений

Расходомеры кориолисовые AFLOWT CM (далее – расходомеры) предназначены для измерений массового расхода, массы, объёмного расхода и объёма жидкости и газа, их плотности и температуры.

Описание средства измерений

Принцип работы расходомеров основан на использовании сил Кориолиса, возникающих в колебательной системе при прохождении через неё измеряемой среды. Значение силы Кориолиса зависит от массы среды и скорости её движения. Массовый расход среды прямо пропорционален разнице во времени между сигналами входного и выходного детекторов. Плотность среды прямо пропорциональна периоду колебаний измерительных трубок. Измерение температуры осуществляется с помощью термосопротивления. Объёмный расход и объём определяются на базе измеренных значений массового расхода, массы и плотности рабочей среды.

Расходомеры состоят из первичного преобразователя расхода и электронного преобразователя.

Первичный преобразователь расхода представляет собой корпус, во внутренней части которого расположены две изогнутые измерительные трубки, задающая катушка и детекторы, представляющие собой сборку из катушки индуктивности и постоянного магнита.

Электронный преобразователь обрабатывает первичные сигналы первичного преобразователя расхода и осуществляет следующие функции:

- индикацию результатов измерений и параметров в различных единицах;
- самодиагностику неисправностей и их индикацию;
- передачу измерительной информации в аналоговом и/или в цифровом виде на персональный компьютер, контроллер, удалённое устройство индикации.

К данному типу относятся расходомеры модели CM470.

Расходомеры изготавливаются в следующих исполнениях: компактное, отдельное фланцевое, резьбовое, Tri-clamp.

Компактное исполнение характеризуется монтажом электронного преобразователя непосредственно на первичный преобразователь расхода.

Отдельное исполнение характеризуется удалённым монтажом электронного преобразователя от первичного преобразователя расхода.

Общий вид расходомеров кориолисовых AFLOWT CM представлен на рисунках 1 – 2.

Цвет корпуса первичного преобразователя окрашивается по заказу.



Рисунок 1 – Внешний вид электронного преобразователя расходомера кориолисового AFLOWT CM



DN3 – DN300



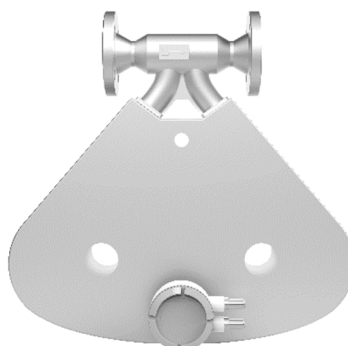
DN50 – DN80



DN40 – DN200



DN1,5 – DN200



DN6 – DN100



DN15

Рисунок 2 – Внешний вид первичного преобразователя расходомера кориолисового AFLOWT CM

Знак утверждения типа и заводской номер (на полимерной наклейке) в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносятся на маркировочную табличку, закрепляемую на корпусе первичного преобразователя и электронного блока.

Знак поверки на СИ не наносится.

Расположение маркировочной таблички показано на рисунке 3.



Рисунок 3 – Маркировочная табличка

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) расходомера является встроенным. Преобразование измеряемых величин и обработка измерительных данных выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. ПО хранится в энергонезависимой памяти.

После включения питания встроенное программное обеспечение проводит ряд самодиагностических проверок, во время работы осуществляет сбор и обработку поступающих данных, а также циклическую проверку целостности конфигурационных данных.

Программное обеспечение расходомеров предназначено для обработки сигналов, выполнения математической обработки результатов измерений, обеспечения взаимодействия с периферийными устройствами, хранения в энергонезависимой памяти настроек и вывода результатов измерений на устройства индикации.

Метрологические характеристики средства измерений нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Для обеспечения защиты измерительных и конфигурационных данных от несанкционированного доступа, в ПО расходомера предусмотрен двухуровневый разграниченный доступ по паролям («Пользователь», «Сервис»), в зависимости от выполняемых функций и уровня полномочий.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	RS485	HART	(4 – 20) mA
Идентификационное наименование ПО	Mass Meter		
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.xx	3.xx	4.xx
Примечание – «х» может принимать значение от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО.			

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра
	СМ470
Номинальный диаметр, DN	от 1,5 до 300
Диапазон измерений массового и объёмного расходов жидкости, т/ч (м³/ч)	от 0 до 2500 (от 0 до 2500 ²⁾)
Диапазон измерений плотности измеряемой среды, кг/м³	от 650 до 2000
Диапазон измерений температуры измеряемой среды, °C	от -200 до +300
Пределы допускаемой относительной погрешности расходомера при измерении массы жидкости в потоке и массового расхода жидкости ¹⁾ , %	±0,1; ±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,3; ±0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности расходомера при измерении объёма жидкости в потоке и объёмного расхода жидкости ¹⁾ , %	±0,15; ±0,2; ±0,25; ±0,3; ±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности ¹⁾ , кг/м³	±1; ±2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	±(1 + 0,005· t), где t – измеренное значение температуры, °C
¹⁾ В зависимости от заказа. Конкретные значения указываются в паспорте.	
²⁾ Верхний предел измерений объёмного расхода указан для жидкости с условной плотностью 1000 кг/м³. Для других сред расход зависит от их плотности.	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра
	СМ470
Измеряемая среда	жидкость, газы (газовый конденсат), широкие фракции лёгких углеводородов, сжиженные углеводородные газы и другие жидкости
Диапазон температуры измеряемой среды, °C	от -200 до +300
Давление измеряемой среды избыточное, МПа	от 0 до 35
Параметры питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц – напряжение постоянного тока, В	от 85 до 265 50 ± 1 от 18 до 36
Потребляемая мощность, Вт, не более	15

Наименование параметра	Значение параметра
	СМ470
Выводы и интерфейсы: ¹⁾	- импульсный; - аналоговый выход с поддержкой HART; - цифровой RS-485 с поддержкой Modbus RTU; - дискретный
Параметры выходных сигналов: – частотно-импульсный, Гц – аналоговый токовый, мА	от 0 до 10000 от 4 до 20
Степень защиты от проникновения твердых предметов и воды по ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529) ¹⁾	IP65 / IP67
Маркировка взрывозащиты	1Ex db [ia Ga] IIC T6 Gb X
Температура окружающей среды при эксплуатации, °С	от -40 до +55
Относительная влажность окружающей среды, %, не более	95
¹⁾ В зависимости от заказа. Конкретные значения указываются в паспорте.	

Таблица 4 – Показатели надёжности

Наименование параметра	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	150000
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом и на маркировочную табличку расходомера на полимерной наклейке.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомер кориолисовый	AFLOWT CM	1 шт.
Упаковка	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации*	ШКСД.407281.002 РЭ	1 экз.
Примечание – Допускается поставлять 1 экз. на партию в один адрес отгрузки.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 руководства по эксплуатации ШКСД.407281.002 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 ноября 2019 г. № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 ноября 2024 г. № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

ШКСД.407281.002 ТУ «Расходомеры кориолисовые AFLOWT СМ. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «Взлет» (АО «Взлет»)

ИНН 7826013976

Юридический адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, ул. Трефолева, д. 2, лит. БМ

Телефон: +7 (800) 333-88-87, +7 (812) 499-07-38

E-mail: mail@vzljot.ru

Web-сайт: www.vzljot.ru

Изготовители

Акционерное общество «Взлет» (АО «Взлет»)

ИНН 7826013976

Юридический адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, ул. Трефолева, д. 2, лит. БМ

Адрес места осуществления деятельности: 198097, г. Санкт-Петербург, ул. Трефолева, д. 2, лит. БМ

Телефон: +7 (800) 333-88-87, +7 (812) 499-07-38

E-mail: mail@vzljot.ru

Web-сайт: www.vzljot.ru

«Q&T Instrument Co., Ltd», KHP

Адрес: No. 191, Wangbai Road, Huanglong Area, Kaifeng, Henan, China

Телефон: +86 371 27880233, +86 15237865258

E-mail: qtinstrument@gmail.com

Web-сайт: www.qtmeters.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест» (ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

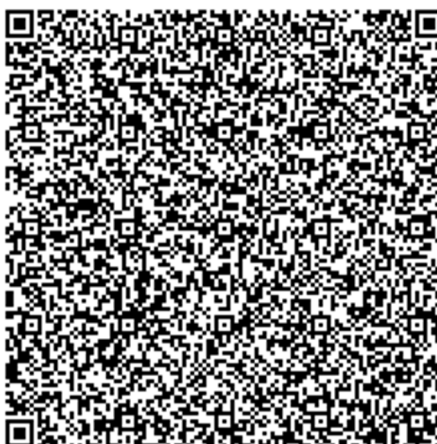
Адрес места осуществления деятельности: 119361, Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озёрная, д. 46

Телефон: +7 (495) 544-00-00

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1228

Регистрационный № 95712-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры электромагнитные AFLOWT EM

Назначение средства измерений

Расходомеры электромагнитные AFLOWT EM (далее – расходомеры) предназначены для измерений объёмного расхода и объёма электропроводящих жидкостей, пульп и суспензий, а также для использования в составе других средств измерения, в том числе приборов и систем учёта тепловой энергии и измерительных системах.

Описание средства измерений

Принцип работы расходомеров основан на измерении электродвижущей силы, пропорциональной скорости потока, возникающей при прямом и (или) обратном (реверсивном) движении потока электропроводящей жидкости через наведённое системой электромагнитных катушек электромагнитное поле. Электродвижущая сила воспринимается электродами и преобразуется в значение объёмного расхода жидкости и объёма жидкости в потоке.

Расходомеры состоят из первичного преобразователя расхода и электронного преобразователя.

Первичный измерительный преобразователь расхода представляет собой отрезок трубы (патрубок), внутренняя поверхность которого, выполнена из немагнитного диэлектрического материала. В изолированной от измеряемой среды части патрубка расположена система электромагнитов, создающая магнитное поле в потоке. На внутренней поверхности патрубка расположены электроды для контакта с протекающей электропроводящей жидкостью

Электронный преобразователь обрабатывает первичные сигналы первичного преобразователя расхода и осуществляет следующие функции:

- вычисление объёмного расхода и объёма жидкости (в одном или двух направлениях потока);
- индикацию результатов измерений объёмного расхода и объёма, а также параметров в различных единицах;
- самодиагностику неисправностей и их индикацию;
- передачу измерительной информации в аналоговом и/или в цифровом виде на персональный компьютер, контроллер, удалённое устройство индикации.

К данному типу относятся расходомеры моделей EM270, EM370, EM450, EM470.

Расходомеры изготавливаются в следующих исполнениях: компактное (EM270, EM450, EM470), раздельное (EM270, EM370, EM450, EM470), фланцевое (EM270, EM370, EM450, EM470), бесфланцевое типа «сэндвич» (EM450, EM470), зондовое (EM450), санитарное (EM470), с батарейным питанием (EM470).

Компактное исполнение характеризуется монтажом электронного преобразователя непосредственно на первичный преобразователь расхода.

Раздельное исполнение характеризуется удалённым монтажом электронного преобразователя от первичного преобразователя расхода.

Общий вид расходомеров электромагнитных AFLOWT EM представлен на рисунке 1.
Цвет корпуса первичного преобразователя окрашивается по заказу.



а) EM270



б) EM370



в) EM450, компактное
исполнение



г) EM450, разнесенное
исполнение



д) EM470, компактное фланцевое исполнение (с различными
исполнениями электронного блока)



е) EM470, разнесенное фланцевое исполнение



ж) EM470, компактное бесфланцевое исполнение (с различными исполнениями электронного блока)



з) EM470, разнесенное бесфланцевое исполнение



и) EM470, компактное санитарное исполнение (с различными исполнениями электронного блока)



к) EM450, компактное исполнение с питанием от батареи



л) EM470, компактное исполнение с питанием от батареи



м) EM470, разнесенное исполнение с питанием от батареи

Рисунок 1 – Внешний вид расходомеров электромагнитных AFLOWT EM



Рисунок 2 – Маркировочная табличка

Знак утверждения типа и заводской номер (на полимерной наклейке), состоящий из 8 цифр, наносится на маркировочную табличку, закрепляемую на корпусе электронного преобразователя.

Расположение маркировочной таблички показано на рисунке 2.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) расходомера является встроенным. Преобразование измеряемых величин и обработка измерительных данных выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. ПО хранится в энергонезависимой памяти.

После включения питания встроенное программное обеспечение проводит ряд самодиагностических проверок, во время работы осуществляет сбор и обработку поступающих данных, а также циклическую проверку целостности конфигурационных данных.

Программное обеспечение расходомеров предназначено для обработки сигналов, выполнения математической обработки результатов измерений, обеспечения взаимодействия с периферийными устройствами, хранения в энергонезависимой памяти настроек и вывода результатов измерений на устройства индикации.

Метрологические характеристики средства измерений нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Для обеспечения защиты измерительных и конфигурационных данных от несанкционированного доступа, в ПО расходомера предусмотрен двухуровневый

разграниченный доступ по паролям («Пользователь», «Сервис»), в зависимости от выполняемых функций и уровня полномочий.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VZEM
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.x
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО	не отображается
Примечание – Где «х» может принимать значение от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значения для моделей			
	ЕМ270	ЕМ370	ЕМ450	ЕМ470
1	2	3	4	5
Номинальный диаметр, DN	от 50 до 300	от 200 до 1600	от 100 до 1600	от 3 до 1600 ¹⁾
Диапазон измерений объёмного расхода жидкости, м³/ч	от 0,1 до 2000	от 4,08 до 7500	от 2,83 до 14500	от 0,003 до 14500
Пределы допускаемой относительной погрешности расходомера при измерении объёма жидкости в потоке и объёмного расхода жидкости, % ²⁾	±2,0	±2,5	±1,5	±0,2 ³⁾ ; ±0,3; ±0,5
¹⁾ В исполнении с присоединением Tri-clamp: от 15 до 200; в исполнении с бесфланцевым присоединением: от 25 до 200. ²⁾ В зависимости от исполнения. Конкретные значения указываются в паспорте. ³⁾ При специальной калибровке в динамическом диапазоне 1:10.				

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование параметра	Значения для моделей			
	ЕМ270	ЕМ370	ЕМ450	ЕМ470
1	2	3	4	5
Измеряемая среда	Электропроводящая жидкость (вода питьевая, вода техническая, вода промышленная, сточные воды, спиртосодержащие жидкости, пищевые продукты, солевые, щелочные и кислотные растворы, неагрессивные к компонентам расходомера)			
Удельная электрическая проводимость среды, мкСм/см, не менее	20	5	5	5
Диапазон температуры измеряемой среды, °С ¹⁾	от 0 до +50	от -20 до +80	от -20 до +80	от -20 до +60 от -10 до +80 от -10 до +160
Давление измеряемой среды избыточное, МПа ¹⁾	от 0 до 1,6	от 0 до 0,6 от 0 до 1,0	от 0 до 1,6	от 0 до 0,6 от 0 до 1,6 от 0 до 2,5 от 0 до 4,0 от 0 до 6,4 от 0 до 42
Параметры питания: ¹⁾ – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц – напряжение постоянного тока, В	- 3,6 (от батареи)	от 85 до 250 50 ± 1 / 60 ± 1 от 20 до 36 / от 9 до 36	от 85 до 250 50 ± 1 / 60 ± 1 от 20 до 36 / от 9 до 36 / 3,6 (от батареи)	от 85 до 250 50 ± 1 / 60 ± 1 от 20 до 36 / от 9 до 36 / 3,6 (от батареи)
Потребляемая мощность, Вт, не более	2	20	20	20
Выводы и интерфейсы: ¹⁾	- импульсный; - аналоговый выход с поддержкой HART; - цифровой RS-485 с поддержкой Modbus RTU и Modbus TCP; - дискретный - GPRS - GSM - Nbiot - Lora - Bluetooth - TTL - PROFIBUS			

1	2	3	4	5
Параметры выходных сигналов: – частотно-импульсный, Гц – аналоговый токовый, мА	от 0 до 5000 от 4 до 20	от 0 до 5000 от 4 до 20	от 0 до 5000 от 4 до 20	от 0 до 5000 от 4 до 20
Степень защиты от проникновения твердых предметов и воды по ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529) ¹⁾	IP68	IP68	IP65 (преобразователь) IP65 / IP68 (сенсор)	IP65 (преобразователь) IP65 / IP68 (сенсор)
Маркировка взрывозащиты	-	-	1Ex db IIB T6 Gb X	
Температура окружающей среды при эксплуатации, °C	от -25 до +60			
Относительная влажность окружающей среды, %, не более	95			
¹⁾ В зависимости от исполнения. Конкретные значения указываются в паспорте.				

Таблица 4 – Показатели надёжности

Наименование параметра	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	150000
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом и на маркировочную табличку расходомера на полимерной наклейке.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомер электромагнитный	AFLOWT EM270 или AFLOWT EM370, или AFLOWT EM450, или AFLOWT EM470 (в зависимости от заказа)	1 шт.
Упаковка	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ШКСД.407212.036 РЭ	1 экз.
Паспорт	ШКСД.407212.036 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 руководства по эксплуатации ШКСД.407212.036 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 года № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости»;

ШКСД.407212.036 ТУ «Расходомеры электромагнитные AFLOWT EM. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «Взлет» (АО «Взлет»)

ИНН 7826013976

Юридический адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, ул. Трефолева, д. 2, лит. БМ

Телефон: +7 (800) 333-88-87, +7 (812) 499-07-38

E-mail: mail@vzljot.ru

Web-сайт: www.vzljot.ru

Изготовители

Акционерное общество «Взлет» (АО «Взлет»)

ИНН 7826013976

Юридический адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, ул. Трефолева, д. 2, лит. БМ

Адрес места осуществления деятельности: 198097, г. Санкт-Петербург, ул. Трефолева, д. 2, лит. БМ

Телефон: +7 (800) 333-88-87, +7 (812) 499-07-38

E-mail: mail@vzljot.ru

Web-сайт: www.vzljot.ru

«Q&T Instrument Co., Ltd», КНР

Адрес: No. 191, Wangbai Road, Huanglong Area, Kaifeng, Henan, China

Телефон: +86 371 27880233, +86 15237865258

E-mail: qtinstrument@gmail.com

Web-сайт: www.qtmeters.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест» (ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

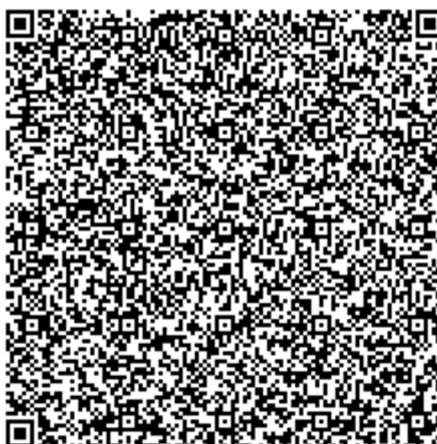
Адрес места осуществления деятельности: 119361, Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озёрная, д. 46

Телефон: +7 (495) 544-00-00

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1228

Регистрационный № 95713-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс измерительный управляющий ПАЗ и СОГО энергетических котлоагрегатов ТГМЕ-464 Нижнекамской ТЭЦ для сжигания нефтяного кокса в виде пыли с установки замедленного коксования АО «ТАНЕКО»

Назначение средства измерений

Комплекс измерительный управляющий ПАЗ и СОГО энергетических котлоагрегатов ТГМЕ-464 Нижнекамской ТЭЦ для сжигания нефтяного кокса в виде пыли с установки замедленного коксования АО «ТАНЕКО» (далее – комплекс) предназначен для измерения и преобразования входных сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА в значения технологических параметров.

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи контроллеров программируемых логических REGUL RX00 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 63776-16) исполнения REGUL R500 (далее – R500) входных аналоговых сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от первичных и промежуточных измерительных преобразователей (далее – ИП).

Комплекс включает в себя ИП (барьеры искрозащиты), модули ввода аналоговых сигналов.

Комплекс осуществляет измерение параметров технологического процесса следующим образом: аналоговые сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА от первичных ИП поступают на входы модулей аналогового ввода AI 16 081 R500 (далее – AI 16 081) (часть сигналов поступает через барьеры искробезопасности серии КА50XXEx (регистрационный номер 74888-19) модификации КА5013Ex (далее – КА5013Ex) на входы AI 16 081).

Цифровые коды, преобразованные посредством модулей ввода аналоговых сигналов в значения физических параметров технологического процесса, отображаются на мнемосхемах мониторов рабочих станций операторов в виде числовых значений, гистограмм, трендов, текстов, рисунков и цветовой окраски элементов мнемосхем, а также интегрируются в базу данных комплекса.

Основные функции комплекса:

- прием, измерение и преобразование аналоговых и цифровых сигналов от первичных ИП;
- предупредительная и аварийная сигнализация при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;
- контроль состояния и управление технологическим оборудованием в реальном масштабе времени;

– отображение для технологического персонала сигнализаций о выходе технологических параметров за допустимые значения, о срабатывании алгоритмов и об изменении состояния оборудования;

– накопление, регистрация, отображение, хранение технологической и системной информации и их передача на верхний уровень;

– защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской № 05 комплекса наносится типографским способом на титульном листе паспорта и на маркировочные таблички, размещенные на дверях шкафов комплекса.

Пломбирование комплекса не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на комплекс не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) комплекса обеспечивает реализацию функций комплекса. ПО комплекса разделено на базовое ПО и внешнее ПО.

Для преобразования измеренных аналоговых сигналов в цифровой эквивалент используются алгоритмы, реализованные в базовом ПО и записанные в постоянной памяти соответствующего модуля ввода/вывода. Базовое ПО модулей ввода/вывода недоступно для коррекции конечным пользователем.

Внешнее ПО устанавливается на персональные компьютеры операторских и инженерных станций. Внешнее ПО предназначено для конфигурирования и обслуживания контроллеров и модулей ввода/вывода и не влияет на метрологические характеристики модулей ввода/вывода. Внешнее ПО не позволяет заменять или корректировать базовое ПО модулей ввода/вывода.

ПО комплекса защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Astra.IDE
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже Astra.IDE_V1.7
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Тип ИК	Диапазон измерений	Барьер искрозащиты	Модуль ввода	Пределы допускаемой погрешности*
Входной аналоговый сигнал силы постоянного тока	от 4 до 20 мА	—	AI 16 081	±0,11 %
		KA5013Ex		±0,21 %
* Приведенная к диапазону измерений погрешность, %.				

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество входных ИК (включая резервные), не более	352
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц – напряжение постоянного тока, В	220_{-33}^{+22} 50 ± 1 $24_{-3,6}^{+2,4}$
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность (без конденсации влаги), % – атмосферное давление, кПа	от 18 до 28 от 30 до 80 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерительный управляющий ПАЗ и СОГО энергетических котлоагрегатов ТГМЕ-464 Нижнекамской ТЭЦ для сжигания нефтяного кокса в виде пыли с установки замедленного коксования АО «ТАНЕКО»	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Нижнекамская ТЭЦ»
(ООО «Нижнекамская ТЭЦ»)
ИНН 1651057954
Юридический адрес: 423570, Республика Татарстан, Нижнекамский р-н, г. Нижнекамск, тер. Промзона

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Нижнекамская ТЭЦ»
(ООО «Нижнекамская ТЭЦ»)
ИНН 1651057954
Адрес: 423570, Республика Татарстан, Нижнекамский р-н, г. Нижнекамск, тер. Промзона

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

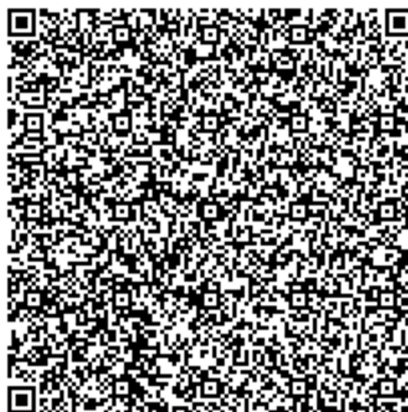
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7

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 «19» июня 2025 г. № 1228

Регистрационный № 95714-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс измерительный управляющий РСУ энергетических котлоагрегатов ТГМЕ-464 Нижнекамской ТЭЦ для сжигания нефтяного кокса в виде пыли с установки замедленного коксования АО «ТАНЕКО»

Назначение средства измерений

Комплекс измерительный управляющий РСУ энергетических котлоагрегатов ТГМЕ-464 Нижнекамской ТЭЦ для сжигания нефтяного кокса в виде пыли с установки замедленного коксования АО «ТАНЕКО» (далее – комплекс) предназначен для измерения и преобразования входных сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА в значения технологических параметров и формирования аналоговых сигналов управления и регулирования (сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА).

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи контроллеров программируемых логических REGUL RX00 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 63776-16) исполнения REGUL R500 (далее – R500) входных аналоговых сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от первичных и промежуточных измерительных преобразователей (далее – ИП), и выдаче управляющих и регулирующих воздействий на исполнительные механизмы.

Комплекс включает в себя ИП (барьеры искрозащиты), модули ввода-вывода аналоговых сигналов.

Комплекс осуществляет измерение параметров технологического процесса следующим образом:

- аналоговые сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА от первичных ИП поступают на входы модулей аналогового ввода AI 16 081 R500 (далее – AI 16 081) (часть сигналов поступает через барьеры искробезопасности серии KA50XXEx (регистрационный номер 74888-19) модификации KA5013Ex (далее – KA5013Ex) на входы AI 16 081);

- сигналы управления и регулирования (аналоговые сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА) генерируются модулями аналогового вывода АО 08 021 R500 (далее – АО 08 021) (часть сигналов поступает на входы барьеров искробезопасности серии KA51XXEx (регистрационный номер 74888-19) модификации KA5131Ex (далее – KA5131Ex) от АО 08 021).

Цифровые коды, преобразованные посредством модулей ввода аналоговых сигналов в значения физических параметров технологического процесса, отображаются на мнемосхемах мониторов рабочих станций операторов в виде числовых значений, гистограмм, трендов, текстов, рисунков и цветовой окраски элементов мнемосхем, а также интегрируются в базу данных комплекса.

Основные функции комплекса:

- прием, измерение и преобразование аналоговых и цифровых сигналов от первичных ИП;
- формирование сигналов управления и регулирования;
- предупредительная и аварийная сигнализация при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;
- контроль состояния и управление технологическим оборудованием в реальном масштабе времени;
- отображение для технологического персонала сигнализаций о выходе технологических параметров за допустимые значения, о срабатывании алгоритмов и об изменении состояния оборудования;
- накопление, регистрация, отображение, хранение технологической и системной информации и их передача на верхний уровень;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской № 04 комплекса наносится типографским способом на титульном листе паспорта и на маркировочные таблички, размещенные на дверях шкафов комплекса.

Пломбирование комплекса не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на комплекс не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) комплекса обеспечивает реализацию функций комплекса. ПО комплекса разделено на базовое ПО и внешнее ПО.

Для преобразования измеренных аналоговых сигналов в цифровой эквивалент используются алгоритмы, реализованные в базовом ПО и записанные в постоянной памяти соответствующего модуля ввода/вывода. Базовое ПО модулей ввода/вывода недоступно для коррекции конечным пользователем.

Внешнее ПО устанавливается на персональные компьютеры операторских и инженерных станций. Внешнее ПО предназначено для конфигурирования и обслуживания контроллеров и модулей ввода/вывода и не влияет на метрологические характеристики модулей ввода/вывода. Внешнее ПО не позволяет заменять или корректировать базовое ПО модулей ввода/вывода.

ПО комплекса защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Astra.IDE
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже Astra.IDE_V1.7
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Тип ИК	Диапазон измерений (воспроизведения)	Барьер искрозащиты	Модуль ввода/вывода	Пределы допускаемой погрешности*
Входной аналоговый сигнал силы постоянного тока	от 4 до 20 мА	—	АІ 16 081	±0,11 %
		KA5013Ex		±0,21 %
Выходной аналоговый сигнал силы постоянного тока	от 4 до 20 мА	—	АО 08 021	±0,11 %
		KA5131Ex		±0,21 %
* Приведенная к диапазону измерений погрешность, %.				

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество входных ИК (включая резервные), не более	1408
Количество выходных ИК (включая резервные), не более	304
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц – напряжение постоянного тока, В	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1 24 ^{+2,4} _{-3,6}
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность (без конденсации влаги), % – атмосферное давление, кПа	от 18 до 28 от 30 до 80 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерительный управляющий РСУ энергетических котлоагрегатов ТГМЕ-464 Нижнекамской ТЭЦ для сжигания нефтяного кокса в виде пыли с установки замедленного коксования АО «ТАНЕКО»	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 года № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А».

Правообладатель

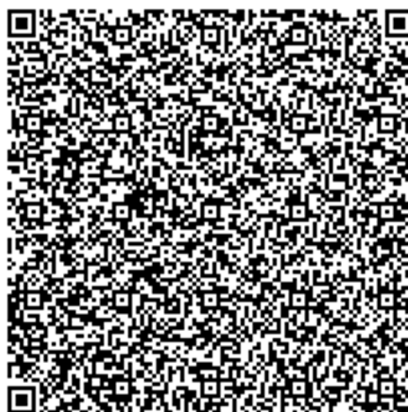
Общество с ограниченной ответственностью «Нижекамская ТЭЦ»
(ООО «Нижекамская ТЭЦ»)
ИНН 1651057954
Юридический адрес: 423570, Республика Татарстан, Нижекамский р-н, г. Нижекамск, тер. Промзона

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Нижекамская ТЭЦ»
(ООО «Нижекамская ТЭЦ»)
ИНН 1651057954
Адрес: 423570, Республика Татарстан, Нижекамский р-н, г. Нижекамск, тер. Промзона

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 «19» июня 2025 г. № 1228

Регистрационный № 95715-25

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ПАО «ХМЗ», г. Красноярск)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ПАО «ХМЗ», г. Красноярск) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ИВК с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ) типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК, 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.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) и с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе АО «АТС» и прочими заинтересованными организациями. Обмен данными коммерческого учета электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов, в том числе заверенных электронно-цифровой подписью, в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает синхронизацию времени с национальной шкалой времени UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). АИИС КУЭ оснащена УСВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК со шкалой времени УСВ осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация шкалы времени сервера ИВК производится при расхождении со шкалой времени УСВ более ± 1 с.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК осуществляется при каждом сеансе связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация шкалы времени счетчиков производится при расхождении шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК более ± 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера ИВК 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 корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ 001 нанесен типографским способом в виде цифрового кода на маркировочную табличку, которая крепится на корпус сервера ИВК. Дополнительно заводской номер 001 указывается в Паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО соответствует уровню «высокий» в соответствии с рекомендацией Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные	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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (далее-ИК) АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ ХМЗ, ЗРУ-6 кВ, яч.10	ТОЛ 10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3, рег. № 64242-16, сервер ИВК
2	ПС 110 кВ ХМЗ, ЗРУ-6 кВ, яч.40	ТОЛ 10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
3	ПС 110 кВ ХМЗ, ЗРУ-6 кВ, яч.39	ТОЛ 10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
4	ПС 110 кВ ХМЗ, ЗРУ-6 кВ, яч.13	ТОЛ 10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
5	ПС 110 кВ Цемзаводская № 8, ЗРУ-6 кВ, яч.5	ТПОЛ10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
6	ПС 110 кВ ХМЗ, ЗРУ-6кВ, яч.15	ТОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
7	ПС 110 кВ ХМЗ, ЗРУ-6кВ, яч.26	ТОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
8	ПС 110 кВ ХМЗ, ЗРУ-6кВ, яч.22	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-11	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	A1802RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
9	ПС 110 кВ ХМЗ, ЗРУ-6кВ, яч.21	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-11	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	A1802RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
10	ФП-5, РУ-6 кВ, яч.8	ТОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ФП-5 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.36	ТЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3, рег. № 64242-16, сервер ИБК
12	ТП-30 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.3	ТТИ 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
13	ТП-30 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.7	Т-0,66 У3 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
14	ТП-30 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.10	ТТИ 125/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
15	ЩУ-0,4кВ гаражного бокса Бортникова Е.А., ввод-0,4 кВ	-	-	CE207 R7.849.2.OA.QUVLF SPDS Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 72632-18	
16	ЩУ-0,4кВ гаражного бокса Исаева И.Н., ввод-0,4 кВ	-	-	CE308 S34.746.OA.QYUVLFZ SPDS Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 59520-14	
17	ЩУ-0,4кВ гаражного бокса Хохрякова Е.С., ввод-0,4 кВ	-	-	CE207 R7.849.2.OA.QUVLF SPDS Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 72632-18	
18	ЩУ-0,4кВ гаражного бокса Жабасов О.Г., ввод-0,4 кВ	-	-	CE308 S34.746.OA.QYUVLFZ SPDS Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 59520-14	
19	ЩУ-0,4кВ гаражного бокса Крылов Г.Б., ввод-0,4 кВ	-	-	CE308 S34.746.OA.QYUVLFZ SPDS Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 59520-14	
20	ТП-31 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ 2500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	ТП-31 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ 2500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3, рег. № 64242-16, сервер ИВК
22	ТП-32 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТК 2500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 56994-14	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
23	ТП-32 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТК 2500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 56994-14	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	
24	ПС-21 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.1	ТОП 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
25	ПС-21 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.2	ТОП 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
26	ПС-21 6 кВ, РУ-0,4 кВ, щит Н/Н 0,4 кВ, гр.8, КЛ-0,4 кВ	ТОП 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
27	ПС-21 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.10	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
28	ПС-21 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.3	ТПЛ-СВЭЛ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 70109-17	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
29	РШ-1 0,4 кВ ул. А.Матросова 30/3, СШ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от ПС-21 6 кВ	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 52667-13	-	МИРТЕК-232-РУ-W32-A0.5R1-230-5-10A-T-RS485-G/5-P2-HLMOQ2V3Z-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 67661-17	
30	ТП-13 6 кВ, Силовой щит 0,4 кВ, ф.1	Т-0,66 У3 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
31	ПС-21 6кВ, РУ-0,4кВ, ф.9	ТТЕ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
32	РЩ-1 0,4 кВ в здании ул. А.Матросова 30И Яндовко М.В.,КЛ-0,4	ТТИ 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3, рег. № 64242-16, сервер ИВК
33	РП-6 6кВ, КЛ-1 6кВ	ТЛО-10 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 25433-11	НОЛП-ЭК 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 68836-17	CE308 S31.503.OAA.SYUVJLF Z SPDS Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	
34	ПКУ-6кВ, КВЛ-6кВ от яч.4 ФП-2 6кВ	ТОЛ-СВЭЛ 40/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 70106-17	НОЛ(П)-НТЗ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 69605-17	CE308 S31.503.OAA.SYUVJLF Z SPDS Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	
35	ФП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.18	ТПЛ-СВЭЛ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 70109-17 ТПЛ-СЭЩ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 38202-08	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
36	ТП-20 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.22	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
37	КТП-8048 6 кВ, ввод 6 кВ Т1	ТПЛ-10У3 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НОЛ(П)-СВЭЛ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 70107-17	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
38	КТП-31 6 кВ, ввод 6 кВ Т1	ТОЛ-10-ИМ 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 36307-07	НОЛ.08 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-04	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
39	КТП СПК Восход-2 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 У3 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
40	ТП-854 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 У3 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
41	РП-1 6 кВ, РУ-6кВ, КЛ-6кВ	ТОЛ-10-И 15/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НОЛ(П)-СВЭЛ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 70107-17	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	рег. № 64242-16, сценарий

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
42	ТП-34 6 кВ, Ввод 0,4кВ Т1	ТТЕ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	
43	ТП-34 6 кВ, Ввод 0,4кВ Т2	ТТЕ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 73808-19	-	Меркурий 234 ARTM2- 03 DPBR.L2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
44	ПС-18 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.7	ТПЛ-10У3 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
45	ПС 110 кВ ХМЗ, РУ-6 кВ, яч.24	ТОЛ-СЭЩ 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 51623-12	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	A1805RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН, 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 УСВ на аналогичные, утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. 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 АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1-7, 10, 11, 27, 28, 35, 37, 41, 44, 45	Активная Реактивная	1,2 2,4	3,2 5,6
8, 9	Активная Реактивная	1,1 2,3	2,9 4,7
12-14, 24-26, 30-32, 36, 39, 40, 42, 43	Активная Реактивная	1,0 2,1	3,1 5,5
15, 17	Активная Реактивная	1,1 2,2	3,0 6,0
16, 18, 19	Активная Реактивная	1,1 1,1	3,0 3,6
20-23, 29	Активная Реактивная	1,0 2,1	3,2 5,5
33	Активная Реактивная	1,2 2,3	3,2 4,7
34	Активная Реактивная	1,2 2,3	3,3 4,7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
38	Активная Реактивная	1,2 2,4	3,3 5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU), с			±5
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3. Границы погрешности результатов измерений приведены при $\cos \varphi = 0,87$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, для рабочих условий для ИК №№ 1-19, 24-28, 30-33, 35-37, 39-45 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ и для ИК № 20-23, 29, 34, 38 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5°C до +35°C.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	45
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,87 от 49,8 до 50,2 от + 21 до + 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5инд до 0,87емк от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 46634-11):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Альфа 1800 (рег. № 31857-11):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Меркурий 230 (рег. № 23345-07):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	150000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Меркурий 234 (рег. № 75755-19):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	320000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 64450-16):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
СЕ308 (рег. № 59520-14):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	400000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
СЕ207 (рег. № 72632-18):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	400000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Меркурий 236 (рег. № 47560-11):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	320000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
МИРТЕК-232-РУ (рег. № 67661-17):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	350000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
УСВ-3 (рег. № 64242-16):	
- наработка на отказ, ч, не менее	45000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Сервер ИВК:	
- коэффициент готовности, не менее	0,99
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации:	
ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 46634-11):	
- 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	170
Альфа 1800 (рег. № 31857-11):	
- 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	180
ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07):	
- 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
Меркурий 230 (рег. № 23345-07):	
- 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	85
Меркурий 234 (рег. № 75755-19):	
- 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	90
ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 64450-16):	
- 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
СЕ308 (рег. № 59520-14):	
- 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	128
СЕ207 (рег. № 72632-18):	
- 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	128
Меркурий 236 (рег. № 47560-11):	
- 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	170
МИРТЕК-232-РУ (рег. № 67661-17):	
- 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	128
Сервер ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
 - испытательной коробки;

- сервера ИВК.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	13
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RL-P4G-DW-4	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М.04	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	6
Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные	CE207 R7.849.2.OA.QUVLF SPDS	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	CE308 S34.746.OA.QYUVLFZ SPDS	3
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	4
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	МИРТЕК-232-ПУ-W32-A0.5R1-230-5-10A-T-RS485-G/5-P2-HLMOQ2V3Z-D	1
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	CE308 S31.503.OAA.SYUVJLFZ SPDS	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	3
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236 ART-03 PQRS	1
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM2-03 DPBR.L2	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RL-P4G-DW-4	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ 10	14
	ТПОЛ10	2
	ТОЛ-СЭЩ-10	4
	ТЛМ-10	2
	ТТИ	9
	Т-0,66 УЗ	15
	ТШЛ	6
	ТТК	6
	ТОП	9
	ТПЛ-10	2
	ТПЛ-СВЭЛ	3
	Т-0,66	3
	ТТЕ	9
	ТЛО-10	2
	ТОЛ-СВЭЛ	2
	ТПЛ-СЭЩ-10	1
	ТПЛ-10УЗ	4
	ТОЛ-10-IM	2
	ТОЛ-10-I	2
	ТОЛ-СЭЩ	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	15
	НТМИ-6-66	4
	НОЛП-ЭК	2
	НОЛ(П)-НТЗ	2
	НТМИ-6	1
	НОЛ(П)-СВЭЛ	4
	НОЛ.08	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	-	1
Документация		
Паспорт-формуляр	86619795.422231.175.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ПАО «ХМЗ», г. Красноярск)», МВИ 26.51/349/25 аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ» г. Самара, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Атомэнергопромсбыт» (АО «Атомэнергопромсбыт»)

ИНН 7725828549

Юридический адрес: 115114, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Замоскворечье,
ул. Летниковская, д. 10, стр. 5

Телефон: +7 (495) 543-33-06

E-mail: info@apsbt.ru

Web-сайт: apsbt.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Атомэнергопромсбыт» (АО «Атомэнергопромсбыт»)

ИНН 7725828549

Адрес: 115114, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Замоскворечье,
ул. Летниковская, д. 10, стр.5

Телефон: +7 (495) 543-33-06

E-mail: info@apsbt.ru

Web-сайт: apsbt.ru

Испытательный центр

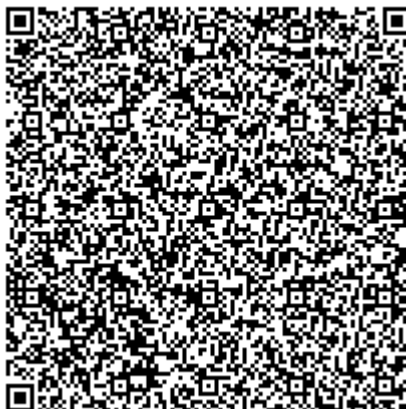
Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. №1

Телефон: +7 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» июня 2025 г. № 1228

Регистрационный № 95716-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МТС ЭНЕРГО» на объектах ПАО «МТС» г. Зеленоград, ЦОД GreenBushDC 2-ая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МТС ЭНЕРГО» на объектах ПАО «МТС» г. Зеленоград, ЦОД GreenBushDC 2-ая очередь (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) 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 сервер ИВК, устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа УССВ-2, локально-вычислительную сеть, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;

- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая

мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК, 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.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) с электронной цифровой подписью в виде макетов XML форматов 80020, 80040, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером ИВК по каналу связи Internet через Интернет-провайдера.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание национальной шкалы координированного времени UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени типа УССВ-2, сравнивающее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС/GPS.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, но не реже одного раза в сутки, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УССВ-2 и при расхождении ± 1 с. и более, сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ-2.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера на величину более чем ± 2 с., выполняется синхронизация шкалы времени счетчиков.

Журналы событий счетчиков и сервера ИВК 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 корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ 001 нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, маркировочная табличка крепится на корпус сервера ИВК. Дополнительно заводской номер 001 указан в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «средний» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные	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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее-ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Ном ер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	РП 28031, РУ-10 кВ, яч. 11, КЛ-10 кВ в сторону РП- 1 (аб)	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УССВ-2, рег. №54074-13, сервер ИВК
2	РП 28031, РУ-10 кВ, яч. 12, КЛ-10 кВ в сторону РП- 1 (аб)	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Примечания:

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

2. Допускается замена УССВ на аналогичное, утвержденного типа.

3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце

АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2	Активная Реактивная	1,2 2,4	4,1 7,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU), с			± 5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

3. Границы погрешности результатов измерений приведены при $\cos \varphi = 0,87$, токе ТТ, равном

100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, для рабочих условий для ИК №№ 1, 2 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от - 40°C до + 40°C.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,87 от 49,8 до 50,2 от + 21 до + 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,87 _{емк} от 49,6 до 50,4 от - 40 до + 40 от - 40 до + 40 от + 10 до + 30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег.№ 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ-2 (рег.№ 54074-13): - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер ИВК - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	140000 2 0,95 2 0,99 1
Глубина хранения информации: Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег.№ 36697-08): - 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер ИВК	-	1
Документация		
Паспорт-формуляр	17254302.384106.120.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МТС ЭНЕРГО» на объектах ПАО «МТС» г. Зеленоград, ЦОД GreenBushDC 2-ая очередь, МВИ 26.51/351/25, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ». г. Самара. Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ГДЦ ЭНЕРДЖИ ГРУПП»
(ООО «ГДЦ ЭНЕРДЖИ ГРУПП»)
ИНН 7733614886

Юридический адрес: 124460, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Силино,
г. Зеленоград, ул. Конструктора Лукина, д. 14А, оф. 501

Телефон: +7 (495) 276-50-70

E-mail: info@greendc.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)
ИНН 7707798605

Юридический адрес: 119435, г. Москва, пер. Большой Саввинский, д. 16, помещ. 1

Адрес места осуществления деятельности: 111622, г. Москва, ул. Большая Косинская,
д. № 27

Телефон: +7 (499) 917-03-54

E-mail: info@a-energo.com

Испытательный центр

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

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. №1

Телефон: +7 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

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

