

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВСП-50000

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВСП-50000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объёма нефти при её приёме, хранении и отпуске.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью до определённого уровня, соответствующего заданному значению объёма.

Резервуары представляют собой стальную вертикальную конструкцию, состоящую из цилиндрической стенки, днища, понтона и крыши.

Резервуары оборудованы смотровой площадкой с лестницей и ограждениями.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приёмо-раздаточные устройства.

Резервуары с заводскими номерами 11 и 12 расположены по адресу: Амурская область, Сковородинский район, п. Большой Невер, Нерюнгринское РНУ, НПС-21 «Сковородино».

Заводские номера нанесены методом аэрографии непосредственно на резервуары.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на резервуары не предусмотрено.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РВСП-50000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	50000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (геометрический метод), %	± 0,1

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -52 до +37 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	РВСП-50000	1 шт.
Паспорт на резервуар	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2021.40082 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах».

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 объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть - Восток»
(ООО «Транснефть - Восток»)
ИНН: 3801079671
Юридический адрес: 665734, Иркутская обл., г. Братск, ж.р. Энергетик,
ул. Олимпийская, д. 14

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть - Восток»
(ООО «Транснефть - Восток»)

ИНН 3801079671

Адрес: 665734, Иркутская обл., г. Братск, ж.р. Энергетик,
ул. Олимпийская, д. 14

Телефон: (3953) 300-737

Испытательный центр

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

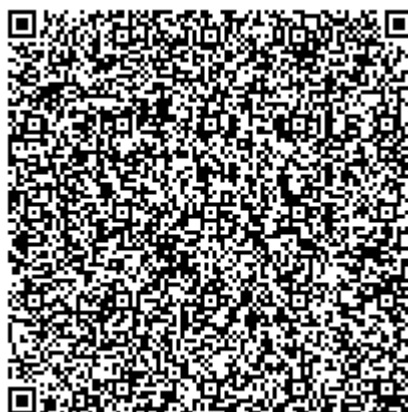
ИНН 7723107453

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

Телефон: +7 (495) 950-87-00

E-mail: TAM@transneft.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2024 г. № 704

Регистрационный № 91588-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термометры-манометры скважинные DataCan

Назначение средства измерений

Термометры-манометры скважинные DataCan (далее – термоманометры или приборы) предназначены для измерений давления и температуры среды в нефтяных, газовых, газоконденсатных и других скважинах.

Описание средства измерений

Принцип действия термоманометров при измерениях давления основан на пьезоэлектрическом эффекте зависимости резонансной частоты чувствительного элемента от изменения линейного размера при воздействии давления. Принцип действия при измерениях температуры основан на зависимости частоты пьезоэлектрического резонатора от температуры.

Значения измеряемых величин обрабатываются при помощи электронного устройства (вторичного преобразователя), и выводятся на ЖК-дисплее наземного блока и далее могут быть переданы на персональный компьютер (ПК).

Термоманометры состоят из погружной части и наземного блока, предназначенного для обработки и вывода измеренных значений.

Погружная часть выполнена в виде неразборного цилиндрического корпуса из нержавеющей стали с резьбовым соединением, который посредством кабеля подключен к наземному блоку. Внутри корпуса размещены первичные преобразователи давления и температуры.

Наземный блок выполнен в виде ящика с ЖК-дисплеем, кабелем для подключения к погружной части и кабелем электрического питания, а также разъемом для подключения к ПК. Внутри наземного блока расположен электронный блок (вторичный преобразователь).

К данному типу относятся термометры-манометры скважинные DataCan с заводскими номерами: 12534, 12550, 263494 и 263449.

Приборы изготовлены в одной модификации.

Заводской номер в виде обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен на корпус прибора методом гравировки.

Конструкция прибора не предусматривает нанесение знака поверки на средство измерений.

Пломбирование термоманометров не предусмотрено.

Общий вид приборов и место нанесения заводского номера приведены на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 – Общий вид наземного блока для вывода измеренных значений термометра-манометра скважинного DataCan



Рисунок 2 – Общий вид обозначения места нанесения заводского номера термометра-манометра скважинного DataCan.
Обозначение места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Манометры-термометры скважинные DataCan имеют встроенное и внешнее программное обеспечение (ПО). Метрологический значимым является только внутреннее ПО, которое устанавливается на заводе-изготовителе во время производственного цикла и осуществляет функции преобразования, обработки и передачи измерительной информации. Конструкция СИ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию.

Уровень защиты программного обеспечения «Высокий» в соответствии с Р50.2.077-2014.

Внешнее ПО «DataCan Download Software» не является метрологически значимым и предназначено для программирования термоманометров и передачи результатов измерений по каналу USB/RS232.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	DataCan firmware
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения	Недоступен

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики термометров-манометров скважинных DataCan приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений абсолютного давления, кПа (psi)	от 100 до 137 895 (от 14 до 20 000)
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, % от ВПИ ^{(1) (2)}	± 0,02
Долговременная нестабильность (дрейф) по каналу изменений давления, % от ВПИ ⁽¹⁾ 1 год, не более	± 0,005
Диапазон измерений температуры °С	от - 20 до +150
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,25
Долговременная нестабильность (дрейф) по температуре, °С/ 1 год, не более	±0,02
Примечания: ⁽¹⁾ ВПИ – Верхний предел измерений давления, МПа; ⁽²⁾ Погрешность измерений давления нормирована при использовании в диапазоне температур от плюс 20 до плюс 150 °С	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Разрешающая способность по давлению, МПа	0,001
Разрешающая способность по температуре, °С	0,001
Цифровой выходной сигнал	Modbus (посредством интерфейса RS 485)
Напряжение питания наземного блока, В	220
Габаритные размеры погружной части, мм: – диаметр – длина	20 412
Габаритные размеры наземного блока, мм – высота – ширина – глубина	320 290 190
Масса погружной части, г	550
Масса наземного блока, г	4 300
Рабочие условия эксплуатации погружной части: - температура окружающей среды, °С	от -20 до +150

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации наземного блока: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 80 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Термометр-манометр скважинный	DataCan	4 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	—	4 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 руководства по эксплуатации на термометры-манометры скважинные DataCan.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2012 г. № 2653. Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 2019 г. № 2900. Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне 1×10^1 - 1×10^7 Па.

Правообладатель

Фирма «DataCan», Канада

Адрес: #102, 7485 - 45 Ave Close, Red Deer, Alberta, T4P 4C2, Канада

Web-сайт: www.datacan.com

Изготовитель

Фирма «DataCan», Канада

Адрес: #102, 7485 - 45 Ave Close, Red Deer, Alberta, T4P 4C2, Канада

Web-сайт: www.datacan.com

Испытательный центр

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

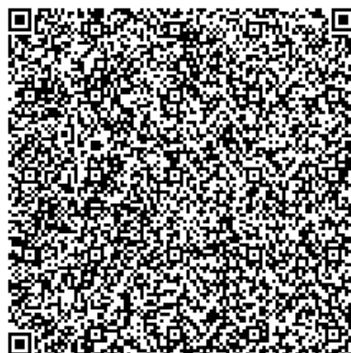
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

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

E-mail: office@vniims.ru,

Web-сайт: www.vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2024 г. № 704

Регистрационный № 91589-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры электромагнитные ИЗМЕРКОН ЕМ

Назначение средства измерений

Расходомеры электромагнитные ИЗМЕРКОН ЕМ (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.

Расходомеры изготавливаются в следующих модификациях: ЕМ 270, ЕМ 370, ЕМ 450, ЕМ 470.

Расходомеры изготавливаются в следующих исполнениях: компактное (ЕМ 270, ЕМ 450, ЕМ 470), раздельное (ЕМ 270, ЕМ 370, ЕМ 450, ЕМ 470), фланцевое (ЕМ 270, ЕМ 370, ЕМ 450, ЕМ 470), бесфланцевое типа «сэндвич» (ЕМ 450, ЕМ 470), зондовое (ЕМ 450), санитарное (ЕМ 470), с батарейным питанием (ЕМ 470).

В расходомерах с типом присоединения к трубопроводу «зондовый» и «зондовый с лубрикаторм» системы магнитов объединены в специальный конструктив зонда, который устанавливается в измерительном сечении трубопровода на погружной штанге на определённой глубине.

Расходомеры с типом присоединения к трубопроводу «зондовый с лубрикаторм» оснащаются лубрикатормым устройством, позволяющим в том числе монтировать в трубопровод и демонтировать зонд на погружной штанге без остановки подачи измеряемой среды.

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 ИЗМЕРКОН ЕМ представлен на рисунке 1.



а) EM 270



б) EM 370



в) EM 450, компактное исполнение



г) EM 450, разнесенное исполнение



д) EM 470, компактное фланцевое исполнение (с различными исполнениями электронного блока)





е) EM 470, разнесенное фланцевое исполнение



ж) EM 470, компактное бесфланцевое исполнение
(с различными исполнениями электронного блока)

з) EM 470, разнесенное бесфланцевое исполнение



и) EM 470, компактное санитарное исполнение (с различными исполнениями электронного блока)



к) ЕМ 450, компактное
исполнение с питанием от
батарей



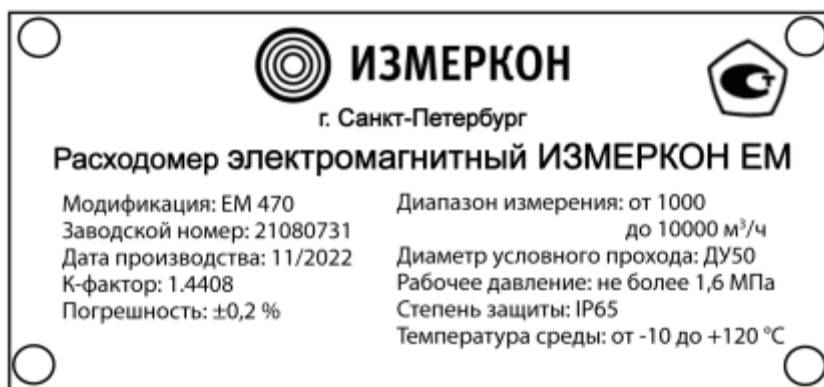
л) ЕМ 470, компактное
исполнение с питанием от
батарей



м) ЕМ 470, разнесенное
исполнение с питанием от
батарей

Рисунок 1 – Внешний вид расходомеров электромагнитных ИЗМЕРКОН ЕМ

Знак утверждения типа и заводской номер, состоящий из 8 цифр, наносятся на маркировочную табличку, закрепляемую на корпусе электронного преобразователя. Расположение маркировочной таблички показано на рисунке 2.



а) на корпусе



б) на электронном блоке

Рисунок 2 – 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 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	IZ_EM
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.xxx
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 3 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значения для модификаций			
	ЕМ 270	ЕМ 370	ЕМ 450	ЕМ 470
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; ±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.				

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование параметра	Значения для модификаций			
	ЕМ 270	ЕМ 370	ЕМ 450	ЕМ 470
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, °C 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

Наименование параметра	Значения для модификаций			
	ЕМ 270	ЕМ 370	ЕМ 450	ЕМ 470
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 «токовая петля» с поддержкой HART; - цифровой RS-485 с поддержкой Modbus RTU и Modbus TCP; - дискретный - GPRS - GSM - Nbiot - Lora - Bluetooth - TTL - PROFIBUS			
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	

Наименование параметра	Значения для модификаций			
	ЕМ 270	ЕМ 370	ЕМ 450	ЕМ 470
Температура окружающей среды при эксплуатации, °С	от -25 до +60			
Относительная влажность окружающей среды, %, не более	95			
Срок службы, лет	20			
Срок средней наработки на отказ, ч, не менее	150 000			
1) В зависимости от исполнения. Конкретные значения указываются в паспорте.				

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом и на маркировочную табличку расходомера лазерной гравировкой.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомер электромагнитный	ИЗМЕРКОН ЕМ 270 или ИЗМЕРКОН ЕМ 370, или ИЗМЕРКОН ЕМ 450, или ИЗМЕРКОН ЕМ 470 (в зависимости от заказа)	1 шт.
Упаковка	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	0777809.407112.001 РЭ	1 экз.
Паспорт	90777809.407112.001 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 руководства по эксплуатации 90777809.407112.001 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 объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

Техническая документация «Q&T Instrument Co., Ltd», КНР.

Правообладатель

Q&T Instrument Co., Ltd, KHP

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

Телефон: +86 371 27880233, +86 15237865258

Web-сайт: www.qtmeters.com

E-mail: qtinstrument@gmail.com

Изготовитель

Q&T Instrument Co., Ltd, KHP

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

Телефон: +86 371 27880233, +86 15237865258

Web-сайт: www.qtmeters.com

E-mail: qtinstrument@gmail.com

Испытательный центр

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

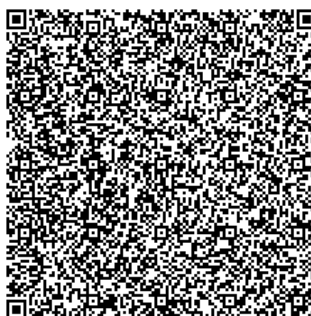
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Тел.: +7 (495) 437 55 77, факс: +7 (495) 437 56 66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2024 г. № 704

Регистрационный № 91590-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры вихревые ИЗМЕРКОН VT

Назначение средства измерений

Расходомеры вихревые ИЗМЕРКОН VT (далее – расходомеры) предназначены для измерений объёмного (массового) расхода и объёма (массы) жидкостей, газов, насыщенного и перегретого пара, а также объёма и объёмного расхода газа, приведённых к стандартным/нормальным условиям.

Описание средства измерений

Принцип работы расходомеров основан на создании в потоке движущейся по трубопроводу среды устойчивых вихрей (дорожки Кармана), в потоке измеряемой среды, обтекающей неподвижное препятствие определённой формы (тело обтекания), частота срыва которых пропорциональна скорости потока.

Расходомеры состоят из первичного преобразователя расхода и электронного преобразователя.

Первичный преобразователь расхода представляет собой участок трубопровода, в поперечном сечении которого расположены тело обтекания и чувствительный элемент (сенсор). Возникновение вихрей за телом обтекания приводит к соответствующим колебаниям давления измеряемой среды. Сенсор воспринимает эти колебания, преобразовывает их в электрический сигнал и передает сигнал в электронный преобразователь.

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

- вычисление объёмного расхода и объёма среды;
- при наличии встроенных датчиков давления и температуры осуществляет расчёт объёма и объёмного расхода газа, приведённого к стандартным/нормальным условиям;
- при наличии дисплея 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.

Расходомеры изготавливаются в модификациях VT 370, VT 450, VT 470.

Расходомеры изготавливаются в следующих исполнениях: компактное, раздельное, фланцевое, резьбовое, Tri-clamp, бесфланцевое типа «сэндвич», зондовое.

В расходомерах с типом присоединения к трубопроводу «зондовый» и «зондовый с лубрикатором» тело обтекания и сенсор объединены в специальный конструктив зонда, который устанавливается в измерительном сечении трубопровода на погружной штанге на определённой глубине.

Расходомеры с типом присоединения к трубопроводу «зондовый с лубрикатором» оснащаются лубрикаторным устройством, позволяющим в том числе монтировать в трубопровод и демонтировать зонд на погружной штанге без остановки подачи измеряемой среды.

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

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

Общий вид расходомеров вихревых ИЗМЕРКОН VT представлен на рисунке 1.



а) VT 370



б) VT 450, компактное
исполнение



в) VT 450, разнесённое
исполнение



г) VT 470, резьбовое
исполнение



д) VT 470, исполнение Tri-
clamp



е) VT 470, компактное
фланцевое исполнение



ж) VT 470, компактное
фланцевое исполнение с
компенсацией



з) VT 470, разнесённое
фланцевое исполнение



и) VT 470, разнесённое
фланцевое исполнение с
компенсацией



к) VT 470, компактное
бесфланцевое исполнение



л) VT 470, компактное
бесфланцевое исполнение с
компенсацией



м) VT 470, разнесённое
бесфланцевое исполнение

Рисунок 1 – Внешний вид расходомеров вихревых ИЗМЕРКОН VT

Знак утверждения типа и заводской номер, состоящий из 8 цифр, наносятся на маркировочную табличку, закрепляемую на корпусе электронного преобразователя. Расположение маркировочной таблички показано на рисунке 2.

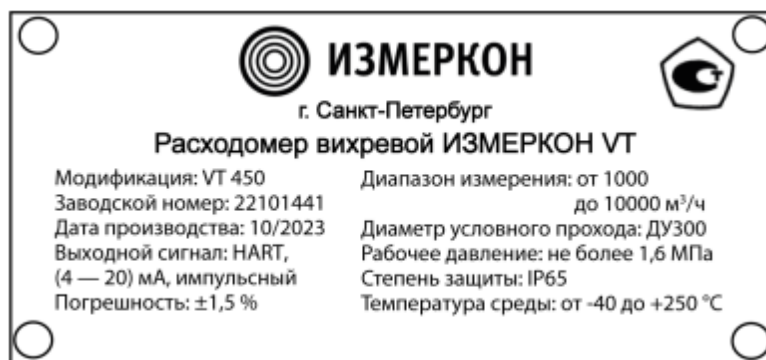


Рисунок 2 – Маркировочная табличка

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 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	исп. RS485	исп. HART
Идентификационное наименование ПО	IZ.VT.1	IZ.VT.2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	x ^{1).} x ²⁾	x ^{3).} x ⁴⁾ _x ^{5).} x ⁶⁾
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО	не отображается	
Примечания: 1) Где «x» может принимать значение от 9 до 100 и не относится к метрологически значимой части ПО. 2) Где «x» может принимать значение от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО. 3) Где «x» может принимать значение от «C» до «Z» (латинского алфавита) и не относится к метрологически значимой части ПО. 4) Где «x» может принимать значение от 1 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО. 5) Где «x» может принимать значение от «A» до «Z» (латинского алфавита) и не относится к метрологически значимой части ПО. 6) Где «x» может принимать значение от 3 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО.		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра		
	VT 370	VT 450	VT 470
Номинальный диаметр ¹⁾ , DN	от 20 до 200	от 80 до 1600	от 15 до 300
Диапазон измерений объёмного (массового ²⁾) расхода жидкости, м ³ /ч (т/ч)	-	от 6 до 70000 (от 6 до 70000)	от 0,5 до 2500 (от 0,5 до 2500)
Диапазон измерений объёмного (массового ²⁾) расхода газа, пара, м ³ /ч (кг/ч)	от 6 до 8000 (от 6,8 до 80400)	от 60 до 400000 (от 67,7 до 4020000)	от 5 до 16000 (от 5,6 до 272000)
Пределы допускаемой относительной погрешности расходомера при измерении объёма (массы) жидкости в потоке и объёмного (массового) расхода ³⁾ жидкости, %	-	±1,5; ±2,0; ±2,5	±0,75; ±1,0; ±1,5; ±2
Пределы допускаемой относительной погрешности расходомера при измерении объёма и объёмного расхода ³⁾ газа, пара, δ ₀ , %	±1,0; ±1,5; ±2,0; ±2,5	±1,5; ±2,0; ±2,5	±1,0; ±1,5; ±2,0
Пределы допускаемой относительной погрешности расходомера при измерении объёма и объёмного расхода газа, приведённых к стандартным условиям ^{3),4)} , %	$\pm\sqrt{\delta_0 + \delta_t + \delta_p + \delta_\rho}$		

Наименование параметра	Значение параметра		
	VT 370	VT 450	VT 470
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений температуры газа, δ_t , %	$\pm 0,1$; $\pm 0,2$; $\pm 0,3$		
Пределы допускаемой основной приведённой к диапазону измерений погрешности давления газа, при температуре окружающего воздуха $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, γ_p , %	$\pm 0,05$		
Пределы допускаемой дополнительной приведённой к диапазону измерений погрешности преобразования и вычисления значений давления измеряемой среды, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\gamma_{p\text{доп}}$, %/10 $^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,1$		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности газа, δ_p , %	$\pm 0,3$		
¹⁾ Модификация VT 470: DN 15 – DN 300 для фланцевого/бесфланцевого исполнения, DN 15 – DN 100 для резьбового исполнения; ²⁾ Массовый расход зависит от плотности среды; ³⁾ По заказу; ⁴⁾ δ_t – пределы допускаемой относительной погрешности измерений температуры среды, %; γ_p – пределы допускаемой приведённой погрешности измерений давления среды, %; δ_p – пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления среды, %; δ_p – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности среды, %.			

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра		
	VT 370	VT 450	VT 470
Измеряемая среда	жидкость, газ, пар		
Диапазон температуры измеряемой среды, $^{\circ}\text{C}^{1)}$	от -20 до +80	от -40 до +250 от -40 до +350	от -40 до +250 от -40 до +350
Давление измеряемой среды избыточное, МПа ¹⁾	от 0 до 1,6 от 0 до 2,5	от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 2,5 от 0 до 4 от 0 до 6,4 от 0 до 10 от 0 до 26
Параметры питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц – напряжение постоянного тока, В – напряжение постоянного тока от батареи, В	- - от 12 до 30 3,6	от 85 до 250 50 $\pm$ 1 от 12 до 30 3,6	от 85 до 250 50 $\pm$ 1 от 12 до 30 3,6

Наименование параметра	Значение параметра		
	VT 370	VT 450	VT 470
Потребляемая мощность, Вт, не более	15		
Выводы и интерфейсы:	- импульсный; - аналоговый выход «токовая петля» 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 (электронный преобразователь) IP65 / IP68 (первичный преобразователь)		
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIC T6...T5 Ga X		
Температура окружающей среды при эксплуатации, °C	от -30 до +60 от -25 до +60 (взрывозащищённое исполнение)	от -40 до +65 от -25 до +60 (взрывозащищённое исполнение)	от -40 до +65 от -25 до +60 (взрывозащищённое исполнение)
Относительная влажность окружающей среды, %, не более	90	85	85
Срок службы, лет	20		
Срок средней наработки на отказ, ч, не менее	150 000		

¹⁾ В зависимости от исполнения. Конкретные значения указываются в паспорте.
²⁾ По заказу.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом и на маркировочную табличку расходомера лазерной гравировкой.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомер вихревой	ИЗМЕРКОН VT 370 или ИЗМЕРКОН VT 450, или ИЗМЕРКОН VT 470 (в зависимости от заказа)	1 шт.
Упаковка	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	90777809.407131.001 РЭ	1 экз.
Паспорт	90777809.407131.001 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 3 руководства по эксплуатации 90777809.407131.001 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 объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;

Техническая документация «Q&T Instrument Co., Ltd», КНР.

Правообладатель

«Q&T Instrument Co., Ltd», КНР

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

Телефон: +86 371 27880233, +86 15237865258

Web-сайт: www.qtmeters.com

E-mail: qtinstrument@gmail.com

Изготовитель

«Q&T Instrument Co., Ltd», КНР

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

Телефон: +86 371 27880233, +86 15237865258

Web-сайт: www.qtmeters.com

E-mail: qtinstrument@gmail.com

Испытательный центр

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

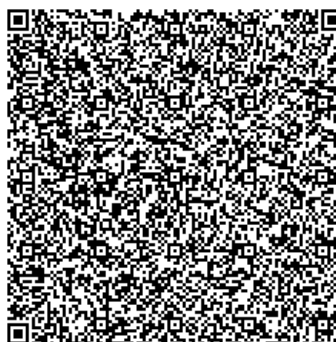
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Тел.: +7 (495) 437 55 77, факс: +7 (495) 437 56 66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Штангенглубиномеры Точинтех

Назначение средства измерений

Штангенглубиномеры Точинтех (далее по тексту - глубиномеры) предназначены для измерений глубины элементов деталей, выемок, выступов, пазов.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на измерении величины продольного перемещения подвижной рамки при измерении глубины, расположенной между измерительными поверхностями рамки и штанги.

К средствам измерений данного типа относятся штангенглубиномеры моделей:

- ШГ – с отсчетом по нониусу;
- ШГК – с отсчетом по круговой шкале;
- ШГЦ – с цифровым отсчетным устройством.

Штангенглубиномеры модели ШГ состоят из следующих элементов: штанги, на которой нанесена миллиметровая шкала и рамки с нониусом, которая перемещается вдоль штанги, устройства для зажима рамки или без него.

Штангенглубиномеры модели ШГК состоят из штанги, на которой нанесена миллиметровая шкала и круговой шкалы, встроенной в рамку. Круговая шкала вращается посредством подвижного ободка и блокируется стопорным винтом.

Штангенглубиномеры модели ШГЦ состоят из следующих элементов: штанги, на которой расположена индуктивная шкала, и рамки с цифровым отсчетным устройством в виде жидкокристаллического дисплея, которая перемещается вдоль штанги, источника питания, устройства для зажима рамки или без него.

Рамка своей измерительной поверхностью базируется на измеряемую деталь.

К данному типу средств измерений относятся штангенглубиномеры торговой марки «Точинтех»



Логотип **ТОЧИНТЕХ** наносится на паспорт штангенглубиномеров типографским методом, на штангу или рамку, и на футляр штангенглубиномеров краской, в виде наклейки или методом лазерной маркировки.

Заводской номер в формате цифрового или цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится на штангу, рамку или на корпус цифрового отсчетного устройства лазерной маркировкой, краской или в виде наклейки в местах, указанных на рисунках 1-3.

Возможность нанесения знака поверки на средство измерений отсутствует.

Общий вид штангенглубиномеров с указанием мест нанесения знака утверждения типа указан на рисунках 1-3.

Пломбирование штангенглубиномеров от несанкционированного доступа не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид штангенглубиномеров модели ШГ с указанием мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа

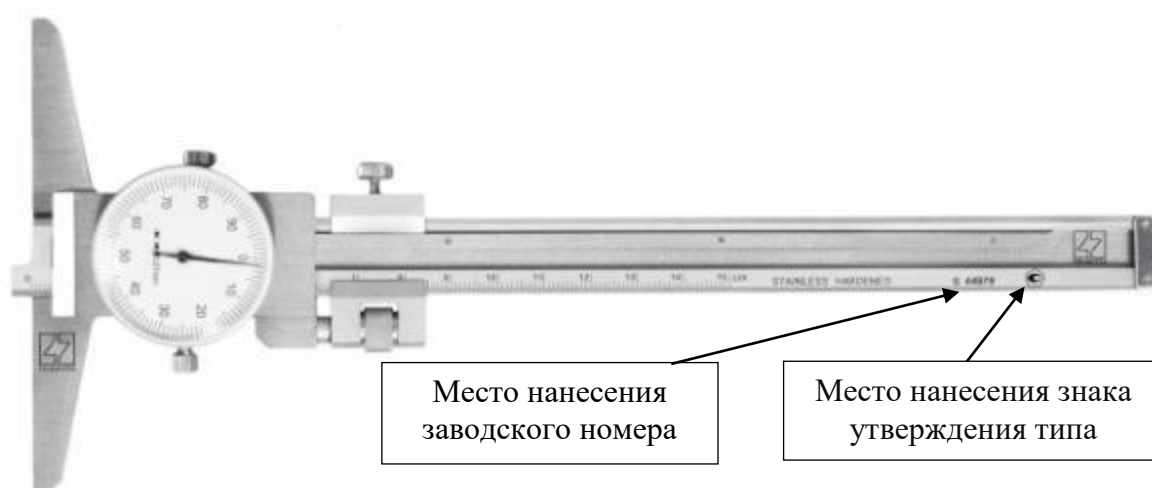


Рисунок 2 – Общий вид штангенглубиномеров модели ШГК с указанием мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа



Рисунок 3 – Общий вид штангенглубиномеров модели ШГЦ с указанием мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Диапазон измерений, мм	Значение отсчета по нониусу, мм	Цена деления круговой шкалы отсчетного устройства, мм	Шаг дискретности цифрового отсчетного устройства, мм	Длина измерительной поверхности рамки, мм, не менее
От 0 до 160	0,05 и 0,10	0,02 и 0,05	0,01	120
От 0 до 200				
От 0 до 250				
От 0 до 300				
От 0 до 400				
От 0 до 630		-	-	175
От 0 до 1000				

Таблица 2 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности

Участки шкалы, мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, мм				
	со значением отсчета по нониусу, мм		с ценой деления круговой шкалы отсчетного устройства, мм		с шагом дискретности цифрового отсчетного устройства, мм
	0,05	0,10	0,02	0,05	0,01
до 100 включ.	±0,05	±0,05	±0,03	±0,05	±0,03
св. 100 до 200 включ.			±0,04		±0,04
св. 200 до 300 включ.		±0,10			
св. 300 до 400 включ.	±0,15		-	-	-
св. 400 до 600 включ.		±0,15			
св. 600 до 800 включ.	±0,15		-	-	-
св. 800 до 1000		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			
	±0,15		-	-	-
		±0,15			

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Допуск плоскостности измерительной поверхности штанги, мм, не более	0,004
Допуск плоскостности измерительной поверхности рамки, мм, не более, для штангенглубиномеров моделей: ШГ, ШГК ШГЦ	0,006 0,005
Расстояние от края нониуса до поверхности шкалы штанги, мм, не более, при значении отсчета по нониусу: 0,05 мм 0,10 мм	0,25 0,30
Расстояние между концом стрелки и циферблатом, мм, не более	0,7
Ширина стрелки над делениями шкалы у штангенглубиномеров модели ШГК, мм	От 0,15 до 0,20
Параметр шероховатости R_a по ГОСТ 2789-73 измерительных поверхностей рамки, мкм, не более	0,08
Параметр шероховатости R_a по ГОСТ 2789-73 измерительных поверхностей штанги, мкм, не более	0,16
Условия эксплуатации: - диапазон рабочих температур, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	От +15 до +25 80

Таблица 4 – Габаритные размеры и масса

Диапазон измерений, мм	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
	длина	ширина	высота	
от 0 до 160	235	175	9	0,200
от 0 до 200	297	175	9	0,230
от 0 до 250	325	175	9	0,280
от 0 до 300	380	175	9	0,300
от 0 до 400	480	175	9	0,320
от 0 до 630	750	175	15	0,700
от 0 до 1000	1200	175	15	1,300

Знак утверждения типа

наносится на лицевую поверхность штанги штангенглубиномера методом лазерной маркировки и на титульный лист паспорта типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Комплектность
Штангенглубиномер	Точинтех	1 шт.
Элемент питания для штангенглубиномеров модели ШГЦ	-	1 шт.
Футляр	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 «Заметки по эксплуатации, порядок работы, поверка» паспорта штангенглубиномеров Точинтех.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2840;

ГОСТ 162-90 «Штангенглубиномеры. Технические условия».

Правообладатель

GUILIN MEASURING AND CUTTING TOOL CO., LTD, KHP

Адрес: 40 CHONGXIN ROAD, GUILIN, P.R. CHINA, 541002

Изготовитель

GUILIN MEASURING AND CUTTING TOOL CO., LTD, KHP

Адрес: 40 CHONGXIN ROAD, GUILIN, P.R. CHINA, 541002

Испытательный центр

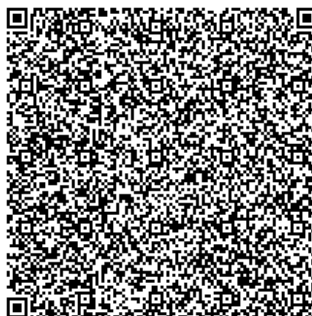
Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М»
(ООО «Автопрогресс-М»)

Адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16, стр. 1

Тел.: +7 (495) 120-03-50

E-mail: info@autoproggress-m.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311195.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термометры стеклянные ТС-4М

Назначение средства измерений

Термометры стеклянные ТС-4М (далее - термометры) предназначены для измерений температуры в процессе производства и при хранении молочных продуктов.

Описание средства измерений

Термометр состоит из капиллярной трубки с резервуаром, заполненным термометрической жидкостью. Капиллярная трубка защищена стеклянной оболочкой, внутрь которой вложена шкала для отсчета измеряемой температуры.

Принцип действия термометров основан на тепловом изменении объема термометрической жидкости в зависимости от температуры измеряемой среды.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится на шкалу термометра рукописным методом и имеет цифровое обозначение.

Общий вид термометров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид термометров стеклянных ТС-4М
Пломбирование термометров не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до +100
Цена деления шкалы, °С	1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±1,0

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более	
- длина	от 175 до 185
- диаметр	от 10,2 до 12,0

Знак утверждения типа

наносится в правом верхнем углу паспорта типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Термометр стеклянный	ТС-4М	1 шт.
Паспорт	АЖТ 2.822.046 ПС	1 шт.
Футляр	АЖТ 6.875.037	1 шт.

Сведения о методах (методиках) измерений

приведены в главе 6 «Указания по эксплуатации и хранению» паспорта АЖТ 2.822.046 ПС.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

ТУ 26.51.51-001-31881402-2023 Термометры стеклянные. Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество «ТЕРМОПРИБОР» (АО «ТЕРМОПРИБОР»)

ИНН 5020002728

Юридический адрес: 141600, Московская обл., г. Клин, Волоколамское ш., д. 44

Телефон: +7-49624-2-60-87

E-mail: sales@1thermopribor.su

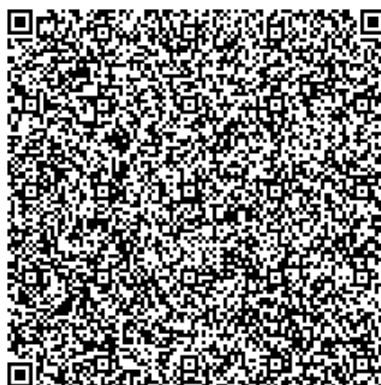
Web-сайт: www.thermopribor.su

Изготовитель

Акционерное общество «ТЕРМОПРИБОР» (АО «ТЕРМОПРИБОР»)
ИНН 5020002728
Адрес: 141600, Московская обл., г. Клин, Волоколамское ш., д. 44
Телефон: +7-49624-2-60-87
E-mail: sales@1thermopribor.su
Web-сайт: www.thermopribor.su

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Адрес осуществления деятельности: 141600, Московская обл., г. Клин, ул. Дзержинского, д. 2
Телефон: +7 (496) 242-41-62
Факс: +7 (496) 247-70-70
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info.kln@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30083-2014.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2024 г. № 704

Регистрационный № 91593-24

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Таврическая (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 521. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

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

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая	IMB 550 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 47845-11	CPB 550 кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 80241-20; DFK 525 кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 89536-23	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая	IMB 550 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 47845-11	CPB 550 кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 80241-20; DFK 525 кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 89536-23	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	ВЛ 10 кВ СТ-7 (ПС Стрела 110/10)	ТОЛ-10-1 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 15128-07	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
4	КЛ 0,4 кВ Ростелеком-1	ТШП кл.т 0,5S Ктт = 250/5 рег. № 64182-16	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
5	КЛ 0,4 кВ Ростелеком-2	ТШП кл.т 0,5S Ктт = 250/5 рег. № 64182-16	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
6	КЛ 0,4 кВ МТС-1	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 36382-07	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
7	КЛ 0,4 кВ МТС-2	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 36382-07	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.						

Таблица 3 - Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	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
3 (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
4-7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5(10)\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_{5(10)\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,7	1,7	1,2	1,2
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
3 (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
4-7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6
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 Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СТЭМ-300 - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 220000 72 140000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока шинный	ТШП	6
Трансформатор тока измерительный	ІМВ 550	6
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	1
Трансформатор напряжения	СРВ 550	6
Трансформатор напряжения	ДФК 525	6
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	4
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.С6.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Таврическая». Методика измерений аттестована ООО «ЭнерТест», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

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

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

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

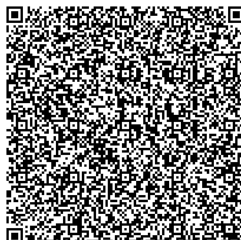
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2024 г. № 704

Регистрационный № 91594-24

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Ключики (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 552. 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	ОРУ 500 кВ, ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС - Ключики	SAS 550 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 25121-07	ТЕМР 550 кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 89211-23	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ОРУ-110 кВ, яч.9, ВЛ 110 кВ Ключики - Клин с отпайками I цепь (ВЛ 110 кВ Ключики - Клин-1)	SBL 0.8 Н кл.т 0,2 Ктт = 1000/1 рег. № 75088-19	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13; НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83250-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	ОРУ-110 кВ, яч.8, ВЛ 110 кВ Ключики - Клин с отпайкой на ПС Куроедово II цепь (ВЛ 110 кВ Ключики - Клин-2)	SBL 0.8 Н кл.т 0,2 Ктт = 1000/1 рег. № 75088-19	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 83250-21; НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
4	ОРУ-110 кВ, яч.3, ВЛ-110 кВ Ключики - Евлашево с отпайкой на ПС Никулино	SBL 0.8 Н кл.т 0,2 Ктт = 1000/1 рег. № 75088-19	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13; НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 83250-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
5	ОРУ-110 кВ, яч.2, ВЛ-110 кВ Ключики- Никулино с отпайкой на ПС Никулино тяговая (ВЛ-110 кВ Ключики-Курмаевка тяговая с отпайками)	SBL 0.8 Н кл.т 0,2 Ктт = 1000/1 рег. № 75088-19	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 83250-21; НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
6	ОРУ-110 кВ, яч.11, ВЛ-110 кВ Ключики- Павловка	SBL 0.8 Н кл.т 0,2 Ктт = 1000/1 рег. № 75088-19	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13; НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 83250-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ОРУ-110 кВ, яч.7, ВЛ-110 кВ Ключики-Ключики тяговая I цепь (ВЛ-110 кВ Ключики-1)	SBL 0.8 Н кл.т 0,2 К _{тт} = 1000/1 рег. № 75088-19	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13; НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 83250-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
8	ОРУ-110 кВ, яч.6, ВЛ-110 кВ Ключики-Ключики тяговая II цепь (ВЛ-110 кВ Ключики-2)	SBL 0.8 Н кл.т 0,2 К _{тт} = 1000/1 рег. № 75088-19	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 83250-21; НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
9	ЗРУ-10 кВ, яч.107, КЛ-10 кВ Ключики-Птицефабрика	ТЛК10-6 кл.т 0,5 К _{тт} = 150/5 рег. № 9143-01	НАМИТ-10-2 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 18178-99	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

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:– активная, реактивная..

Таблица 3 - Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
2-8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	0,9	0,9
	0,5	-	2,1	1,3	1,1
9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (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
2-8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	2,3	1,7	1,6
	0,5	-	1,8	1,5	1,4
9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	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
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков	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
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	220000 72 140000 10000 45
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 ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	SAS 550	3
Трансформатор тока	SBL 0.8 Н	21
Трансформатор тока	ТЛК10-5,6	2
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ-110 УХЛ1	1
Трансформатор напряжения антирезонансный	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	ТЕМР 550	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	8
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	9
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.В11.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Ключики». Методика измерений аттестована ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

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

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

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

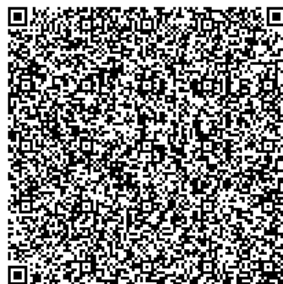
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2024 г. № 704

Регистрационный № 91595-24

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Помары (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 550. 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	ОРУ 500 кВ, ВЛ 500 кВ Помары - Киндери	AGU-525 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 37848-08	VCU-525 кл.т 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Помары - Зеленодольская	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 78811-20	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 79104-20	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
3	ОРУ 500 кВ, ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС - Помары	ТФЗМ 500Б-I У1 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 78811-20	ДФК 525 кл.т 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 23743-02	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
4	ОРУ-220 кВ, ОВ 220 кВ	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 78811-20	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 79104-20	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ввод 0,4 кВ ТСН №3	ТСН кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 26100-03	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
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:– активная, реактивная.						

Таблица 3 - Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 3

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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{2\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (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
2, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
3 (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
5 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S)	0,8	3,7	3,5	3,3	3,3
	0,5	3,5	3,2	3,2	3,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

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

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее устройство сбора и передачи данных TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	220000 72 120000 72 140000 10000 45
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	AGU-525	3
Трансформатор тока	TCH	3
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	6
Трансформатор тока	ТФЗМ 500Б-I У1	3
Трансформатор напряжения емкостной	DFK 525	3
Трансформатор напряжения емкостной	VCU-525	3
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	6
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	4
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	1
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно- вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.В13.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

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

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

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

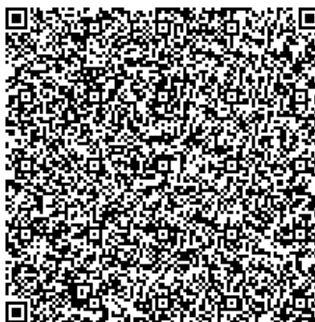
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2024 г. № 704

Регистрационный № 91596-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы цепей векторные SN9000

Назначение средства измерений

Анализаторы цепей векторные SN9000 предназначены для измерений комплексных коэффициента отражения и коэффициента передачи многополюсников.

Описание средства измерений

Конструктивно анализаторы цепей векторные SN9000 выполнены в лабораторном моноблочном исполнении и работают под управлением внешнего персонального компьютера (ПК) с операционной системой Windows или Linux, на котором установлено специальное программное обеспечение. Для связи с ПК используется интерфейс USB Mini-B, разъем которого расположен на задней панели прибора. Так же на задней панели расположены разъем питания, разъемы синхронизации и опорной частоты. На передней панели размещены разъемы СВЧ измерительных портов в тракте типа N «розетка». Приборы поддерживают режим дистанционного управления.

Принцип действия анализаторов цепей векторных SN9000 основан на выделении падающего и отраженного от входа исследуемого многополюсника сигнала, формировании напряжений, пропорциональных этим сигналам, цифровой обработке и индикации измеряемых величин. Испытательный сигнал формируется встроенным синтезатором СВЧ с функцией регулировки мощности, разделение сигналов осуществляется с помощью мостовой схемы, а формирование пропорциональных напряжений с помощью супергетеродинного приемника. Цифровая обработка и управление осуществляются сигнальным процессором.

Для калибровки приборов возможно использование различных наборов мер и электронных калибраторов.

К данному типу анализаторов цепей векторных SN9000 относятся следующие модификации, отличающиеся количеством измерительных портов: SN9000-6 (6 портов), SN9000-8 (8 портов), SN9000-10 (10 портов), SN9000-12 (12 портов), SN9000-14 (14 портов), SN9000-16 (16 портов).

Данный тип анализаторов цепей векторных SN9000 может иметь следующие опции:

6550F09(-M/-F) – наборы калибровочных мер для тракта типа N («вилка»/«розетка»);
6650F09(-M/-F) – наборы калибровочных мер для тракта 3,5 мм («вилка»/«розетка»);
АСМ2509(-011/-012) – автоматические двухпортовые калибровочные модули для тракта типа N («розетка-розетка»/«вилка-розетка»);
АСМ2509(-111/-112) – автоматические двухпортовые калибровочные модули для тракта 3,5 мм («розетка-розетка»/«вилка-розетка»).

Знак поверки может наноситься на верхнюю панель средства измерений.

Серийный номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится методом наклейки на заднюю панель прибора и имеет формат восьмизначного цифрового номера. Для предотвращения несанкционированного доступа анализаторы цепей векторные SN9000 имеют защитную наклейку изготовителя, закрывающую стык корпуса и задней панели.

Общий вид анализаторов цепей векторных SN9000 и места для нанесения знака утверждения типа и знака поверки представлены на рисунке 1. Место для нанесения серийного номера, идентифицирующего каждый экземпляр СИ, и схема пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений и места для нанесения знака утверждения типа и знака поверки



Рисунок 2 – Место нанесения серийного номера, идентифицирующего каждый экземпляр СИ, и схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Программное обеспечение SNVNA предназначено для управления режимами работы анализаторов цепей векторных SN9000. Программное обеспечение реализовано без выделения метрологически значимой части. Влияние программного обеспечения не приводит к выходу метрологических характеристик средства измерения за пределы допускаемых значений.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SNVNA
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 23.12.00
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики		Значение
Диапазон частот, Гц		от $3 \cdot 10^5$ до $9 \cdot 10^9$
Пределы допускаемой относительной погрешности установки частоты выходного сигнала		$\pm 5 \cdot 10^{-6}$
Диапазон установки уровня выходной мощности в зависимости от диапазона частот, дБ (1 мВт)	от 0,3 МГц до 6 ГГц включ.	от -45 до 10
	св. 6 до 9 ГГц включ.	от -45 до 2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки и измерения уровня мощности 0 дБ (1 мВт), дБ		$\pm 1,5$
Диапазон полос пропускания с шагом 1/3, Гц		от 1 до $3 \cdot 10^5$
Средний уровень собственного шума приемников в полосе пропускания 10 Гц, дБ (1 мВт), не более		-125
Среднее квадратическое отклонение шумов измерительной трассы при измерении модуля коэффициента отражения 0 дБ в полосе пропускания 1 кГц в диапазоне частот, дБ, не более		0,004
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений модуля коэффициента отражения S_{11} в диапазоне от 0 до 1 в зависимости от вида калибровки ¹ , отн. ед.	Калибровка по набору мер ² (полиномиальная модель)	$\pm(0,017+0,005 \cdot S_{11} +0,017 \cdot S_{11} ^2)$
	Калибровка по автоматическому калибровочному модулю мер ² (действительные значения)	$\pm(0,012+0,003 \cdot S_{11} +0,008 \cdot S_{11} ^2)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента отражения в диапазоне S_{11} от 0,017 до 1, градус		$\pm(1+57 \cdot \arcsin(\Delta S_{11} / S_{11}))$
Нелинейность приемников L относительно уровня 0 дБ (1 мВт) в диапазоне уровней от -60 до 0 дБ, дБ		$\pm 0,08$
КСВН входа в режиме приема, не более		1,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений модуля коэффициента передачи S_{21} из-за трекинга передачи Т по МИ 3411-2013, дБ		$\pm 0,09$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений модуля коэффициента передачи S_{21} в диапазоне от -60 до 0 дБ и диапазоне частот от 5 МГц до 9 ГГц ^{2,3} , дБ		$\pm(T+L)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента передачи S_{21} , градус		$\pm 1,5$
Примечания: 1) Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента отражения нормированы для измерения коэффициентов отражения двухполюсников или многополюсников с бесконечным ослаблением 2) При изменении температуры не более, чем ± 1 °С после калибровки		

Продолжение таблицы 2

3) Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента передачи нормированы для измерения коэффициентов передачи согласованных многополюсников при выходной мощности 0 дБ (1 мВт) и полосе пропускания 10 Гц

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 210 до 240 50
Время прогрева, мин	40
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более	436×425×96
Масса, кг, не более	15
Нормальные условия применения: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %	от +15 до +30 от 40 до 90

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель анализаторов цепей векторных SN9000 в соответствии с рисунком 1 методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор цепей векторный	SN9000 (модификация SN9000-06 или SN9000-08 или SN9000-10 или SN9000-12 или SN9000-14 или SN9000-16)	1 шт.
Кабель USB	-	1 шт.
Кабель питания	-	1 шт.
Программное обеспечение	SNVNA	1 шт.
Программное обеспечение для проверки анализаторов цепей	VNA Performance Test	1 шт.*
Набор мер	6550F09(-M/-F) или 6650F09(-M/-F)	1 компл.*
Автоматический калибровочный модуль	ACM2509(-011/-012) или ACM2509(-111/-112)	1 компл.*
Руководство по эксплуатации	РЭ 26.51.43-159-21477812-2020	1 экз.
Формуляр	ФО 26.51.43-159-21477812-2020	1 экз.
* По отдельному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «Установка параметров анализатора» руководства по эксплуатации РЭ 26.51.43-159-21477812-2020.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 16 августа 2023 г. № 1678 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений волнового сопротивления, комплексных коэффициентов отражения и передачи в коаксиальных волноводах в диапазоне частот от 0 до 67 ГГц»;

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. № 3461 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3383 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений ослабления напряжения постоянного тока и электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 20 Гц до 178,4 ГГц»;

МИ 3411-2013 «ГСИ. Анализаторы цепей векторные. Методика определения метрологических характеристик»;

ТУ 26.51.43-159-21477812-2020 «Анализаторы цепей векторные SN9000. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ПЛАНАР» (ООО «ПЛАНАР»)
ИНН 7452009474

Юридический адрес: 454091, г. Челябинск, ул. Елькина, д. 32

Телефон (факс): +7 (351) 729-97-77, +7 (351) 263-26-82, +7 (351) 263-38-22

E-mail: welcome@planar.chel.ru

Web-сайт: <http://www.planarchel.ru>

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПЛАНАР» (ООО «ПЛАНАР»)
ИНН 7452009474

Адрес: 454091, г. Челябинск, ул. Елькина, д. 32

Телефон (факс): +7 (351) 729-97-77, 263-26-82, 263-38-22

E-mail: welcome@planar.chel.ru

Web-сайт: <http://www.planarchel.ru>

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499)124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: <http://www.rostest.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2024 г. № 704

Регистрационный № 91597-24

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Златоуст (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 ПАО 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 559. 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 Златоуст-Н.Златоуст 1 ц.	TG 145 кл.т 0,2 К _{ТТ} = 750/1 рег. № 86727-22	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Златоуст-Н.Златоуст 2 ц.	TG 145 кл.т 0,2 К _{ТТ} = 750/1 рег. № 86727-22 TG 145 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 86727-22	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
3	ВЛ 110 кВ Златоуст-Сатка 3 ц.	TG 145 У1 кл.т 0,2 К _{ТТ} = 750/1 рег. № 82902-21	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
4	ВЛ 110 кВ Златоуст-Сатка 4 ц.	TG 145 кл.т 0,2 К _{ТТ} = 750/1 рег. № 86727-22	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 110 кВ Златоуст-Ургала 1 ц. с отп. на ПС Арша, ПС Н.Белокатай	TG 145 кл.т 0,2 К _{тт} = 750/1 рег. № 86727-22	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ВЛ 110 кВ Златоуст-Ай 1 ц. с отп. на ПС Куса	TG 145 У1 кл.т 0,2 К _{тт} = 750/1 рег. № 82902-21	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
7	ВЛ 110 кВ Златоуст-Ай 2 ц. с отп. на ПС Куса	TG 145 У1 кл.т 0,2 К _{тт} = 750/1 рег. № 82902-21	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
8	ВЛ 110 кВ Златоуст-Таганай 2 ц.	ТГФ 110 У1 кл.т 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 88977-23	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
9	ВЛ 110 кВ Златоуст-Ургала 2 ц. с отп. на ПС Арша, ПС Н.Белокатай	ТГФ110 кл.т 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 16635-04	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
10	ВЛ 110 кВ Златоуст-ЗМЗ 23 с отп. на ПС Швейная	ТГФ 110 У1 кл.т 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 88977-23	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
11	ВЛ 110 кВ Златоуст-ЗМЗ 25 с отп. на ПС Швейная	ТГФ110 кл.т 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 16635-04	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
12	ПС 500 кВ Златоуст ОВГ-2-110 кВ	ТГФ 110 У1 кл.т 0,2S К _{тт} = 2000/1 рег. № 88977-23	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	ПС 500 кВ Златоуст ОВГ-1-110 кВ	ТГФ110 кл.т 0,5S К _{тт} = 2000/1 рег. № 16635-04	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
14	ВЛ 110 кВ Златоуст- Таганай 3 ц.	ТГФ110 кл.т 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 16635-05	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
15	ВЛ 110 кВ Златоуст- Таганай 1 ц.	ТГФ110 кл.т 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 16635-05	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
16	ВЛ 110 кВ Златоуст- Салган-тяга с отп. на ПС Тундуш-тяга	TG 145 Y1 кл.т 0,2 К _{тт} = 750/1 рег. № 82902-21	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
17	ВЛ 110 кВ Златоуст - ЗМЗ 61	ТГФ110 кл.т 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 16635-05	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
18	ВЛ 110 кВ Златоуст - ЗМЗ 62	ТГФ110 кл.т 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 16635-05	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
19	ВЛ 110 кВ Златоуст- ЗИЛ 1 ц.	ТГФ110 кл.т 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 16635-05	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
20	ВЛ 110 кВ Златоуст- ЗИЛ 2 ц.	ТГФ110 кл.т 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 16635-05	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	АТ-3-110 кВ	ТГФ110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 16635-02	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
22	АТ-2-110 кВ	ТГФ110 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 16635-02	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
23	АТ-1-110 кВ	ТГФ110 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 16635-04	СРВ 123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
24	КЛ 10 кВ Златоуст-База ЗРЭС (ЗРУ-1) (яч.11) (авто)	АВ12 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 85492-22	GSES24D кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 82530-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
25	КЛ 10 кВ Златоуст-База ЗРЭС (ЗРУ-2) (яч.9) (авто)	ТОЛ 10-1 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 15128-01	НАМИТ-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 16687-02	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
26	Ввод 0,4 кВ ОАО "МТС" основное питание (авто)	ТОП кл.т 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12		
27	Ввод 0,4 кВ ОАО "МТС" резервное питание (авто)	ТОП кл.т 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12		
28	ЩСН-1 0,4 кВ панель №13Н, КЛ-0,4 кВ Златоуст - НРП "Мегафон" (авто)	ТОП кл.т 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
29	ЩСН-1 0,4 кВ панель №1Н, КЛ-0,4 кВ Златоуст - НРП "Мегафон" резерв (авто)	ТОП кл.т 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-7, 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	0,9	0,6	0,5
	0,8	-	1,2	0,7	0,6
	0,5	-	2,0	1,2	0,9
8-12, 14-15, 17-21 (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
13, 22-23 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
24-25 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
26-29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8

Продолжение таблицы 3

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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-7, 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	1,9	1,1	1,0
	0,5	-	1,3	0,8	0,8
8-12, 14-15, 17-21 (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
13, 22-23 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,8	2,4	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,1	1,1
24-25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
26-29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-7, 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	0,9	0,9
	0,5	-	2,1	1,3	1,1
8-12, 14-15, 17-21 (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
13, 22-23 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
24-25 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
26-29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9

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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-7, 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	2,3	1,7	1,6
	0,5	-	1,8	1,5	1,4
8-12, 14-15, 17-21 (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
13, 22-23 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,1	2,7	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,6	1,6
24-25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
26-29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6
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
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Устройство сбора и передачи данных TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000 72 165000 72 140000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока опорный	ТОП	12
Трансформатор тока	AB12	3
Трансформатор тока	TG 145 У1	12
Трансформатор тока	TG 145	12
Трансформатор тока	ТГФ 110 У1	9
Трансформатор тока	ТГФ110	36
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	2
Трансформатор напряжения	CPB 123	12
Трансформатор напряжения	GSES24D	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	25

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	4
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.У06.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

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

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

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

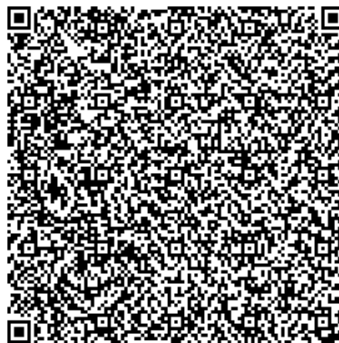
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207

Телефон: +7 (495) 109-09-22

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2024 г. № 704

Регистрационный № 91598-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Прикамье» по объекту НПС «Уральская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Прикамье» по объекту НПС «Уральская» (далее – 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 (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счётчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, её, накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

На втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», смежным субъектам ОРЭМ и иным заинтересованным организациям.

Данные хранятся в сервере БД. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных счетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и другим заинтересованным организациям, передаются с ИВК в виде XML-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы либо с АРМ энергосбытовой компании.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC(SU). Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г (Рег. № 58301-14). ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC(SU) спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС/GPS, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК. Резервный сервер синхронизации ИВК используется при выходе из строя основного сервера.

Сличение шкалы времени счетчиков и шкалы времени сервера ИВК АИИС КУЭ происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера более чем на ± 1 с. (настраиваемый параметр, может быть изменен в порядке текущей эксплуатации).

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 АИИС КУЭ не предусмотрено.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на коммутационном шкафе, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 01117.1

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2-3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер синхронизации времени/Сервер БД
1		2	3	4	5
1	ЗРУ-10 кВ НПС Уральская, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 9	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КтТ 1500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КтН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	CCB-1Г, Рег. № 58301-14/ HP ProLiant

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
2	ЗРУ-10 кВ НПС Уральская, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 33	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ССВ-1Г, Рег. № 58301-14/ HP ProLiant
3	ЗРУ-10 кВ НПС Уральская, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
4	ЗРУ-10 кВ НПС Уральская, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 10	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 25/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
5	ЗРУ-10 кВ НПС Уральская, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 16	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 25/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
6	ЗРУ-10 кВ НПС Уральская, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 19	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 25/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
7	ЗРУ-10 кВ НПС Уральская, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 13	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
8	ЗРУ-10 кВ НПС Уральская, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 20	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 25/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

Примечания

- 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена серверов синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена сервера БД при условии сохранения цифрового идентификатора ПО.
- 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на АО «Транснефть-Прикамье» порядке, все изменения вносятся в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.
- 4 Кл. т. – класс точности, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока.
- 5 Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (δ), %
1-8	Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,7$
Пределы допускаемой погрешности (Δ) СОЕВ АИИС КУЭ, с		± 5	

Примечания

- 1 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $+17^\circ \text{C}$ до $+30^\circ \text{C}$ для ИК №№ 1-8, при $\cos \varphi = 0,8$ инд $I = 0,02 \cdot I_{\text{ном}}$
- 2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	8
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от – 45 до +40 от +17 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч ССВ-1Г: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер HP ProLiant: – среднее время наработки на отказ Т, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности t_v не более, ч;	165000 2 15000 2 261163 0,5
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	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках и сервере;
 - пропадания и восстановления связи со счётчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- счетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	24
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	8

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Сервер	HP ProLiant	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	НОВА.2022.АСКУЭ.011 17.1 ПС	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) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть – Прикамье» по объекту НПС «Уральская», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть-Прикамье» (АО «Транснефть-Прикамье»)

ИНН: 1645000340

Юридический адрес: 420081, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Патриса Лумумбы, д. 20, к. 1

Телефон: +7 (843) 279-04-20

Факс: +7 (843) 279-01-12

E-mail: office@kaz.transneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть-Прикамье» (АО «Транснефть-Прикамье»)

ИНН: 1645000340

Адрес: 420081, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Патриса Лумумбы, д. 20, к. 1

Телефон: +7 (843) 279-04-20

Факс: +7 (843) 279-01-12

E-mail: office@kaz.transneft.ru

Испытательный центр

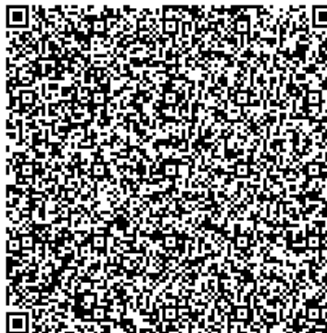
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: +7 (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 «14» марта 2024 г. № 704

Регистрационный № 91599-24

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Удмуртская (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 544. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

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

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 500 кВ Кармановская ГРЭС - Удмуртская	AGU-525 кл.т. 0,2S К _{тт} = 2000/1 рег. № 37848-08	VCU-525 кл.т. 0,2 К _{тн} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 500 кВ Удмуртская - Щёлоков	AGU-525 кл.т. 0,2S К _{тт} = 1000/1 рег. № 37848-08	VCU-525 кл.т. 0,2 К _{тн} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 37847-08	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
3	ВЛ 220 кВ Удмуртская - Свобода (ВЛ 220 кВ Свобода)	ТРГ кл.т. 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 49201-12	СРВ 245 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ОВ-220 кВ	AGU-245 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 37848-08	СРВ 245 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96 ТН 220 кВ 1С СРВ 245 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96 ТН 220 кВ 2С	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-09	СТВ-01 рег. № 49933-12
5	ввод 10 кВ ТСН 3	ТОЛ-10-1 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10500/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-08		
6	ПС 500 кВ Удмуртская, щит 0,4 кВ ЗДС1, КЛ 0,4 кВ до БС 180231	Т-0,66 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 50/5 рег. № 22656-07	-	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,5	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,7	1,2	0,9	0,9
	0,5	2,7	1,8	1,3	1,3
3, 4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	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
5 (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
6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,7	2,1	1,7	1,7
	0,5	2,2	1,6	1,5	1,5
3, 4 (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
5 (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
6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,8	1,6
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
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
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - средняя наработка на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000 72 140000 72 75000 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 ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	AGU-525	12 шт.
Трансформатор тока	ТРГ	3 шт.
Трансформатор тока	AGU-245	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	3 шт.
Трансформатор тока	T-0,66	3 шт.
Трансформатор напряжения	VCU-525	6 шт.
Трансформатор напряжения	СРВ 245	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СТЭМ-300	4 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.У03.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

Факс: +7 (495) 664-81-33

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

Факс: +7 (495) 664-81-33

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

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

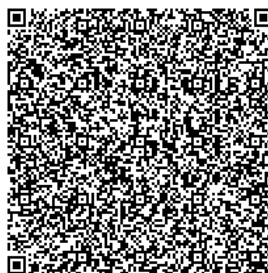
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система дозирующая весовая дискретного действия DEP-MI

Назначение средства измерений

Система дозирующая весовая дискретного действия DEP-MI (далее – дозирующая система) предназначена для измерения массы при дозировании порошкообразных веществ на стадии фасовки стандартных образцов состава фармакологически активных и вспомогательных субстанций.

Описание средства измерений

Принцип действия дозирующей системы основан на использовании электромагнитной силовой компенсации, при которой вес измеряемого груза уравнивается силой взаимодействия электрического тока, протекающего по обмотке компенсационной катушки, с магнитным полем, создаваемым между полюсами постоянного магнита. Компенсационный ток, пропорциональный массе измеряемого груза, преобразуется в электрический сигнал, с последующей обработкой сигнала в аналогово-цифровом преобразователе и отображением значения дозируемого вещества в единицах массы в системе управления.

Дозировочная система входит в состав комплексной линии фасовки стандартных образцов состава фармакологически активных и вспомогательных субстанций.

Конструктивно дозирующая система состоит из нескольких бункеров оперативного хранения порошкообразных веществ, блока с питателем для дозирования с высокой производительностью, блока с питателем для дозирования с малой производительностью и для работы в полуавтоматическом режиме, грузоприемного устройства с весовой платформой для размещения емкостей для заполнения и системы управления.

Питатели – шнековые, тип заполнения – сверху.

Система управления выполняет следующие функции:

- проведение самотестирования (диагностики) основных узлов дозирующей системы и ведение архива результатов самотестирования;
- отображения текущего состояния, режима работы;
- настройка программы дозирования (массы дозы, скорости дозирования, производительности);
- контроль порядка и периодичности проведения планового техобслуживания;
- автоматическое прекращение работы дозирующей системы в случае возникновения аварийных ситуаций.

Система управления размещена в шкафу управления и оснащена панелями управления каждого из питателей с цифровой индикацией для отображения текущего режима работы и задания программ дозирования.

Терминология и наименования метрологических характеристик приведены в соответствии с ГОСТ 8.610-2012 «ГСИ. Дозаторы весовые автоматические дискретного действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Методы испытаний».

В качестве грузоприемного устройства использованы весы неавтоматического действия МСЕ623S–2S (регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 79348-20).

Дозирующая система имеет информационную табличку с серийным номером, нанесена на боковую панель блока с питателем для дозирования с малой производительностью. Серийный номер дозирующей системы имеет цифровой формат, нанесен методом гравировки.

Бункеры оперативного хранения, питатели, шкаф управления, грузоприемное устройство и несущие конструкции – рамы, на которой блоки дозирующей системы закреплены, выполнены из нержавеющей стали.

К данному типу относится дозирующая система с серийным № 21342606.

Общий вид дозирующей системы и место нанесения информационной таблички с наименованием и серийным номером представлены на рисунках 1, 2, 3.

Пломбирование и нанесение знака поверки на дозирующую систему не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид блока с питателем для дозирования с малой производительностью и для работы в полуавтоматическом режиме



Рисунок 2 – Общий вид блока с питателем для дозирования с высокой производительностью



Рисунок 3 – Общий вид блока с питателем для дозирования с малой производительностью с грузоприемным устройством, стрелкой показана боковая панель, на которую нанесена информационная табличка

Программное обеспечение

Система управления оснащена специально разработанным программным обеспечением (далее – ПО). Идентификационное наименование ПО и номер версии высвечивается при обращении к соответствующему подпункту меню системы управления. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Основные функции ПО: обработка измерительной информации, пересчет в единицы массы, хранение программ и результатов работы дозирующей системы вывод данных на дисплей и передача на внешние электронные устройства.

ПО защищено от доступа и изменения пломбами шкафа управления, обновления в процессе эксплуатации не предусмотрено.

ПО защищено от вмешательства в режимы настройки (регулировки) путем разграничения прав администратора и пользователей с использованием паролей. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	OMAS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	CM21-00267
Цифровой идентификатор ПО	-

Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании их характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Наибольший предел взвешивания, г	620
Наименьший предел взвешивания, г	0,05
Номинальная минимальная доза, г	0,100
Цена деления шкалы (дискретность), г	0,001
Пределы допускаемой абсолютной погрешности взвешивания при неавтоматической работе при поверке (в эксплуатации), мг, в поддиапазонах измерений: от 0,05 до 50 г включ. св. 50 до 200 г включ. св. 200 до 620 г	$\pm 5 (\pm 10)$ $\pm 10 (\pm 20)$ $\pm 15 (\pm 30)$
Максимально допустимое относительное отклонение массы каждой дозы от среднего значения при первичной поверке (в эксплуатации), %	$\pm 7,2 (\pm 9,0)$
Максимально допускаемая относительная погрешность заданного значения при первичной поверке и в эксплуатации, %	± 10

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота, Гц	380 ± 38 50 ± 1
Потребляемая мощность, В·А, не более	6000
Габаритные размеры, мм, не более - длина - ширина - высота	4000 2100 2500
Масса, кг, не более	1500
Условия эксплуатации - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от +15 до +25 80
Скорость дозирования максимальная, шт./мин.	60

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система дозирующая весовая дискретного действия	DEP-MI	1 шт.
Набор запчастей и принадлежностей для проведения технического обслуживания	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Использование по назначению» Руководства по эксплуатации

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений массы, утвержденная приказом Росстандарта от 4 июля 2022 г. № 1622;

Техническая документация «OMAS TECNOSISTEMI S.P.A.», Италия.

Правообладатель

«OMAS TECNOSISTEMI S.P.A.», Италия

Адрес: Via Edison 39, 20023 Cerro Maggiore (MI) Italy

Изготовитель

«OMAS TECNOSISTEMI S.P.A.», Италия

Адрес: Via Edison 39, 20023 Cerro Maggiore (MI) Italy

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.

