

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» февраля 2024 г. № 345

Регистрационный № 88644-23

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Трубино

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Трубино (далее – АИИС КУЭ), предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), средства связи и приема-передачи данных, специализированное программное обеспечение (далее – СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в ЦСОД;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным 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 проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (далее – БД) сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС. В сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматизированно формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматизированно передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС».

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 500 кВ Трубино.

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. В состав ИВК входит УССВ, которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 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 ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Факт корректировки времени отражается в журналах событий счётчиков, УСПД и сервера ИВК с указанием времени (включая секунды) корректируемого и корректирующего компонентов в момент, предшествующий коррекции и величины коррекции.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 07. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергетики.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование СПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) СПО	не ниже 1.0.0.4.
Цифровой идентификатор СПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe
Примечание – Алгоритм вычисления цифрового идентификатора СПО – MD5	

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
3.1	ПС 500 кВ Трубино, КРУЭ 500 кВ, КВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС - Трубино (КВЛ 500 кВ Трубино - Ярцево)	JK ELK CB3 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 41959-09 ф. А, В, С	SU 550/B4 STL кл.т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 28006-10, ф. А, В, С SU 550/B4 STL кл.т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 28006-10, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325H, рег. № 44626-10/ СТВ-01, рег. № 49933-12
3.3	ПС 500 кВ Трубино, КРУЭ 500 кВ, КВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС - Трубино	JK ELK CB3 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 41959-09 ф. А, В, С	SU 550/B4 STL кл.т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 28006-10, ф. А, В, С SU 550/B4 STL кл.т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 28006-10, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
2.2	ПС 500 кВ Трубино, КРУЭ 220 кВ, КВЛ 220 кВ Новософрино - Трубино	JK ELK CN14 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 800/1 рег. № 41961-09 ф. А, В, С	SU 252/B34 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 44734-10, ф. А, В, С SU 252/B34 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 44734-10, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2.3	ПС 500 кВ Трубино, КРУЭ 220 кВ, КВЛ 220 кВ ТЭЦ 23 - Трубино	JK ELK CN14 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 рег. № 41961-09 ф. А, В, С	SU 252/B34 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 44734-10, ф. А, В, С SU 252/B34 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 44734-10, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325H, рег. № 44626-10/ СТВ-01, рег. № 49933-12
2.4	ПС 500 кВ Трубино, КРУЭ 220 кВ, КВЛ 220 кВ Трубино - Горенки	JK ELK CN14 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 800/1 рег. № 41961-09 ф. А, В, С	SU 252/B34 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 44734-10, ф. А, В, С SU 252/B34 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 44734-10, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
103	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 1 С 10 кВ, Ячейка 103	ТОЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
104	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 1 С 10 кВ, Ячейка 104	ТОЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
105	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 1 С 10 кВ, Ячейка 105	ТОЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
106	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 1 С 10 кВ, Ячейка 106	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-325H, рег. № 44626-10/ СТВ-01, рег. № 49933-12
107	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 1 С 10 кВ, Ячейка 107	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
108	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 1 С 10 кВ, Ячейка 108	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
109	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 1 С 10 кВ, Ячейка 109	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
110	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 1 С 10 кВ, Ячейка 110	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
111	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 1 С 10 кВ, Ячейка 111	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-325H, рег. № 44626-10/ СТВ-01, рег. № 49933-12
112	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 1 С 10 кВ, Ячейка 112	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
203	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 2 С 10 кВ, Ячейка 203	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
204	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 2 С 10 кВ, Ячейка 204	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
205	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 2 С 10 кВ, Ячейка 205	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
206	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 2 С 10 кВ, Ячейка 206	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-325H, рег. № 44626-10/ СТВ-01, рег. № 49933-12
207	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 2 С 10 кВ, Ячейка 207	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
208	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 2 С 10 кВ, Ячейка 208	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
209	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 2 С 10 кВ, Ячейка 209	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
210	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 2 С 10 кВ, Ячейка 210	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
211	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 2 С 10 кВ, Ячейка 211	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-325H, рег. № 44626-10/ СТВ-01, рег. № 49933-12
212	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 2 С 10 кВ, Ячейка 212	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
303	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 3 С 10 кВ, Ячейка 303	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
304	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 3 С 10 кВ, Ячейка 304	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
305	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 3 С 10 кВ, Ячейка 305	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
306	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 3 С 10 кВ, Ячейка 306	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-325H, рег. № 44626-10/ СТВ-01, рег. № 49933-12
307	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 3 С 10 кВ, Ячейка 307	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
308	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 3 С 10 кВ, Ячейка 308	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
309	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 3 С 10 кВ, Ячейка 309	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
310	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 3 С 10 кВ, Ячейка 310	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
311	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 3 С 10 кВ, Ячейка 311	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-325H, рег. № 44626-10/ СТВ-01, рег. № 49933-12
312	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 3 С 10 кВ, Ячейка 312	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
403	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 4 С 10 кВ, Ячейка 403	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
404	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 4 С 10 кВ, Ячейка 404	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
405	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 4 С 10 кВ, Ячейка 405	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
406	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 4 С 10 кВ, Ячейка 406	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-325H, рег. № 44626-10/ СТВ-01, рег. № 49933-12
407	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 4 С 10 кВ, Ячейка 407	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
408	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 4 С 10 кВ, Ячейка 408	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
409	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 4 С 10 кВ, Ячейка 409	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	
410	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 4 С 10 кВ, Ячейка 410	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
411	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 4 С 10 кВ, Ячейка 411	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-325H, рег. № 44626-10/ СТВ-01, рег. № 49933-12
412	ПС 500 кВ Трубино, ЗРУ 10 кВ абонентское, 4 С 10 кВ, Ячейка 412	ТОЛ кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 рег. № 47959-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	

Примечания

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

2 Допускается замена УСПД и УССВ на однотипные утвержденного типа.

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электрической энергии	Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности $P=0,95$	Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm\delta$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с
2.2; 2.3; 2.4; 3.1; 3.3	Активная	0,6	2,0	5
	Реактивная	1,2	1,9	
103-112; 203-212; 303-312; 403-412	Активная	1,3	5,1	
	Реактивная	2,5	4,0	

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

Продолжение таблицы 3

2 Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях указаны для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 2.2; 2.3; 2.4; 3.1; 3.3; 103-112; 203-212; 303-312; 403-412 от + 15 до + 30 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	45
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для счётчиков, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от -30 до +40 от - 40 до +65 от -0 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 72 55000 24 45000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее ИВКЭ: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, сутки, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 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 журнале событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

В журнале событий УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выводы измерительных трансформаторов тока;
- счётчика;
- испытательной коробки;
- УСПД;

защита на программном уровне информации при хранении, передаче,

параметрирование:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	JK ELK CB3	6
Трансформаторы тока	JK ELK CN14	9
Трансформаторы тока	ТОЛ	120
Трансформаторы напряжения	SU 550/B4 STL	9
Трансформаторы напряжения	SU 252/B34	15
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	12
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	45

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325H	1
Информационно-вычислительный комплекс	АИИС КУЭ ЕНЭС	1
Паспорт-Формуляр	ФЭМ-21-07.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электроэнергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Трубино, аттестованном ООО «Ампер», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314459 от 02.04.2023.

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

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 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@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 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@rosseti.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7722844084

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.

в части вносимых изменений

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

ИНН 6318059328

Адрес: 443008, Самарская обл., г.о. Самара, ул. Вольская, д. 79, ком. 4

Телефон: +7-927-261-21-64

E-mail: Amper.20@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314399.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» февраля 2024 г. № 345

Регистрационный № 89030-23

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт Тюмень» (АО «ГРУППА КРЕМНИЙ ЭЛ»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт Тюмень» (АО «ГРУППА КРЕМНИЙ ЭЛ») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АО «Газпром энергосбыт Тюмень» (АО «ГРУППА КРЕМНИЙ ЭЛ»), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), сервер синхронизации времени (УСВ) ССВ-1Г и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

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 вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСП/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов Сервера БД. Коррекция часов Сервера БД проводится не менее одного раза в сутки (программируемый параметр) при любом расхождении часов Сервера БД и времени приемника. Часы счетчиков синхронизируются от часов Сервера сбора данных автоматически, при каждом сеансе связи, при расхождении времени часов счетчиков и Сервера БД более чем на ± 1 с.

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

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

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

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера ИВК, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ 001.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Советская, ЗРУ-6 кВ, 6С-6 кВ, яч. 601, КЛ-6 кВ ф. 601	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
2	ПС 110 кВ Советская, ЗРУ-6 кВ, 6С-6 кВ, яч. 621, КЛ-6 кВ ф. 621	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,2 Ктт 600/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±2,2
						реактивная	±2,1	±4,2
3	ПС 110 кВ Советская, ЗРУ-6 кВ, 6С-6 кВ, яч. 624, КЛ-6 кВ ф. 624	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 7069-07	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
4	ПС 110 кВ Советская, ЗРУ-6 кВ, 6С-6 кВ, яч. 626, КЛ-6 кВ ф. 626	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,2S Ктт 400/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±2,3
						реактивная	±2,1	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ Советская, ЗРУ-6 кВ, 3С-6 кВ, яч. 310, КЛ-6 кВ ф. 310	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,0 ±2,1	±2,3 ±4,2
6	ПС 110 кВ Советская, ЗРУ-6 кВ, 3С-6 кВ, яч. 311, КЛ-6 кВ ф. 311	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,0 ±2,1	±2,3 ±4,2
7	ПС 110 кВ Советская, ЗРУ-6 кВ, 4С-6 кВ, яч. 406, КЛ-6 кВ ф. 406	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,0 ±2,1	±2,3 ±4,2
8	ВРУ-0,4 кВ ООО «Интеграция», КЛ-0,4 кВ ф. 10	-	-	МИР С-04.10-230- 5(100)-GR-KQ-G- D Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 61678-15	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,1 ±1,3	±3,1 ±3,8
9	ТП 6 кВ №3, РУ-0,4 кВ, С-0,4 кВ, яч. 24, КЛ-0,4 кВ ф. 24	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 52667-13	-	ТЕ3000.07.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ТП 6 кВ №11, РУ-0,4 кВ, С-0,4 кВ, яч. 17, КЛ-0,4 кВ ф. 17	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 52667-13	-	ТЕ3000.07.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
11	ТП 6 кВ №9, РУ-0,4 кВ, С-0,4 кВ, АВ-61, КЛ-0,4 кВ АВ-61	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 52667-13	-	ТЕ3000.07.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
12	ТП 6 кВ №13, РУ-0,4 кВ, С-0,4 кВ, яч. 5, КЛ-0,4 кВ ф. 5	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 71031-18	-	ТЕ3000.07.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
13	ТП 6 кВ №3, РУ-0,4 кВ, С-0,4 кВ, АВ-1, КЛ-0,4 кВ ф. АВ-1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 64182-16	-	МИР С-07.05S-230-5(10)-GR-Q-G-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,7
14	ВРУ-0,4 кВ ФГУ ОВО, КЛ-0,4 кВ ф. 11	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 80590-20	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,1 ±6,4
15	ВРУ-0,4 ООО Теплоэнергетик, КЛ-0,4 кВ ф. 10	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 80590-20	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,1 ±6,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	ШР-2 0,4 кВ, яч. 8, КЛ-0,4 кВ ф. 8	-	-	МИР С-04.10-230- 5(100)-GR-KQ-G- D Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 61678-15	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,1 ±1,3	±3,1 ±3,8
17	ТП 6 кВ №11, РУ-0,4 кВ, С-0,4 кВ, яч. 12, КЛ-0,4 кВ ф. 12	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 64182-16	-	МИР С-07.05S- 230-5(10)-GR-Q-G- D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,7
18	ВРУ-0,4 кВ ООО Кафе Созвездие- 2, КЛ-0,4 кВ ф. 10	-	-	МИР С-04.10-230- 5(100)-R-KQ-D Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 61678-15	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,1 ±1,3	±3,1 ±3,8
19	ВРУ-0,4 кВ ООО Кафе Созвездие-2, КЛ-0,4 кВ ф. 2	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 80590-20	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,1 ±6,4
20	ВРУ-0,4 кВ ООО Селена-Сервис, КЛ-0,4 кВ ф. 1	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 47959-11	-	МИР С-07.05S- 230-5(10)-GR-Q-G- D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,7
21	ВРУ-0,4 кВ спортзала, КЛ-0,4 кВ ф. 9	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 64182-16	-	МИР С-07.05S- 230-5(10)-GR-Q-G- D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	ВРУ-0,4 кВ ГУП Брянскоблтехинвентар изация, КЛ-0,4 кВ ф. АВ-9	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 80590-20	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,1 ±6,4
23	ВРУ-0,4 кВ Рогожкин К.В., КЛ-0,4 кВ ф. 15	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 64182-16	-	МИР С-07.05S- 230-5(10)-GR-Q-G- D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,7
24	ШР-11-1 0,4 кВ, яч. 2, КЛ-0,4 кВ ф. 2	-	-	МИР С-05.10-230- 5(80)-G-KNQ-D Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 61678-15	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,1 ±1,3	±3,1 ±3,8
25	ТП 6 кВ №16, РУ-0,4 кВ, С-0,4 кВ, яч. 13, КЛ-0,4 кВ ф. 13	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,6
26	ТП 6 кВ №16, РУ-0,4 кВ, С-0,4 кВ, яч. 19, КЛ-0,4 кВ ф. 19	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,7
27	ВРУ-0,4 кВ ПАО ВымпелКом, КЛ- 0,4 кВ АВ-№6 ПР-23	-	-	МИР С-04.10-230- 5(100)-GR-KQ-G-D Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 61678-15	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,1 ±1,3	±3,1 ±3,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
28	ВРУ-0,4 кВ ИП Натарова, КЛ-0,4 кВ ф. АВ-20	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-01 DPBR.G1 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,1 ±6,4
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05)$ $I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1- 28 от 0 °С до +40 °С; 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	28
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	18
Трансформатор тока	ТОЛ-10	3
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	9
Трансформатор тока	Т-0,66	9
Трансформатор тока	ТШП-0,66	12
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ТЕ3000.03	7
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ТЕ3000.07.11	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	МИР С-04.10-230-5(100)-GR-KQ-G-D	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	МИР С-04.10-230-5(100)-R-KQ-D	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	МИР С-07.05S-230-5(10)-GR-Q-G-D	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	МИР С-05.10-230-5(80)-G-KNQ-D	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.G	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTMX2-01 DPBR.G1	1
Устройство синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	0001.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт Тюмень» (АО «ГРУППА КРЕМНИЙ ЭЛ»), аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

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 «Газпром энергосбыт Тюмень»
(АО «Газпром энергосбыт Тюмень»)
ИНН 8602067215
Юридический адрес: 628426, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Сургут, пр-кт Мира, д. 43
Телефон: +7 (3462) 77-77-77
Факс: +7 (3462) 93-57-05

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты»
(ООО «Системы Релейной Защиты»)
ИНН 7722722657
Юридический адрес: 111024, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Лефортово, ул. Авиамоторная, д. 50, стр. 2, помещ. 50/14ч
Адрес места осуществления деятельности: 140070, Московская обл., п. Томилино, ул. Гаршина д. 11, а/я 868
Телефон: +7 (495) 772-41-56
Факс: +7 (495) 544-59-88
E-mail: info@srza.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 «08» февраля 2024 г. № 345

Регистрационный № 77059-19

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нарвской ГЭС (ГЭС-13) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нарвской ГЭС (ГЭС-13) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для автоматического измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электроэнергии (мощности);

автоматический сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);

периодический (не реже 1-го раза в сутки и/или по запросу (настраиваемый параметр)) автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);

хранение результатов измерений;

передача результатов измерений в организации-участники оптового (розничного) рынка электроэнергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без неё;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломбирование и т.п.);

диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительный комплекс (далее - ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) - технические средства для организации локальной вычислительной сети и программно-технический комплекс (далее - ПТК) АИИС КУЭ, включающий аппаратные средства и программное обеспечение (далее - ПО) для обеспечения функции хранения результатов измерений (далее - сервер БД) и ПО для сбора и доступа к данным, их конфигурации и формирования автоматизированных рабочих мест (далее - АРМ).

ПТК АИИС КУЭ развёрнут в центре обработки данных (далее - ЦОД) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». АРМы развёрнуты в ЦОД и на рабочих местах специалистов.

На первом уровне первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы, которые по вторичным цепям поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии (измерительный канал). Измеренная электрическая энергия за интервал времени 30 мин записывается в энергонезависимую память счетчика.

На втором уровне происходит:

- настройка параметров ИВК;

- сбор данных из памяти счетчиков в БД;

- хранение данных в БД;

- формирование справочных и отчетных документов;

- передача информации смежным субъектам электроэнергетики - участникам оптового рынка электрической энергии и мощности и в программно-аппаратный комплекс коммерческого оператора (ПАК КО);

- настройка, диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- поддержание точного времени в системе.

ПТК АИИС КУЭ производит сбор данных из памяти счетчиков электроэнергии и их хранение в БД, обработку, отображение, подготовку отчетных документов, а также формирование и передачу информации в виде утвержденных макетов в ПАК КО и другим участникам энергосистемы в рамках согласованных регламентов. ПТК имеет возможность двунаправленного обмена данными с другими ПТК как макетами утвержденных форм, так и данными в собственном формате. Отправка данных по электронной почте в XML-формате возможна с ЭЦП и без неё.

Источником синхронизации часов компонентов АИИС КУЭ выступает сервер системы, выполняющий корректировку своего времени по сетевым протоколам от источника точного времени Метроном-1000 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее рег. №) 56465-14).

АИИС КУЭ при сеансах связи выполняет сравнение показаний часов компонентов системы и источника синхронизации.

При обнаружении отклонений в показаниях текущего времени источника синхронизации и компонентов системы, превышающих ± 2 с (настраиваемый параметр) выполняется синхронизация текущего времени компонентов АИИС КУЭ с часами источника синхронизации, при этом учитываются временные характеристики линии связи. События коррекции времени отражаются в журнале событий АИИС КУЭ.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и сервера БД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 113. Заводской номер указывается в паспорте АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, приведены в паспорте АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ применяется программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменения параметров, защиту прав пользователей и входа с помощью пароля, кодирование данных при передаче, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО ПК «Энергосфера»	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО ПК «Энергосфера»	1.1.1.1
Цифровой идентификатор pso_metr.dll	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	2	3	4	5	6
ИК 13.01	Г-1	IGDW, К _{ТТ} =3000/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 38611-08	EGG, К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; Кл.т. 0,2; Рег. № 52588-13	A1802RALQ- P4GB-DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	Метроном-1000; Рег. № 56465-14
ИК 13.02	Г-2	IGDW, К _{ТТ} =3000/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 38611-08	EGG, К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; Кл.т. 0,2; Рег. № 52588-13	A1802RALQ- P4GB-DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	
ИК 13.03	Г-3	IGDW, К _{ТТ} =3000/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 38611-08	EGG, К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; Кл.т. 0,2; Рег. № 52588-13	A1802RALQ- P4GB-DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ИК 13.04	ЛФ-1	ТГФМ-110, К _{ТТ} =600/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1, К _{ТН} =110000/√3/100/√3; Кл.т. 0,2; Рег. № 24218-13	A1802RALQ- P4GB-DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	Метроном-1000; Рег. № 56465-14
ИК 13.05	ЛН-2	ТГФМ-110, К _{ТТ} =600/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1, К _{ТН} =110000/√3/100/√3; Кл.т. 0,2; Рег. № 24218-13	A1802RALQ- P4GB-DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	
ИК 13.06	ЛН-4	ТГФМ-110, К _{ТТ} =600/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1, К _{ТН} =110000/√3/100/√3; Кл.т. 0,2; Рег. № 24218-13	A1802RALQ- P4GB-DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	
ИК 13.07	ОВ-110	ТГФМ-110, К _{ТТ} =600/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1, К _{ТН} =110000/√3/100/√3; Кл.т. 0,2; Рег. № 24218-13	A1802RALQ- P4GB-DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	
ИК 13.08	Л-33	GIF 36-59, К _{ТТ} =200/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 58166-14	ЗНОЛ, К _{ТН} =35000/√3/100/√3; Кл.т. 0,2; Рег. № 46738-11	A1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	
ИК 13.09	Ф-4	ТЛП-10, К _{ТТ} =600/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-07	EGS, К _{ТН} =10000/√3/100/√3; Кл.т. 0,5; Рег. № 52588-13	A1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	
ИК 13.10	Ф-5	ТЛП-10, К _{ТТ} =600/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-07	EGS, К _{ТН} =10000/√3/100/√3; Кл.т. 0,5; Рег. № 52588-13	A1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	
ИК 13.11	Ф-6	ТЛП-10, К _{ТТ} =600/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-07	EGS, К _{ТН} =10000/√3/100/√3; Кл.т. 0,5; Рег. № 52588-13	A1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	
ИК 13.12	Ф-8	ТЛП-10, К _{ТТ} =400/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-07	EGS, К _{ТН} =10000/√3/100/√3; Кл.т. 0,5; Рег. № 52588-13	A1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	
ИК 13.13	Ф-3	ТЛП-10, К _{ТТ} =400/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-07	EGS, К _{ТН} =10000/√3/100/√3; Кл.т. 0,5; Рег. № 52588-13	A1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	
ИК 13.14	Ф-7	ТЛП-10, К _{ТТ} =400/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-07	EGS, К _{ТН} =10000/√3/100/√3; Кл.т. 0,5; Рег. № 52588-13	A1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	
ИК 13.15	Ф-9	ТЛП-10, К _{ТТ} =600/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-07	EGS, К _{ТН} =10000/√3/100/√3; Кл.т. 0,5; Рег. № 52588-13	A1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ИК 13.16	Ф-10	ТЛП-10, К _{ТТ} =600/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 30709-11	EGS, К _{ТН} =10000/√3/100/√3; Кл.т. 0,5; Рег. № 52588-13	A1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-06	Метроном-1000; Рег. № 56465-14
ИК 13.17	Щит 5 «С» «Эллинг» (Церковь)	ТОП-0,66, К _{ТТ} =50/5; Кл.т. 0,5S; Рег. № 47959-11	-	A1805RALQ- P4GB-DW-GS-4; Кл.т. 0,5S/1,0; Рег. № 31857-11	
ИК 13.20	КВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – Усть- Луга с отпайками	ТГФМ-110, К _{ТТ} =600/5; Кл.т. 0,2S; Рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1, К _{ТН} =110000/√3/100/√3; Кл.т. 0,2; Рег. № 24218-13	A1802RALQ- P4GB-DW-4; Кл.т. 0,2S/0,5; Рег. № 31857-11	
Примечание: 1. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 2. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов. 3. Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа и эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть					

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электрической энергии	Границы допускаемой основной относительной погрешности, %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
13.01-13.07, 13.20	Активная	±0,5	±1,0
	Реактивная	±1,1	±1,9
13.08	Активная	±1,0	±2,1
	Реактивная	±2,2	±4,1
13.09-13.16	Активная	±1,9	±2,3
	Реактивная	±2,9	±4,2
13.17	Активная	±1,0	±2,0
	Реактивная	±2,1	±4,0
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии за период 0,5 ч. 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от I_{ном}, cosφ = 0,8инд.			

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	18
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 95 до 105 от 1(2) до 120 от 0,5инд. до 0,8емк. от 49,6 до 50,4 от -30 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИБК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 0,99 1
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5
Пределы допускаемой погрешности системы обеспечения единого времени, с	±5

Надежность системных решений:

применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
стойкость к электромагнитным воздействиям;
ремонтпригодность;
программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
функция контроля процесса работы и средства диагностики системы;
резервирование электропитания оборудования системы;
резервирование каналов связи.

Регистрация событий:

журнал событий счетчика:

факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;

перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

журнал событий ИВК:

изменение значений результатов измерений;

изменение коэффициентов ТТ и ТН;

факт и величина синхронизации (коррекции) времени;

пропадание питания;

замена счетчика;

полученные с уровня ИИК «Журналы событий» ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

электросчётчиков;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательных коробок.

Защита информации на программном уровне:

результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);

пароля на доступ к счетчику;

ролей пользователей в ИВК.

Возможность коррекции времени в:

электросчетчиках (функция автоматизирована);

ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	IGDW	9
Трансформаторы тока	ТГФМ-110	15
Трансформаторы тока	GIF 36-59	3
Трансформаторы тока	ТЛП-10	24
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	3
Трансформаторы напряжения	EGS	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	3
Трансформаторы напряжения	EGG	9
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	9
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RALQ-P4GB-DW-4	8
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	9
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-GS-4	1
Устройства синхронизации частоты и времени	Метроном-1000	2
Программное обеспечение	ПО ПК «Энергосфера»	1
Паспорт	ЭС-52-08/2023 - Г13.ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нарвской ГЭС (ГЭС-13) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

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

ИНН 7802222000

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская ул., д. 18, литер А, пом. 7-Н

Телефон: 8 (812) 368-02-70, 8 (812) 368-02-71

Факс: 8 (812) 368-02-72

E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.

в части вносимых изменений

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

ИНН:7444052356

Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2

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

Телефон: 8 (351) 951-02-67

E-mail: encomplex@yandex.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» февраля 2024 г. № 345

Регистрационный № 15440-99

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Колонки топливораздаточные серии BMP 2000

Назначение средства измерений

Колонки топливораздаточные серии BMP 2000 предназначены для измерения объема различных видов топлива (бензин, дизельное топливо), выдаваемого в топливные баки автотранспортных средств и тару потребителя в режиме самообслуживания.

Описание средства измерений

Колонки топливораздаточные серии BMP 2000 состоят из следующих основных элементов:

- поршневой измеритель объема производства фирмы «TATSUNO Corporation» (Япония) с датчиком импульсов;
- электронно-вычислительное устройство (счетчик) PDE, PDEX, PDEX5 производства TATSUNO EUROPE a.s. (Чешская республика), ТСБТ-БУ1, ТСБТ-БУ2, ТСБТ-БУ3, ТСБТ-БУ4, Топаз-106К, Топаз-273Е производства ООО "Топаз-сервис", г. Волгодонск или IDC 3.0 TU производства КОИИ ООО «ТАТСУНО РУС», г. Рязань;
- насосный моноблок фирмы «TATSUNO Corporation» (Япония) с фильтрами грубой и тонкой очистки, газоотделителем и обратным клапаном.

Принцип действия колонки состоит в следующем: топливо из резервуара через обратный клапан, фильтр, насос с газоотделителем поступает в поршневой счетчик, далее через электромагнитный клапан, раздаточный шланг с пистолетом выдается в бак транспортного средства.

Колонка осуществляет выдачу топлива, измерение, индикацию его объема, расчет стоимости выданного топлива. Сброс показания разового учета выданного объема топлива в нулевое положение производится автоматически при снятии раздаточного шланга с пистолетом с колонки.

Колонки BMP 2000 выпускаются под торговой маркой SHARK, OCEAN или STANDART и имеют варианты исполнения, отличающиеся друг от друга дизайном, номинальным расходом топлива, количеством раздаточных шлангов и наличием/отсутствием лебедки шланга.

Кодовые обозначения: первые две цифры "20"- номер серии, третья цифра обозначает количество видов топлива, четвертая цифра - количество раздаточных кранов. Далее в коде следуют комбинации букв: "SH" от слова SHARK или "OC" от слова "OCEAN", "S" от слова "STANDART", "E" от слова "EUROLINE", "T" от слова "TOWER", "V" от слова "VECTOR", "SN" от слова "SUNNY NX".

Колонки с нестандартным расходом имеют дополнительные индексы: "/H" для расхода 80 л/мин и "/UH" для расхода 130 л/мин. Колонки с системой рекуперации паров имеют индекс "VR". Колонки в исполнении для напорной системы имеют индекс "TS".

Общий вид средства измерений представлен на рисунке 1.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится методом печати в виде значного цифрового формата на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе колонки.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунках 2-5.

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на одну пломбу, установленную на поршневой измеритель объема с датчиком импульсов; на две пломбы, установленные на электронно-вычислительном устройстве (счетчике) PDE; на одну пломбу, установленную на электронно-вычислительном устройстве (счетчике) PDEX, PDEX5; на одну пломбу, установленную на электронно-вычислительном устройстве (счетчике) ТСБТ-БУ1, ТСБТ-БУ2, ТСБТ-БУ3, ТСБТ-БУ4, Топаз-106К, Топаз-273Е, и две пломбы, установленные на электронно-вычислительном устройстве (счетчике) производства IDC 3.0 TU.

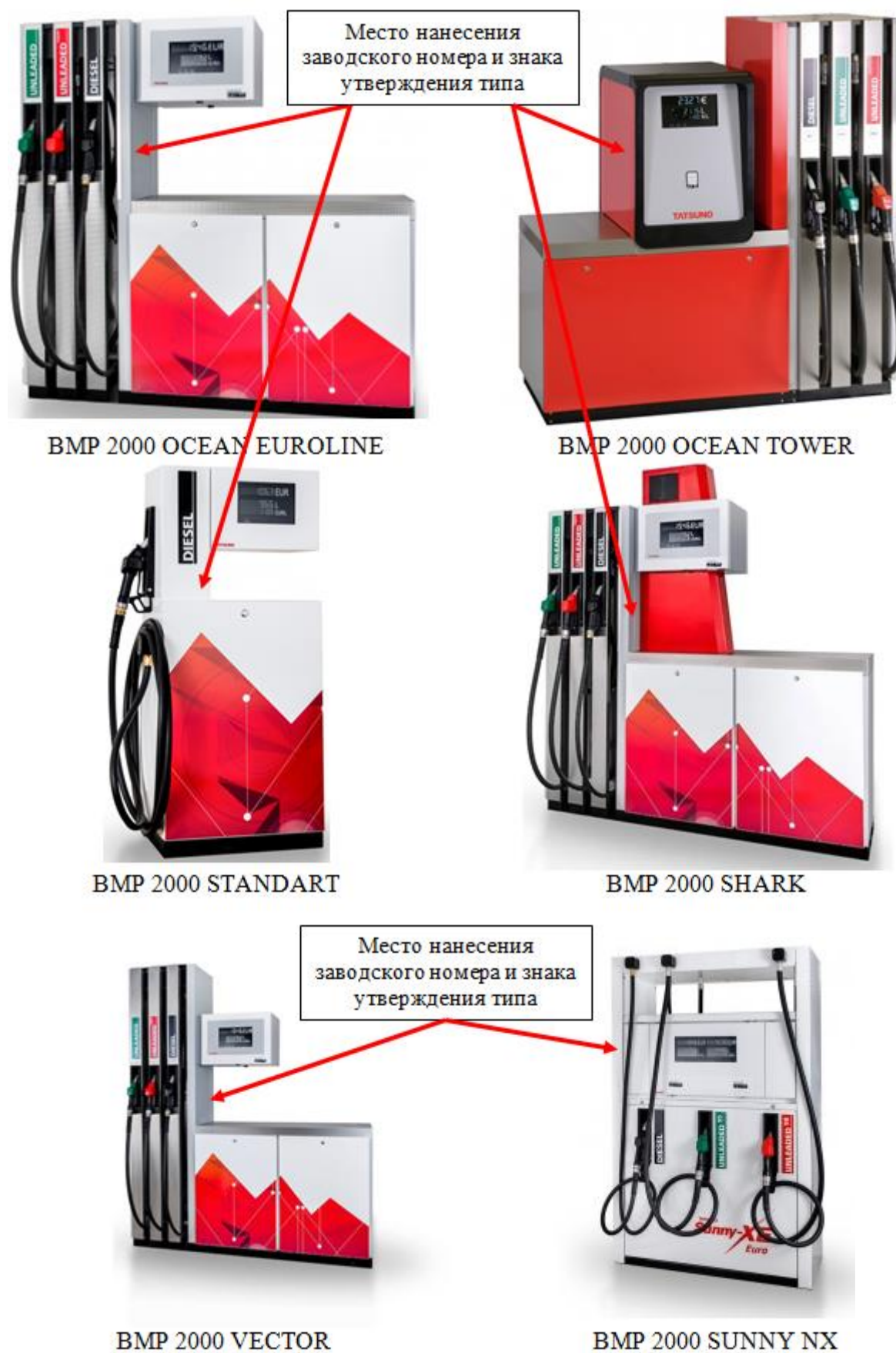


Рисунок 1 - Общий вид средства измерений

Пломба с оттиском поверительного клейма устанавливается на поршневом измерителе объема, для чего предусмотрены специальные отверстия в стопорном пальце регулировочного кольца и болте крепления крышки дозирующего цилиндра.

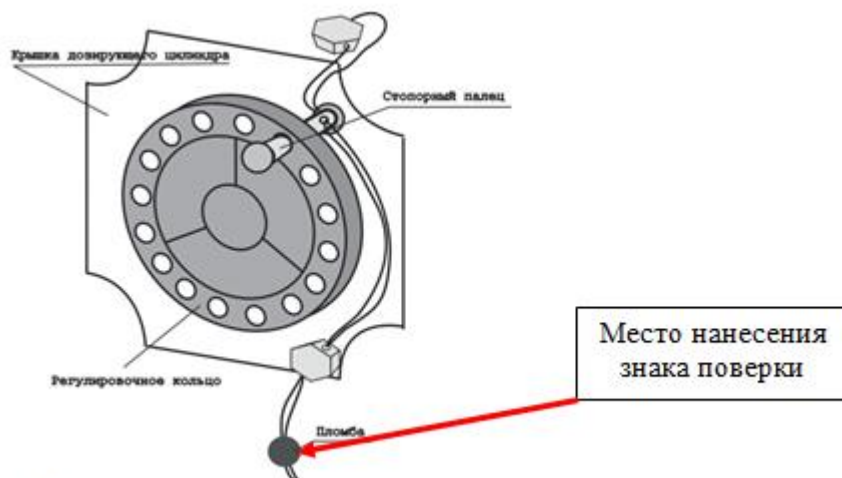
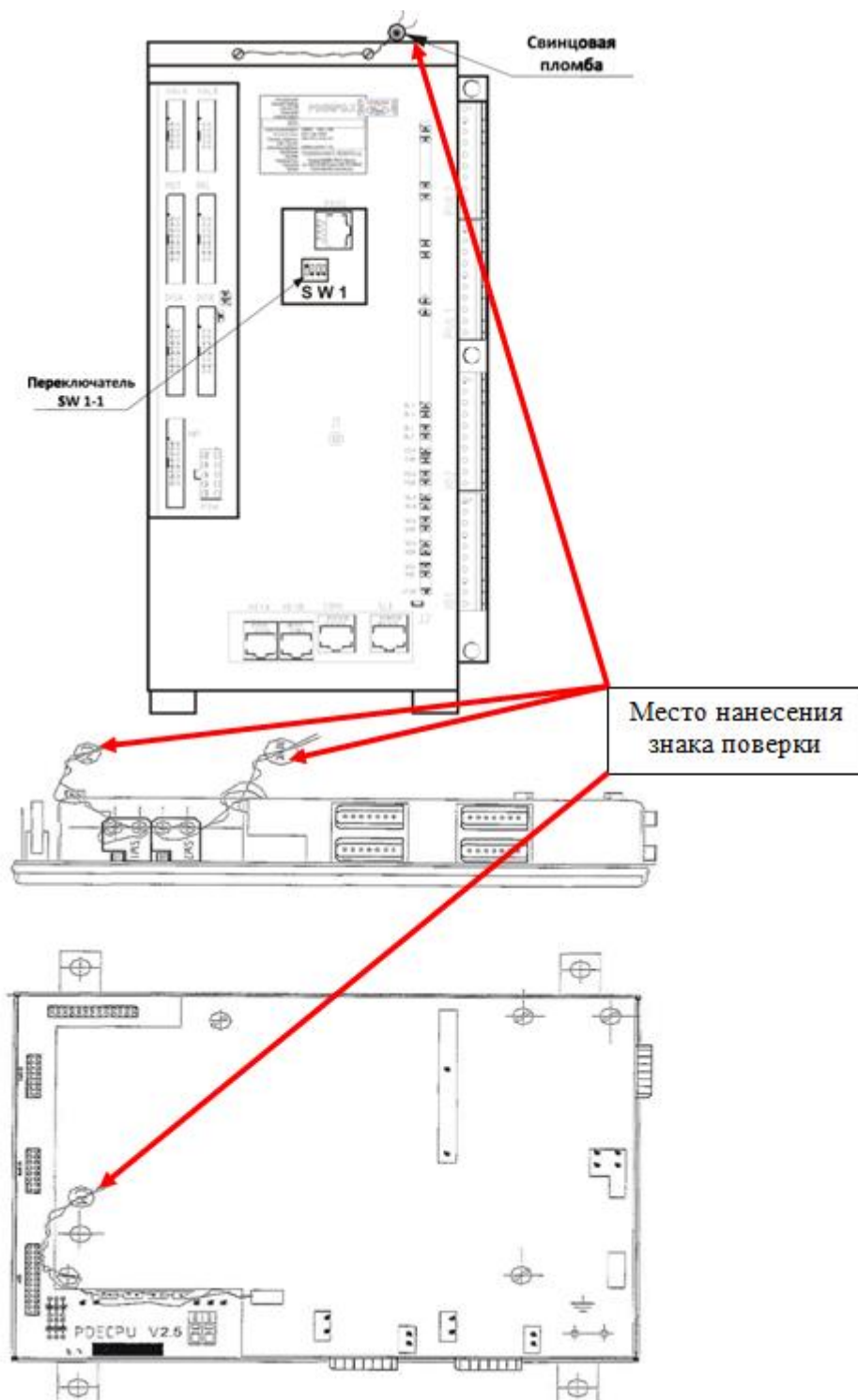


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа поршневого измерителя объема с датчиком импульсов

Пломбировке подлежит также суммарный электронный счетчик ТРК, для чего при оснащении ТРК электроникой PDE, PDEX, PDEX5 фискальный переключатель (SW1-1) блока процессора предварительно переводится в положение ON (вверх - блокировка изменений метрологических параметров), а затем защитный кожух блока фиксируется специальными винтами с отверстиями и пломбируется. Переключатель SW1-2 при переводе в верхнее положение (ON) блокирует возможность изменения основных конфигурационных и настроечных параметров электроники по линии данных; переключатель SW1-3 не задействован; переключатель SW1-4 в положении ON производит инициализацию параметров при каждом включении электропитания счетчика. Необходимость перевода переключателей SW1-2, SW1-4 определяется изготовителем ТРК. Заводской переключатель SW2 при переводе в левое положение блокирует возможность изменения основных конфигурационных и настроечных параметров электроники и при необходимости может быть опломбирован официальным представителем изготовителя.



Р и с у н о к 3 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа электронно-вычислительного устройства (счетчика) производства TATSUNO EUROPE a.s. (Чешская республика)

При оснащении ТРК электроникой производства ООО "Топаз-сервис", г. Волгодонск тумблеры должны быть зафиксированы пластиной-фиксатором (S2 в положении «РАБОТА», S3 в положении «1» или «2»).

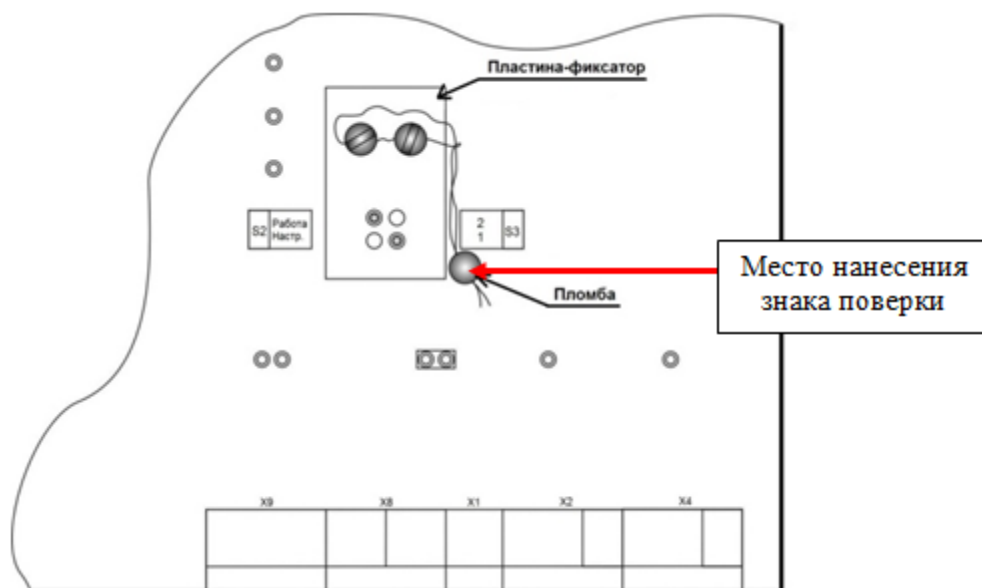


Рисунок 4 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа электронно-вычислительного устройства (счетчика) производства ООО "Топаз-сервис", г. Волгодонск

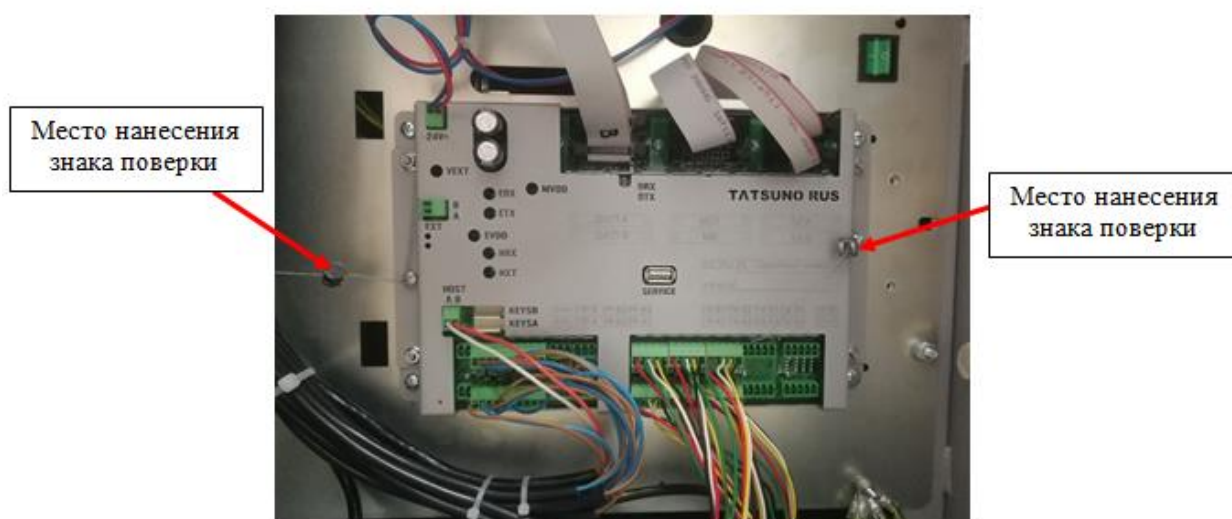


Рисунок 5 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа электронно-вычислительного устройства (счетчика) IDC 3.0 TU производства КОИИ ООО «ТАТСУНО РУС», г. Рязань

Программное обеспечение

Внутреннее ПО выполняет функции вычисления и отображения объёма отпущенного топлива, управления режимами работы колонок, передачи результатов измерений в систему верхнего уровня.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение					
	PDE	PDEX	PDEX5		ТСБТ-БУ1, ТСБТ-БУ2, ТСБТ-БУ3, ТСБТ-БУ4, Топаз-106К, Топаз-273Е	IDC 3.0 TU
Идентификационное наименование ПО	PDE	PDEX	PDEX5L	PDEX5S	Топаз	idc-tu-mt
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 3.34	Не ниже 1.03	Не ниже 1.01	Не ниже 1.01	Не ниже 501	Не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EPROM шильдик	20260	61051	DBD2FFA4	5BA9	0xC88C

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальный расход, л/мин	50; 80; 130
Минимальный расход, л/мин	3; 5; 10
Минимальная доза выдачи топлива, л	2; 5; 10
Пределы допускаемой относительной погрешности колонки при температуре окружающей среды и топлива (20 ± 5) °C, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности колонки в диапазоне рабочих температур окружающей среды и топлива, %	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности колонки, настроенной на отпуск доз по средней температуре топлива в сезон при фактической температуре топлива, отличной от средней температуры топлива в сезон: – не более, чем на 5 °C, % – более, чем на 5 °C, %	$\pm 0,25$ $\pm 0,3$
Сходимость показаний, %	$ 0,25 $

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество разрядов индикаторов электронно-вычислительного устройства:	
– стоимость выданного топлива, руб.	7
– объем выданного топлива, л	6,5
– цена топлива за литр, руб.	5
– счетчик суммарного учета, л	12

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Напряжение электропитания частотой 50 ± 1 Гц, В	$230^{+23}_{-34,5}$, 380^{+38}_{-57}
Мощность, потребляемая электронно-вычислительным устройством, В·А, не более	100
Мощность, потребляемая электродвигателем насоса, кВт, не более	1,1
Средний срок службы, лет	12
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С температура топлива ¹⁾ , °С	от -40 до +50 от -40 до +50
¹⁾ зависит от вида топлива	

Таблица 4 – Габаритные размеры и масса

Модель	Количество видов топлива	Количество раздаточных кранов	Габаритные размеры, мм, (высота, ширина, длина)	Масса, кг
ВМР 2011	1	1	(1400...2300)×(466...530)×(850...1037)	от 160 до 170
ВМР 2012	1	2	(1400...2300)×(520...530)×(850...1280)	от 175 до 190
ВМР 2022	2	2	(1400...2300)×(520...530)×(850...1280)	от 225 до 275
ВМР 2024	2	4	(1900...2300)×(520...530)×(1060...1280)	от 280 до 335
ВМР 2033	3	3	(1900...2300)×(520...530)×(1697...1890)	от 370 до 430
ВМР 2036	3	6	(1900...2300)×(520...530)×(1697...1890)	от 450 до 525
ВМР 2044	4	4	(1900...2300)×(520...530)×(2050...2157)	от 430 до 550
ВМР 2048	4	8	(1900...2300)×(520...530)×(2050...2157)	от 540 до 680
ВМР 2055	5	5	(1900...2300)×520×(2894...2850)	от 595 до 705
ВМР 20510	5	10	(1900...2300)×520×(2894...2850)	от 730 до 860
ВМР 2066	6	6	(1900...2300)×520×(3110...3354)	от 655 до 825
ВМР 20612	6	12	(1900...2300)×520×(3110...3354)	от 820 до 1015

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель табло колонки, на маркировочную табличку и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Колонка топливораздаточная	в соответствии с заказом	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	—	1 экз.
Комплект ЗИП	—	по заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 4 «Описание и работа отдельных элементов ТРК» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ТУ 4213-001-44880930-2011 Колонки топливораздаточные серии ВМР 2000. Технические условия.

Изготовитель

Коммерческая организация с иностранными инвестициями общество с ограниченной ответственностью «ТАТСУНО РУС» (КОИИ ООО «ТАТСУНО РУС»)

ИНН 6227006897

Адрес: 390042, г. Рязань, ул. Прижелезнодорожная, д.10, помещ. Н8

Телефон/факс: 8 800 444 18 21

E-mail: info@tatsuno.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственной унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

тел.: (495) 437 55 77; факс: (495) 437 56 66

E-mail: Office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-10.

в части вносимых изменений

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: 8 (495) 544 00 00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» февраля 2024 г. № 345

Регистрационный № 45213-10

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики газа бытовые с электронным термокомпенсатором СГБЭТ и СГКЭТ

Назначение средства измерений

Счетчики газа бытовые с электронным термокомпенсатором СГБЭТ и СГКЭТ (далее – счетчики) предназначены для измерений объема природного газа по ГОСТ 5542-2022 или паров сжиженного газа по ГОСТ 20448-2018, других неагрессивных газов, кроме кислорода, приведенного к температуре плюс 20 °С или к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63.

Описание средства измерений

По принципу действия счетчики относятся к приборам объемного (камерного) типа с подвижными эластичными стенками (мембранами) и состоят из измерительного и электронного блоков.

В измерительном блоке мембранного типа под действием избыточного давления, газ через входной штуцер заполняет пространство под верхней крышкой счётчика и через распределительный механизм и систему каналов поступает в измерительную камеру. На разделительной мембране возникает перепад давления, под действием которого центр мембраны перемещается. Одна из полостей, разделённых мембраной, заполняется газом, при этом из другой полости газ вытесняется через распределительный механизм в выходной штуцер.

Датчики положения кривошипно-шатунного механизма и датчик температуры через гермовывод передают информацию о количестве проходящих через счетчик циклических объемов газа и его температуре в электронный блок.

Электронный блок в зависимости от введенных условно-постоянных параметров избыточного и атмосферного давления, коэффициента сжимаемости производит вычисление объема газа, приведенного к температуре плюс 20 °С или к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, прошедшего через счетчик.

Электронный блок, обеспечивает возможность вывода (просмотра) параметров счетчика, архивирования данных, редактирования, установки пароля, обмена данными с помощью сервисной программы и интерфейса связи с внешними устройствами, передачи данных в системах телеметрии.

Счетчики дополнительно могут быть укомплектованы запорными устройствами, модулями передачи данных, обеспечивающими возможность дистанционного отключения/включения подачи газа по команде автоматизированной системы контроля учета газа (АСКУГ) и приема/передачи информации.

Счетчики могут оснащаться дополнительными вставками, приведены на рисунке 3, установленными в патрубках на входе и выходе счетчика, служащими для предотвращения вмешательства в измерительный механизм счетчика.

Измерительный блок мембранного типа включает в себя:

- две измерительные камеры, с подвижными мембранами и системой рычагов;
- распределительный механизм;

- кривошипно-шатунный механизм со стопором обратного хода;
- фильтр-экран, исключающий попадание твердых частиц на распределительный механизм, установленный во входном штуцере;
- плату с датчиками положения кривошипно-шатунного механизма и встроенным датчиком температуры;
- корпус и крышку счетчика;
- дополнительные устройства: электромагнитный запорный клапан или задвижка (по отдельному заказу).

На передней части измерительного блока расположен электрический гермовывод, соединяющий электрические цепи датчиков положения кривошипно-шатунного механизма и встроенного терморезистора с электронным блоком.

Электронный блок включает в себя:

- дисплей;
- плату вычислителя с микропроцессором;
- клавиатуру;
- интерфейсы связи с внешними устройствами и системами телеметрии;
- низкочастотный выход (далее – НЧ выход);
- дополнительные модули передачи данных (по отдельному заказу);
- батарею питания (при установке дополнительных модулей передачи данных устанавливается дополнительная батарея питания).

Счетчики имеют модификации СГБЭТ и СГКЭТ, которые отличаются областью применения. Модификация СГБЭТ имеет исполнения базовое, «Сигма А» и «Сигма С», которые отличаются конструкцией электронного блока и алгоритмами вычисления объема газа.

В счетчиках могут быть реализованы следующие алгоритмы вычисления объема газа:

t – измерение объема газа, приведенного к температуре плюс 20 °С, методом прямых измерений (во всех модификациях и исполнениях);

P_t – измерение объема газа при стандартных условиях по ГОСТ 2939-63 с использованием подстановочных значений условно-постоянных параметров избыточного и атмосферного давления (в исполнениях СГБЭТ «Сигма А», СГБЭТ «Сигма С»);

$P_t Z$ – измерение объема газа при стандартных условиях с использованием подстановочных значений условно-постоянных параметров избыточного и атмосферного давления и коэффициента сжимаемости, в том числе по ГОСТ 8.995-2020 «Государственная система обеспечения единства измерений. Объемный расход и объем природного газа. Методика (метод) измерений с применением мембранных и струйных счетчиков газа» (в исполнениях СГБЭТ «Сигма А», СГБЭТ «Сигма С»).

Счетчики имеют исполнения в зависимости от:

- типоразмера счетчика;
- направления потока газа – левый, правый;
- расположения патрубков – вертикальный, горизонтальный;
- температурного диапазона окружающей среды;
- избыточного давления измеряемой среды – не более 5 кПа, не более 50 кПа;
- варианта исполнения электронного блока – СГБЭТ, СГКЭТ, СГБЭТ «Сигма А», СГБЭТ «Сигма С»;
- комплектации — запорное устройство, модуль передачи данных.

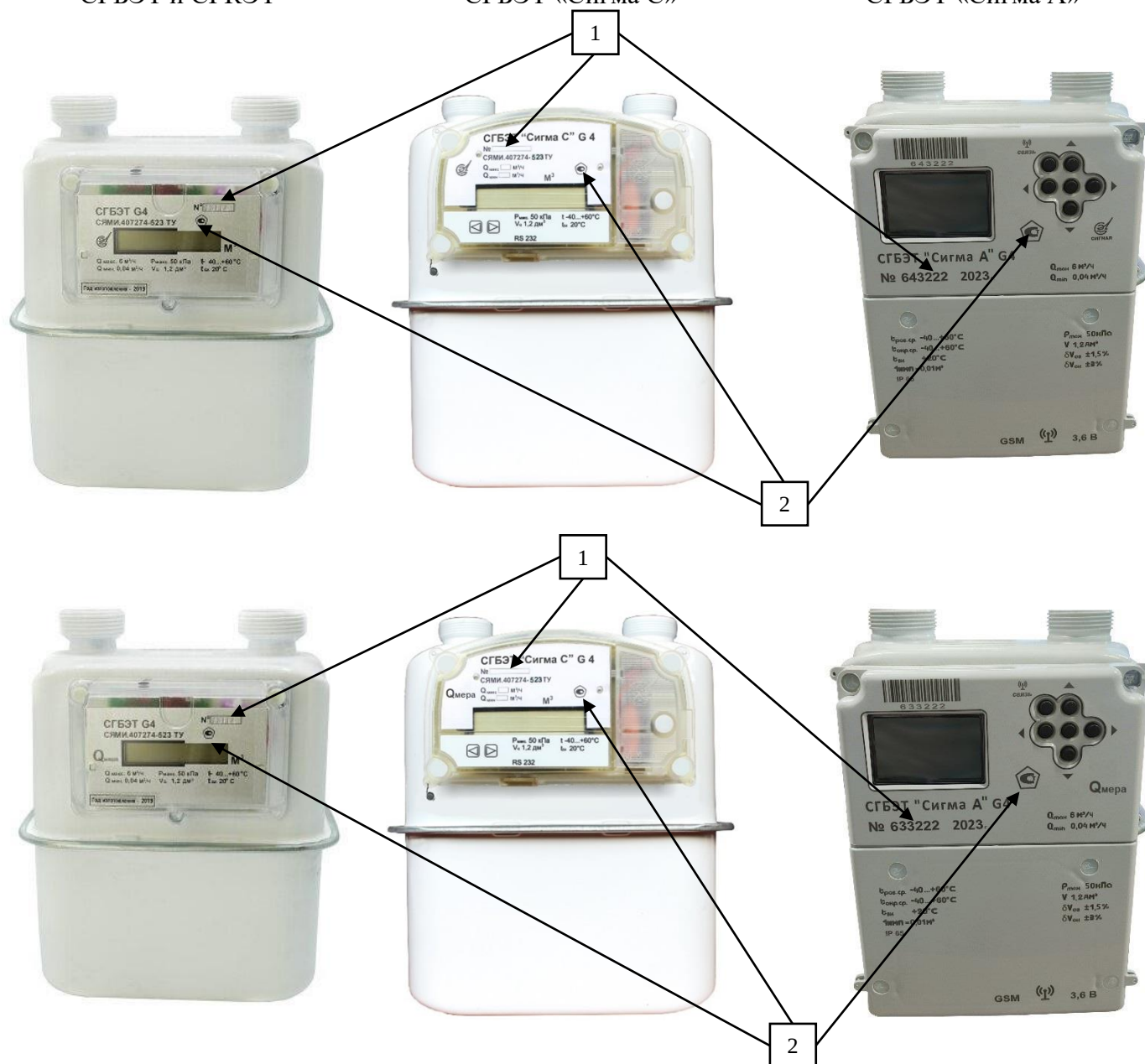
На рисунке 1 приведен общий вид счётчиков газа бытовых модификаций СГБЭТ и СГКЭТ, исполнений СГБЭТ «Сигма А» и СГБЭТ «Сигма С». Также на рисунке 1 обозначены места нанесения заводского номера и знака утверждения типа.

Заводской номер счетчика в виде цифрового обозначения, состоящего из шести арабских цифр, нанесен на шильдик счетчика, устанавливаемый под прозрачную крышку корпуса счетчика, методом фотопечати или термотрансферной печати, или на крышку электронного блока методом лазерной гравировки.

СГБЭТ и СГКЭТ

СГБЭТ «Сигма С»

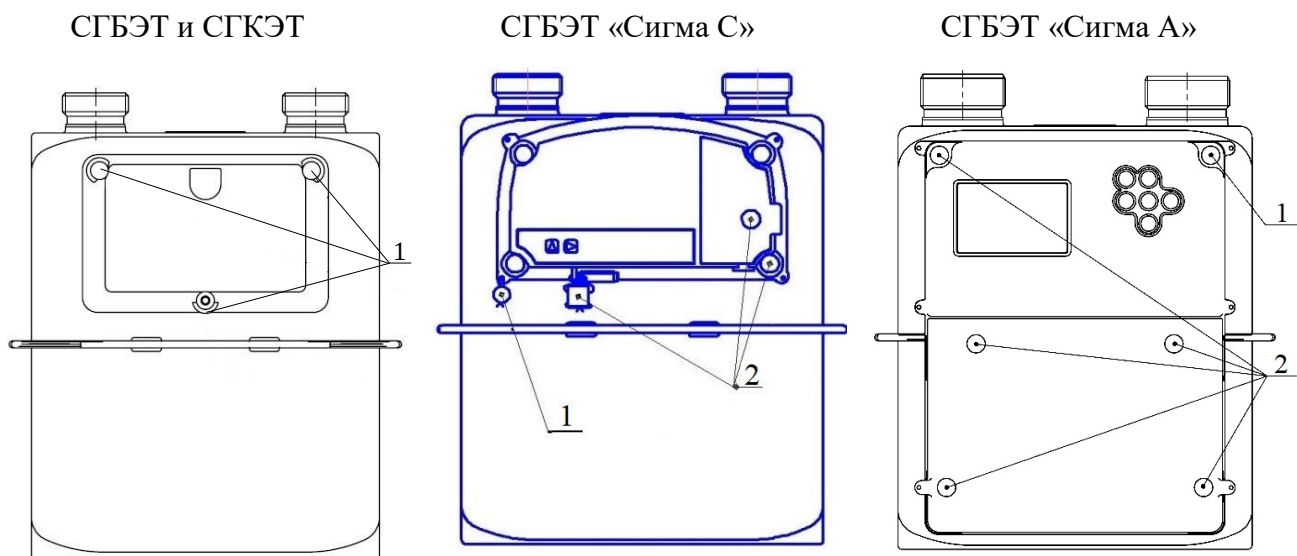
СГБЭТ «Сигма А»



1 – место нанесения заводского номера

2 – место нанесения знака утверждения типа

Рисунок 1 – Общий вид счетчиков модификаций СГБЭТ G4 и СГКЭТ G4, исполнений СГБЭТ «Сигма С» G4 и СГБЭТ «Сигма А» G4



1 – пломба со знаком поверки, предотвращающая доступ к счетному устройству;
2 – пломба изготовителя при выпуске из производства, организации, уполномоченной изготовителем на проведение ремонта, или газоснабжающей организации в процессе эксплуатации.

Рисунок 2 – Схема пломбировки счетчика модификаций СГБЭТ и СГКЭТ, исполнений СГБЭТ «Сигма С» и СГБЭТ «Сигма А»



Рисунок 3 – Общий вид патрубка счетчика с дополнительной вставкой

Программное обеспечение

В счетчиках применяется встроенное программное обеспечение (далее – ПО). Преобразование измеряемых величин и обработка измерительных данных выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. ПО хранится в энергонезависимой памяти. ПО разделено на метрологически значимую часть и метрологически незначимую часть.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения счетчика модификации СГБЭТ и СГКЭТ

Идентификационные данные (признаки)	Значение для счетчиков
Идентификационное наименование ПО	СЯМИ.00080-01 12 01
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.25
Контрольная сумма метрологически значимой части ПО	20278

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения счетчика исполнения СГБЭТ «Сигма С»

Идентификационные данные (признаки)	Значение для счетчиков
Идентификационное наименование ПО	СЯМИ.00081-01 12 01
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.18
Контрольная сумма метрологически значимой части ПО	22882

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения счетчика исполнения СГБЭТ «Сигма А»

Идентификационные данные (признаки)	Значение для счетчиков
Идентификационное наименование ПО	СЯМИ.00082-01 12 01
Номер версии (идентификационный номер) ПО	5.32
Контрольная сумма метрологически значимой части ПО	16283

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с рекомендациями Р 50.2.077-2014. Конструкция счетчика исключает возможность несанкционированного влияния на ПО счетчика.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Максимальный расход, $Q_{\max}$, м ³ /ч	от 2,5 до 6
Номинальный расход, $Q_{\text{ном}}$, м ³ /ч	от 1,6 до 4
Минимальный расход, $Q_{\min}$, м ³ /ч	от 0,016 до 0,04
Температура измеряемой среды, °С	от -40 до +60 от -30 до +60 от -10 до +50
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к температуре плюс 20 °С или к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, % $Q_{\min} \leq Q < 0,1Q_{\text{ном}}$ $0,1Q_{\text{ном}} \leq Q \leq Q_{\max}$	± 3 $\pm 1,5$
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, вызванной отклонением температуры измеряемой и (или) окружающей среды от нормальных условий на каждые 10 °С, %*	$\pm 0,16$

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон температуры измеряемой и окружающей среды, соответствующий нормальным условиям, °С	от +15 до +25
* для оценки относительной погрешности результатов измерений объема газа, при отклонении температуры измеряемой и окружающей среды от нормальных условий, учитывают только большее значение отклонения температуры измеряемой или окружающей среды от нормальных условий	

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Потеря давления при максимальном расходе, Па (мм вод. ст.), не более	200 (20)
Потеря давления на каждой вставке, установленной на патрубках на входе и выходе счетчика при максимальном расходе, Па (мм вод. ст.), не более	50 (5)
Измеряемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542-2022, сжиженный газ по ГОСТ 20448-2018
Избыточное давление измеряемой среды, кПа (кгс/см ²), не более	50 (0,51)
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013): - для модификации СГБЭТ и СГБЭТ, исполнения СГБЭТ «Сигма С» - для исполнения СГБЭТ «Сигма А»	IP 50 IP 65
Емкость отсчетного устройства, м ³	999999,9999
Встроенный источник питания – литиевая батарея: - напряжение постоянного тока, В - напряжение холостого хода, В, не более - ток короткого замыкания, А, не более	от 3,0 до 3,9 4 0,2
Габаритные размеры, мм, не более - высота - ширина - глубина	240 200 180
Присоединительные размеры - резьба патрубков	M33×1,5, M30×2, G¾, G1, G1¼
Масса без монтажных деталей, кг, не более	4
Условия эксплуатации: - температура окружающей и измеряемой среды, °С - относительная влажность окружающего воздуха, % - атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от -40 до +60 до 95 при температуре +35 °С от 84 до 106,7 (от 630 до 800)

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель счетчика, устанавливаемую под прозрачную крышку корпуса счетчика методом фотопечати или термотрансферной печати, или на крышку электронного блока методом лазерной гравировки и на титульный лист паспорта печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик газа бытовой с электронным термокомпенсатором	—	1 шт.
Паспорт	СЯМИ.407274–523 ПС ¹⁾ СЯМИ.407274–523-01 ПС ¹⁾ ДНРГ.407274-523 ПС ²⁾ ДНРГ.407274-523-01 ПС ²⁾	1 экз.
Руководство по эксплуатации	СЯМИ.407274–523 РЭ ³⁾ СЯМИ.407274–523-01 РЭ ³⁾ ДНРГ.407274–523 РЭ ⁴⁾ ДНРГ.407274–523-01 РЭ ⁴⁾	1 экз. (по заказу)
Методика поверки		1 экз. (по заказу)
Монтажный комплект для установки счетчика на трубопровод		1 комплект (по заказу)
¹⁾ Обозначение паспорта на счетчик изготовителя ООО ЭПО «Сигнал» ²⁾ Обозначение паспорта на счетчик изготовителя ООО «МЕРА КБЮ» ³⁾ Обозначение руководства по эксплуатации на счетчик изготовителя ООО ЭПО «Сигнал» ⁴⁾ Обозначение руководства по эксплуатации на счетчик изготовителя ООО «МЕРА КБЮ»		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.4 «Счётчики газа бытовые электронные с термокомпенсацией СГБЭТ и СГКЭТ руководство по эксплуатации» СЯМИ.407274–523 РЭ, СЯМИ.407274–523-01 РЭ, ДНРГ.407274–523 РЭ, ДНРГ.407274–523-01 РЭ

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 8.915-2016 ГСИ. Счетчики газа объемные диафрагменные. Общие технические требования, методы испытаний и поверки;

СЯМИ.407274-523 ТУ Счётчики газа бытовые с электронным термокомпенсатором СГБЭТ и СГКЭТ. Технические условия.

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью Энгельское приборостроительное объединение «Сигнал» (ООО ЭПО «Сигнал»)

ИНН 6449042991

Адрес: 413119, Саратовская обл., г. Энгельс-19

Общество с ограниченной ответственностью «МЕРА КБЮ» (ООО «МЕРА КБЮ»)

ИНН 6449105190

Адрес: 413102, Саратовская обл., м.р-н Энгельский, г.п. город Энгельс, рп Приволжский, мкр Энгельс-19, ул. 5-й квартал, 3д. 1А К.1, оф. 3

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: 420088 г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7А

Тел.: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32

<http://www.vniir.org>

E-mail: office@vniir.org.

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

в части вносимых изменений

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

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

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