

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Ставропольского края	Обозначение отсутствует	Е	84722-22	181	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312235-170-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "Энергокомплекс", г. Магнитогорск	26.11.2021
2.	Система автоматизиро-	Обозначение	Е	84723-22	192	Общество с ограниченной	Общество с ограниченной	ОС	МП-312235-	4 года	Общество с ограниченной	ООО "Энергокомплекс", г.	30.11.2021

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Мурманской области	отсутствует				ответственно-стью "РУС-ЭНЕРГО-СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ответственно-стью "РУС-ЭНЕРГО-СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва		172-2021		ответственно-стью "РУС-ЭНЕРГО-СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Магнитогорск	
3.	Преобразователи-измерители линейных перемещений	ВК-318.30	С	84724-22	Преобразователь-измеритель линейных перемещений ВК-318.30 / Вторичный блок ВК-381ЛПД: 93970/65573; 82374/77288; 81753/77287	Общество с ограниченной ответственностью "ВиКонт" (ООО "ВиКонт"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ВиКонт" (ООО "ВиКонт"), г. Москва	ОС	МП-ТМС-044/21	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ВиКонт" (ООО "ВиКонт"), г. Москва	ООО "ТМС РУС", г. Москва	03.09.2021
4.	Анализаторы влажности весовые	МВ	С	84725-22	Мод. МВ27 № С044368387, мод. МВ90 № С008040494, мод. МВ120 № С039122378	"Ohaus Corporation", США; "OHAUS INSTRUMENTS (CHANGZHOU) CO., LTD", КНР; "Ohaus Instruments (Shanghai) Co., Ltd.", КНР	"Ohaus Corporation", США	ОС	МП 86-241-2021	1 год	Акционерное общество "МЕТТЛЕР-ТОЛЕДО ВОСТОК" (АО "МЕТТЛЕР-ТОЛЕДО ВОСТОК"), г. Москва	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева, г. Екатеринбург	30.09.2021
5.	Резервуар стальной горизон-	ЕП-25-2400-1-3	Е	84726-22	4021/12	Общество с ограниченной ответственностью	Общество с ограниченной ответственностью	ОС	ГОСТ 8.346-2000, МП 1330-	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им.	14.10.2021

	тальный цилиндрический					стью "Юрмашевский завод металлоконструкций" (ООО "Юзмк"), г. Уфа	стью "Юрмашевский завод металлоконструкций" (ООО "Юзмк"), г. Уфа		7-2021		стью "Многоцелевая Компания. Автоматизация. Исследования. Разработки" (ООО "МКАИР"), Ханты-Мансийский автономный округ, г. Нижневартовск	Д.И. Менделеева", г. Казань	
6.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические	PBC-700	Е	84727-22	12, 14	Акционерное общество "Саханефтегазсбыт" (АО "Саханефтегазсбыт"), г. Якутск	Акционерное общество "Саханефтегазсбыт" (АО "Саханефтегазсбыт"), г. Якутск	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "Саханефтегазсбыт" (АО "Саханефтегазсбыт"), г. Якутск	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	06.08.2021
7.	Преобразователи переменного давления измерительные	60ХС	С	84728-22	5712423, 5627602, 55555119	Фирма Kistler Holding AG, Швейцария	Фирма Kistler Holding AG, Швейцария	ОС	МП 2520-111-2021	3 года	Общество с ограниченной ответственностью "Кистлер РУС" (ООО "Кистлер РУС"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	18.11.2021
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АО	Обозначение отсутствует	Е	84729-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "Оператор коммерческого учета" (ООО "ОКУ"), г. Санкт-Петербург	Акционерное общество "Усть-Луга Ойл" (ООО "Усть-Луга Ойл), Ленинградская область, Кингисеппский район, Вистинское сельское поселение	ОС	МИ 3000-2018	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Оператор коммерческого учета" (ООО "ОКУ"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Тест-С.-Петербург", г. Санкт-Петербург	11.11.2021

	"Усть-Луга Ойл"												
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО "СВЕЗА Тюмень"	Обозначение отсутствует	Е	84730-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "СВЕЗА Тюмень" (ООО "СВЕЗА Тюмень"), г. Тюмень	Общество с ограниченной ответственностью "СВЕЗА Тюмень" (ООО "СВЕЗА Тюмень"), г. Тюмень	ОС	МИ 3000-2018	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Оператор коммерческого учета" (ООО "ОКУ"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Тест-С.-Петербург", г. Санкт-Петербург	11.11.2021
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО "ТГК-2 Энергосбыт"	Обозначение отсутствует	Е	84731-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "Оператор коммерческого учета" (ООО "ОКУ"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "ТГК-2 Энергосбыт" (ООО "ТГК-2 Энергосбыт"), г. Архангельск	ОС	МИ 3000-2018	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Оператор коммерческого учета" (ООО "ОКУ"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Тест-С.-Петербург", г. Санкт-Петербург	11.11.2021
11.	Весы платформенные	"Фаворит-2"	С	84732-22	1333	Общество с ограниченной ответственностью "ТД Балтийские Весы и Системы" (ООО "ТД Балтийские Весы и Системы"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "ТД Балтийские Весы и Системы" (ООО "ТД Балтийские Весы и Системы"), г. Санкт-Петербург	ОС	ГОСТ OIML R 76-1-2011 (приложение ДА)	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ТД Балтийские Весы и Системы" (ООО "ТД Балтийские Весы и Системы"), г. Санкт-Петербург	ЗАО КИП "МЦЭ", г. Москва	12.11.2021

12.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-12,5	Е	84733-22	0522	Общество с ограниченной ответственностью "Нефтехимкомплектация" (ООО "Нефтехимкомплектация"), г. Самара	Общество с ограниченной ответственностью "Нефтехимкомплектация" (ООО "Нефтехимкомплектация"), г. Самара	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Публичное акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина Структурное подразделение "Татнефть - Добыча" (ПАО "Татнефть" им. В.Д. Шашина Структурное подразделение "Татнефть - Добыча"), Республика Татарстан, г. Альметьевск	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	24.09.2021
13.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-12,5	Е	84734-22	0109Е	Общество с ограниченной ответственностью "Роснефтекомплект" (ООО "Роснефтекомплект"), Республика Татарстан, г. Лениногорск	Общество с ограниченной ответственностью "Роснефтекомплект" (ООО "Роснефтекомплект"), Республика Татарстан, г. Лениногорск	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Публичное акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина Структурное подразделение "Татнефть - Добыча" (ПАО "Татнефть" им. В.Д. Шашина Структурное подразделение "Татнефть - Добыча"), Республика Татарстан, г. Альметьевск	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	24.09.2021
14.	Резервуары вертикальные стальные	РВСП-2000	Е	84735-22	25, 26	Акционерное общество "Самаранефтегаз"	Акционерное общество "Самаранефтегаз"	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Астраханский газоперерабатывающий	ООО фирма "Метролог", г. Казань	19.11.2021

	ные цилиндрические					(АО "Самара-нефтегаз"), г. Самара	(АО "Самара-нефтегаз"), г. Самара				завод - филиал Общества с ограниченной ответственностью "Газпром переработка" (Астраханский ГПЗ - филиал ООО "Газпром переработка"), г. Санкт-Петербург		
15.	Мера температуры плавления реперной точки платины	Обозначение отсутствует	Е	84736-22	партия № 23308.3, моток № 236	Западно - Сибирский филиал федерального государственного унитарного предприятия "Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений" (Западно - Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ"), г. Новосибирск	Западно - Сибирский филиал федерального государственного унитарного предприятия "Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений" (Западно - Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ"), г. Новосибирск	ОС	МП2411-0189-2021	2,5 года	Западно - Сибирский филиал федерального государственного унитарного предприятия "Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений" (Западно - Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ"), г. Новосибирск	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	09.12.2021
16.	Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	ЕП-8	Е	84737-22	34	Закрытое акционерное общество "Ухтинский экспериментально-механический завод" (ЗАО	Закрытое акционерное общество "Ухтинский экспериментально-механический завод" (ЗАО	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ЗН Север" (ООО "ЗН Север"), г. Москва	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	19.11.2021

						"УЭМЗ"), Республика Коми, г. Ухта	"УЭМЗ"), Республика Коми, г. Ухта						
17.	Установки поверочные промышленные	"Стандарт"	С	84753-22	001	Общество с ограниченной ответственностью Энгельсское приборостроительное объединение "Сигнал" (ООО ЭПО "Сигнал"), мкр. Энгельс-19, рп. Приволжский, Саратовская обл.	Общество с ограниченной ответственностью Энгельсское приборостроительное объединение "Сигнал" (ООО ЭПО "Сигнал"), мкр. Энгельс-19, рп. Приволжский, Саратовская обл.	ОС	МП 1305-13-2021	2 года	Общество с ограниченной ответственностью Энгельсское приборостроительное объединение "Сигнал" (ООО ЭПО "Сигнал"), мкр. Энгельс-19, рп. Приволжский, Саратовская обл.	ВНИИР - филиал ФГУП ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	19.02.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84753-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки поверочные промышленные «Стандарт»

Назначение средства измерений

Установки поверочные промышленные «Стандарт» (далее – установки) предназначены для воспроизведения единицы объемного расхода и объема газа, проведения калибровки и поверки счетчиков газа различных типов, расходомеров, расходомеров-счетчиков и преобразователей расхода газа в диапазоне воспроизводимых расходов установки.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на сличении показаний поверяемых средств измерений с эталонными счетчиками газа, либо критическими соплами, входящими в состав комплекса эталонов расхода установки.

Установки состоят из следующих основных частей: каркаса для крепления элементов установки, измерительных и соединительных трубопроводов, узла поверки, насосного узла, пульта управления (комплектуется по отдельному запросу), блока электропитания, пневмосистемы, комплекса эталонов расхода и места оператора.

Эталонный блок состоит из критических сопел для нижнего предела воспроизведения объемного расхода и счетчиков для воспроизведения среднего и верхнего диапазона объемного расхода.

	ООО ЭПО «Сигнал» Установка поверочная промышленная «Стандарт» СЯМИ.408863-721 ТУ Номер в Госреестре	
Расход, Q, $\text{м}^3/\text{ч}$	Предел допускаемой относительной погрешности воспроизведения расхода, δ , %	
<u>0,1÷4000</u>	<u>При использовании блока</u> <u>эталонных счетчиков $\pm 0,25$</u> <u>При использовании критических</u> <u>сопел $\pm 0,33$</u>	
Год выпуска <u>2020</u> год Заводской номер <u>0001</u>		

Рисунок 1 – Внешний вид шильдика

Насосный узел создает разрежение в измерительном трубопроводе.

Пульт управления комплектуется по отдельному запросу и может включать в себя измерительную установку типа LTR для регистрации параметров и управления процессами калибровки и поверки счетчиков; персональный компьютер для введения параметров и проведения вычислительных операций; программное обеспечение на оптическом или ином носителе; средства измерений давления, перепада давления, температуры, влажности, интервалов времени и частоты.

Пульт управления установки производит сбор данных с первичных преобразователей давления, перепада давления, температуры, датчиков импульсов эталонных и испытываемых счетчиков газа, интервалов времени и частоты импульсов с измерительной установки. Поступившие данные обрабатываются с помощью программного обеспечения для расчета расходов и объемов воздуха, прошедших через поверяемый счетчик и эталонный счетчик газа, либо критическое сопло, а далее производится пересчет полученных объемов к стандартным условиям согласно ГОСТ Р 8.740-2011 и определение погрешности поверяемого счетчика в соответствии с выбранным алгоритмом вычислений.

Перечень средств измерений, допускаемых к применению на установках, приведен в таблице 1.

Таблица 1 Перечень допустимых СИ

Наименование	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Средства измерения потери давления на счетчике	
Мановакуумметр двухтрубный МВ-6000 жидкостной, с диапазоном измерения от 0 до 6000 Па, погрешность не более 40 Па	1846-93
Метран-150CD, (0..10 кПа), класс точности не хуже 0,15	32854-13
Метран-150CDR (0..10 кПа), класс точности не хуже 0,15	32854-13
Элемер-АИР-30М-CD4 (0..10 кПа) класс точности не хуже А01	37668-13
Элемер-АИР-30М-CD4 (0..10 кПа) класс точности не хуже А01	67954-17
Средства измерения температуры рабочей среды	
Термометр сопротивления платиновый технический ТПТ-17-1-А4 (-50..+100 °С), класс точности «А»	46155-10
Термопреобразователь платиновый технический ТПТ-6-3	15420-06
Средство измерения давления рабочей среды	
Датчик давления МИДА-13П, класс точности 0,15	17636-17
Средства управления электрическими сигналами	
Установки измерительные LTR	35234-15
Установки измерительные LTR	78771-20

В составе установок могут применяться следующие эталоны расхода:

- Счетчик газа турбинный СТГ;
- Счетчик газа ротационный РСГ СИГНАЛ;
- Счетчик газа турбинный TZ/FLUXI «Itron GmbH»;
- Счетчик газа ротационный DELTA «Itron GmbH».

Установки позволяют проводить поверку счетчиков газа, не имеющих импульсный выходной сигнал в ручном режиме с помощью пульта, синхронизирующего запуск процесса измерения времени одновременно на поверяемом и эталонном счетчиках.

Пломбирование установки предусмотрено в местах разборных соединений измерительного трубопровода. Критические сопла, применяемые на установке, при монтаже пломбируются пломбами-наклейками. Места пломбирования показаны на рисунке 2.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения знаков поверки в виде оттисков поверительных клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав установки.

Заводской номер установки наносится на шильдик.

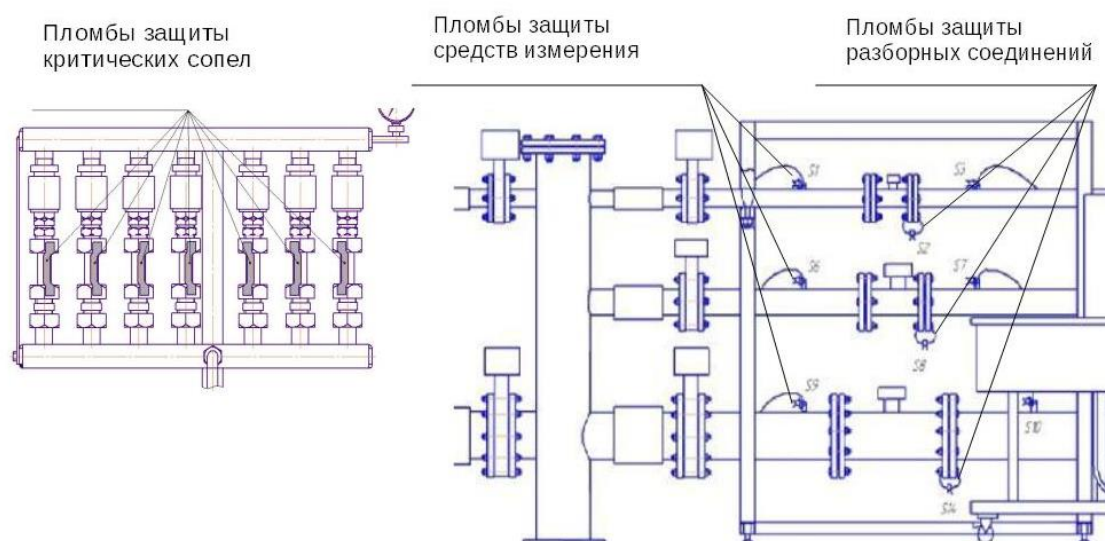


Рисунок 2 – Схема пломбирования установки



Рисунок 3 – Исполнение на соплах установки поверочной промышленной «Стандарт»



Рисунок 4 – Исполнение на эталонных счетчиках установки поверочной промышленной «Стандарт»

Программное обеспечение

Программное обеспечение установок является встроенным и подразделяется на четыре модуля: «База данных», «Поверка счетчиков газа», «Технология», «Поверка эталонных счетчиков, каналов измерения давления и температуры».

К метрологически значимым относятся модули: «Поверка счетчиков газа» и «Поверка эталонных счетчиков, каналов измерения давления и температуры». Модули «База данных», «Технология» – не являются метрологически значимыми.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения установок приведены в таблице 2. Метрологические характеристики установки нормированы с учетом влияния ПО.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Модуль «Поверка эталонных счетчиков, каналов измерения давления и температуры»	
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	upstg.i
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.001
Цифровой идентификатор ПО	05C3837E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC-32
Модуль «Поверка счетчиков газа»	
Идентификационное наименование ПО	upstg.m
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.001
Цифровой идентификатор ПО	6F6A462A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC-32

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазоны воспроизведения расходов, м ³ /ч	вариант 1 от 0,1 до 1000 вариант 2 от 0,1 до 1600 вариант 3 от 0,1 до 2500 вариант 4 от 0,1 до 4000 вариант 5 от 0,1 до 6500
Пределы относительной погрешности воспроизведения объемного расхода и объема, % При применении блока критических сопел с неопределенностью калибровки не более 0,2% и(или) эталонного счетчика с неопределенностью измерения объемного расхода не более 0,2%	±0,25%
При применении блока критических сопел с неопределенностью калибровки не более 0,25% и(или) эталонного счетчика с неопределенностью измерения объемного расхода не более 0,25%	±0,33%
При применении блока критических сопел с неопределенностью калибровки не более 0,3% и(или) эталонного счетчика с неопределенностью измерения объемного расхода не более 0,3%	±0,4%

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	атмосферный воздух
Условный диаметр испытуемых счетчиков	от DN15 до DN400
Количество одновременно поверяемых счетчиков газа, шт.*	от 1 до 6
Напряжение электропитания, В Место оператора Установка и насосный блок	220 ^{+10%} _{-15%} 380 ^{+10%} _{-15%}
Частота переменного тока, Гц	50±1
Потребляемая электрическая мощность, кВт	вариант 1 15 вариант 2 18 вариант 3 20 вариант 4 25 вариант 5 45
Габаритные размеры Длина×Ширина×Высота, мм, не более	вариант 1 8000×5000×2200 вариант 2 9000×6000×2200 вариант 3 10000×7000×2200

	вариант 4	11000×8000×2200
	вариант 5	12000×9000×2200

1	2
Масса, кг, не более	вариант 1 3000 вариант 2 3500 вариант 3 4000 вариант 4 4500 вариант 5 5000
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность окружающей среды, % - атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от +15 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106,7 (от 630 до 800)
Средний срок службы, лет, не менее	20
*- количество одновременно поверяемых счетчиков газа определяется габаритными размерами счетчиков и требованиями методик поверки счетчиков (длинами прямых участков, наличием струевыпрямителей и т.д.).	

Знак утверждения

наносится полиграфическим способом на шильдик, а также на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность установки

Наименование	Обозначение	Количество, шт
Установка поверочная промышленная «Стандарт»		1
Паспорт	СЯМИ.408863-721 ПС	1
Руководство по эксплуатации	СЯМИ.408863-721 РЭ	1
Программное обеспечение (диск CD-R)		1
Руководство оператора	СЯМИ.00076-01 34 01	1
Ведомость эксплуатационных документов на комплектующие изделия	СЯМИ.408863-721 ВЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в «Установка поверочная промышленная «Стандарт». Руководство по эксплуатации. СЯМИ 408863-721 РЭ», п. 1.4 «Устройство и работа».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам поверочным промышленным «Стандарт»

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 г. № 2825 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расхода газа СЯМИ 408863-721 ТУ Установки поверочные «Стандарт». Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Энгельское приборостроительное объединение «Сигнал» (ООО ЭПО «Сигнал»)
 ИНН 6449042991
 Адрес: 413119, Саратовская область, Энгельский район, Приволжский рабочий поселок, микрорайон Энгельс-19
 Тел. +7 (8453) 75-04-72, факс +7 (8453) 75-17-00
 E-mail: office@eposignal.ru
 Web-сайт: www.eposignal.ru

Испытательный центр

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

Адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

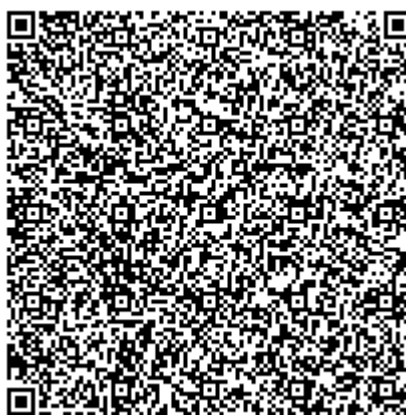
Юридический адрес: Россия, Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я
Азинская, д. 7 «а»

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

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84737-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический ЕП-8

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический ЕП-8 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной горизонтальный цилиндрический, номинальной вместимостью 8 м³ подземного расположения.

Принцип действия резервуара ЕП-8 основан на заполнении его нефтью и нефтепродуктом до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочной таблице резервуара.

Резервуар представляет собой горизонтально установленный стальной сосуд цилиндрической формы с днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные устройства.

Заводской номер резервуара наносится на горловину резервуара (рисунок 1).

Резервуар ЕП-8 с заводским номером 34 расположен по адресу: Российская Федерация, Республика Коми, Усинский район, поселок Головные Сооружения, приемно-сдаточный пункт нефти ПСП «Головные» ООО «ЗН Север».

Общий вид резервуара ЕП-8 представлен на рисунках 1, 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара ЕП-8

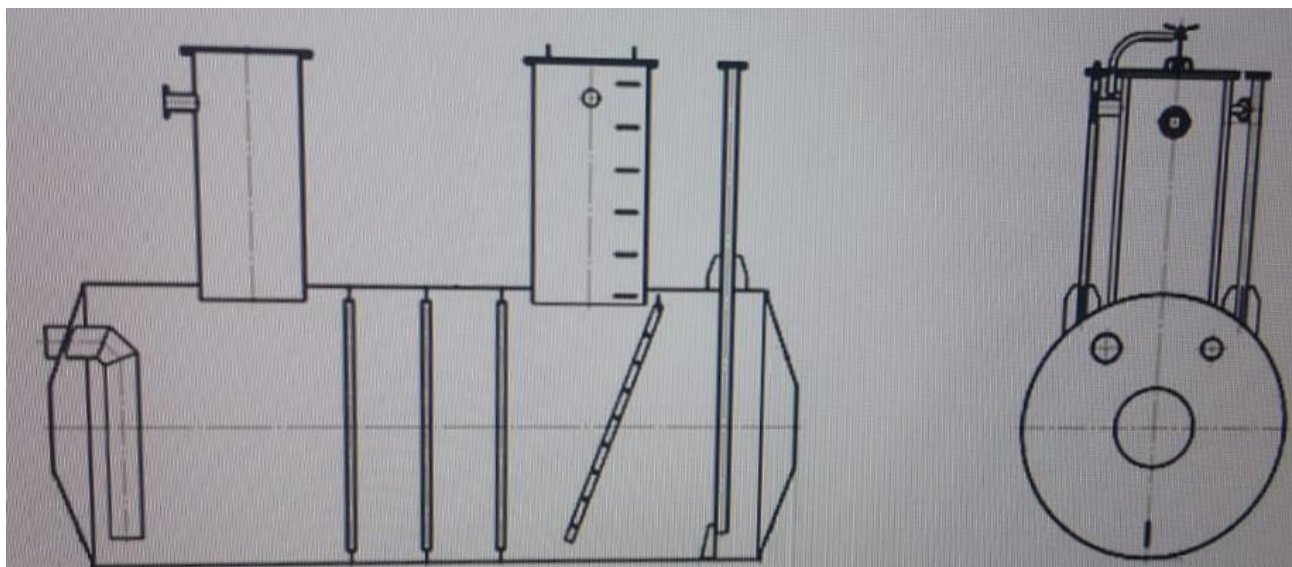


Рисунок 2– Общий вид резервуара ЕП-8

Пломбирование резервуара ЕП-8 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

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

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	ЕП-8	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 «Порядок работы» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару стальному горизонтальному цилиндрическому ЕП-8

Приказ Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 г. 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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Ухтинский экспериментально-механический завод»
(ЗАО «УЭМЗ»)
ИНН 1102004944
Адрес: 169330, Республика Коми, г. Ухта, Бельгопское шоссе, 3
Телефон: +7 (8216) 74-64-89
Web-сайт: www.uemz.com
E-mail: uemz@list.ru, uemz@uemz.com

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ВНИИР - филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

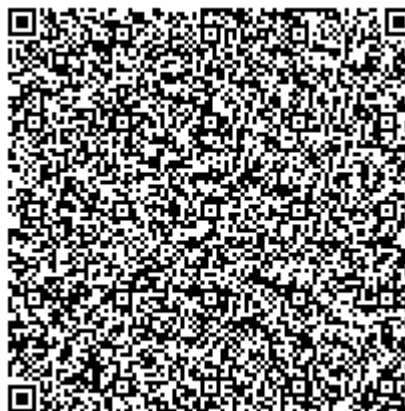
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон/ факс: +7 (843) 272-70-62/(843) 272-00-32

Web-сайт: vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.31059



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84736-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Мера температуры плавления реперной точки платины

Назначение средства измерений

Мера температуры плавления реперной точки платины (далее по тексту – мера) предназначена для реализации реперной точки температурной шкалы МТШ-90 – фазового перехода плавления платины и использования в качестве рабочего эталона 0-го разряда по ГОСТ 8.558-2009, часть 2, при передаче единицы температуры средствами измерений 1-го и 2-го разрядов.

Описание средства измерений

Принцип действия меры состоит в создании в локальном объёме скрученного отрезка проволоки при достаточном внешнем нагреве фазового перехода плавления, характеризующегося постоянной температурой с номинальным значением 1768,1 °С согласно температурной шкале МТШ-90. Материал, из которого изготовлена мера - проволока ПЛТ 0.30 ГОСТ 10821-2007.

Конструктивно мера представляет собой металлическую проволоку, намотанную на катушку и размещённую в жёстком футляре.

Маркировка меры выполнена на наклейке, которая нанесена на внешнюю поверхность футляра и содержит: обозначение – Pt, номер партии - 23308.3, номер мотка - 236, год выпуска из производства - 2021.

Пломбирование меры не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке (в случае его оформления) и (или) в паспорт.

Общий вид меры представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид меры

Программное обеспечение
Отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное значение воспроизводимой температуры, °С	1768,1
Среднеквадратическое отклонение (СКО) суммарной погрешности сличения с эталоном - копией, °С, не более	1,0
Границы допустимой поправки к значению температуры, воспроизводимой с помощью меры, относительно значения температуры плавления платины по МТШ-90, °С, не более	±0,5
Доверительная погрешность меры при доверительной вероятности Р=0,95, °С, не более	±2,0

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диаметр проволоки, мм	0,3
Условия хранения: Диапазон температуры окружающего воздуха, °С	от +15 до +35
Относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	80
Диапазон атмосферного давления, кПа	от 84 до 106
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации, паспорта и на внешнюю поверхность футляра.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность меры

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Мера температуры плавления реперной точки платины в составе:		
Катушка с проволокой	СНМК.408721.005	1
Футляр	СНМК.408721.004	1
Руководство по эксплуатации. «Мера температуры плавления реперной точки платины»	СНМК.408742.004 РЭ	1
Паспорт. «Мера температуры плавления реперной точки платины»	СНМК.408742.004 ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 СНМК.408742.004 РЭ «Мера температуры плавления реперной точки платины. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к мере температуры плавления реперной точки платины

ГОСТ 8.558 - 2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры

Изготовитель

Западно – Сибирский филиал федерального государственного унитарного предприятия
«Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и
радиотехнических измерений» (Западно – Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)
ИНН 5044000102

Адрес: 630004 г.Новосибирск, пр. Димитрова, 4,
тел.(383) 210-08-14, факс (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

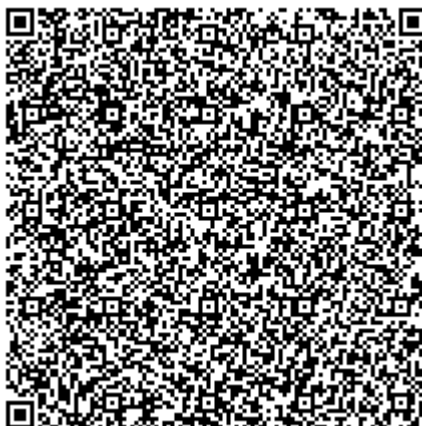
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311541



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84735-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВСП-2000

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВСП-2000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему согласно градуировочным таблицам резервуаров.

Резервуары представляют собой стальные вертикальные конструкции цилиндрической формы с днищем, стационарной крышей и понтоном.

Тип резервуаров – вертикальные стальные цилиндрические. Резервуары оборудованы боковой лестницей, замерным люком, люками-лазами и приемо-раздаточными устройствами для обслуживания во время эксплуатации. Резервуары также оснащены молниезащитой, защитой от статического электричества и системой тушения пожара.

Тип размещения – наземный. Фундаменты резервуаров соответствуют требованиям ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия».

Заводской номер наносится на стенки резервуаров аэрографическим способом, обеспечивающий идентификацию СИ, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации резервуаров.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельства о поверке и градуировочные таблицы.

Резервуары зав.№№ 25, 26 расположены на территории Астраханского ГПЗ - филиала ООО «Газпром переработка» по адресу: Астраханская область, Красноярский район, Муниципальное образование «Джанайский сельсовет».

Общий вид резервуаров представлен на рисунках 1-3.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВСП-2000 зав.№ 25



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВСП-2000 зав.№ 26



Рисунок 3 – Общий вид резервуаров РВСП-2000

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуаров	РВСП-2000
Номинальная вместимость, м ³	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров (геометрический метод), %	±0,20
Средний срок службы, лет, не менее	50
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа
наносится на титульные листы паспортов типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуары вертикальные стальные цилиндрические	РВСП-2000	2 шт.
Паспорта на резервуары	-	2 экз.
Градуировочные таблицы	-	2 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам вертикальным стальным цилиндрическим РВСП-2000

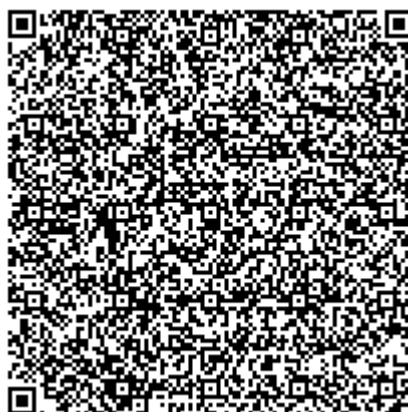
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН: 6315229162
Адрес: 443071, г. Самара, Октябрьский район, Волжский проспект, д. 50
Телефон: +7 (846) 333-02-32
E-mail: sng@samng.rostneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)
Адрес: 420029, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, офис 33
Телефон/факс: +7(843) 513-30-75
Web-сайт: www.metrolog-kazan.ru
E-mail: metrolog-kazan-ut@mail.ru
Аттестат аккредитации ООО фирма «Метролог» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №RA.RU.312275 от 02.08.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84734-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5 предназначен для измерений объема и массы нефти, а также для приема, хранения и отпуска нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5 основан на заполнении его товарной нефтью до определенного уровня, соответствующего объему товарной нефти согласно градуировочной таблице резервуара.

Тип резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5 – подземный.

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5 представляет собой сварной металлический сосуд в форме горизонтального цилиндра, оборудованный приемно-раздаточными устройствами и люками.

Заполнение и выдача товарной нефти осуществляется через приемно-раздаточные устройства.

Заводской номер наносится типографским способом в паспорт резервуара и ударным способом на металлический шильдик резервуара.

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5 расположен на территории УПН ЦКППН НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть».

Эскиз резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5 представлен на рисунке 1.

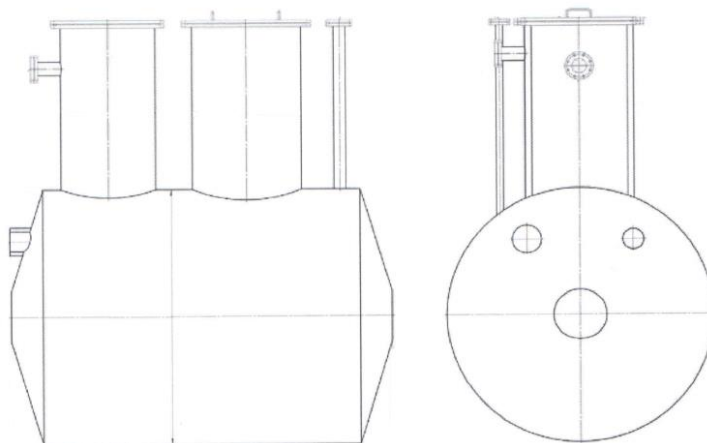


Рисунок 1 – Эскиз резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5

Горловины и замерный люк резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5 представлены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Горловины и замерный люк резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5



Рисунок 3 – Заводской номер резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5

Пломбирование резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5 не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке резервуара и в градуировочной таблице на листах в местах подписи поверителя.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	12,5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	3100
- диаметр	2000
Диапазон температуры окружающего воздуха, °С	от - 40 до + 40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование и условные обозначения	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5, зав. № 0109Е	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Методика измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару стальному горизонтальному цилиндрическому РГС-12,5

Приказ Росстандарта №256 от 7 февраля 2018 г. 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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Роснефтекомплект»
(ООО «Роснефтекомплект»)
Адрес: 423250, Республика Татарстан, г. Лениногорск, ул. Вокзальная д.15
ИНН 1649005331
Телефон: +7 (85595) 928-00
E-mail: info@rosnk.net

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

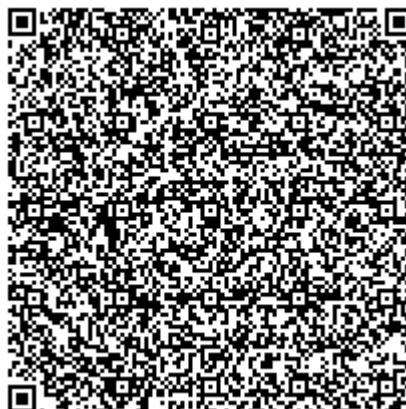
Адрес: 420029, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10; +7-800-700-78-68

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84733-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5 предназначен для измерений объема и массы нефти, а также для приема, хранения и отпуска нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5 основан на заполнении его товарной нефтью до определенного уровня, соответствующего объему товарной нефти согласно градуировочной таблице резервуара.

Тип резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5 – подземный.

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5 представляет собой сварной металлический сосуд в форме горизонтального цилиндра, оборудованный приемно-раздаточными устройствами и люками.

Заполнение и выдача товарной нефти осуществляется через приемно-раздаточные устройства.

Заводской номер наносится типографским способом в паспорт резервуара и ударным способом на металлический шильдик резервуара.

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5 расположен на территории УПН ЦКППН НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть».

Эскиз резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5 представлен на рисунке 1.

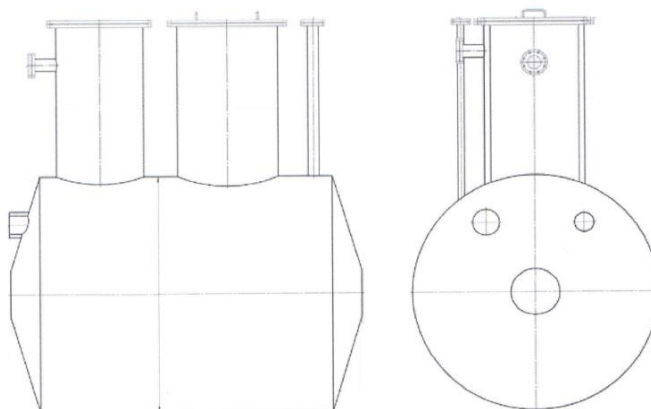


Рисунок 1 – Эскиз резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5

Горловины и замерный люк резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5 представлены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Горловины и замерный люк резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5



Рисунок 3 – Заводской номер резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5

Пломбирование резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС-12,5 не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке резервуара и в градуировочной таблице на листах в местах подписи поверителя.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	12,5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	3312
- диаметр	1780
Диапазон температуры окружающего воздуха, °С	от - 40 до + 40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование и условные обозначения	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический РГС-12,5, зав. № 0522	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Методика измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару стальному горизонтальному цилиндрическому РГС-12,5

Приказ Росстандарта №256 от 7 февраля 2018 г. 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

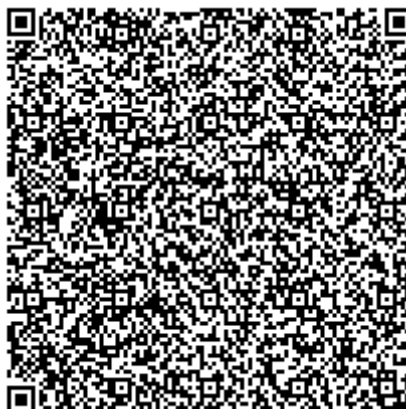
Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Нефтехимкомплектация»
(ООО «Нефтехимкомплектация»)
ИНН 6312154215
Адрес: 443051, г. Самара, ул. Свободы д.198
Телефон: +7 (846) 240-00-50
E-mail: info@nhkgroup.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон: +7 (843) 567-20-10; +7-800-700-78-68
Факс: +7 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84732-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы платформенные «Фаворит-2»

Назначение средства измерений

Весы платформенные «Фаворит-2» (далее – весы) предназначены для статических измерений массы грузов.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании деформации упругого элемента весоизмерительных тензорезисторных датчиков (далее – датчиков), возникающей под действием силы тяжести взвешиваемого груза, в аналоговый электрический сигнал, изменяющийся пропорционально массе груза. Аналоговые электрические сигналы с датчиков поступают в индикатор, содержащий аналогово-цифровой преобразователь, где сигналы суммируются и преобразуются в цифровой код. Результаты взвешивания (значение массы груза) индицируются на цифровом дисплее, расположенном на передней панели индикатора вместе с функциональной клавиатурой и/или на дисплее персонального компьютера (далее – ПК).

Весы состоят из грузоприемного устройства (далее – ГПУ), выполненного в виде одной или нескольких грузоприемных платформ, и индикатора, к которому могут подключаться внешние электронные устройства (компьютер, принтер, выносной дисплей). В весах предусмотрена возможность установки дополнительного индикатора.

В весах используются:

- датчики весоизмерительные тензорезисторные Single shear beam, Dual shear beam, S beam, Column, модификации H8C, BM8D (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 55371-19, далее – регистрационный номер), производство «Zhonghang Elektronik Measuring Instruments Co., LTD (ZEMIC)», Китай;

- датчики весоизмерительные тензорезисторные Bend Beam, модификации L6E3, L6Q, L6W (регистрационный номер 55198-19), производство «Zhonghang Elektronik Measuring Instruments Co., LTD (ZEMIC)», Китай;

- датчики весоизмерительные тензорезисторные SB, SQ, HSX, IL, U, AM, XSB, модификации SB, SQ, UDA, UDB (регистрационный номер 77382-20), производство «Keli Sensing Technology (Ningbo) Co., Ltd», Китай;

- датчики весоизмерительные тензорезисторные Sierra, модификация SH8 (регистрационный номер 76409-19), производство ООО «Сиерра», г. Москва;

- датчики весоизмерительные тензорезисторные BS, BSA, BSS, BSH, HBS, BCA и BCM, модификации BSA, BSS, BCM, производство «CAS Corporation», Республика Корея (регистрационный номер 51261-12).

В качестве индикатора в весах используются:

- приборы весоизмерительные ВИП 2-1110 (модификации ВИП 2-1110/ВИП 2-1110А), производство ООО «ТД Балтийские Весы и Системы», г. Санкт-Петербург;
- приборы весоизмерительные ТИТАН 9 (модификации ТИТАН 9/ТИТАН 9п, ТИТАН 3Ц/3ЦС, ТИТАН 6, ТИТАН 12С; регистрационный номер 72048-18), производство ООО «ЗЕМИК», г. Ростов-на-Дону;
- приборы весоизмерительные CI5010A (регистрационный номер 50968-12), производство «CAS Corporation», Р. Корея.

Управление весами осуществляется с помощью функциональной клавиатуры индикатора и/или ПК. Передача данных на ПК, принтер, вторичный дисплей и другие периферийные устройства осуществляется по различным интерфейсам: RS232, RS422/485, USB, WiFi, Ethernet/IP.

В весах предусмотрены следующие устройства и функции по ГОСТ OIML R 76-1-2011:

- полуавтоматическое устройство установки на нуль (п. Т.2.7.2.2);
- устройство первоначальной установки на нуль (п. Т.2.7.2.4);
- устройство слежения за нулем (п. Т.2.7.3);
- устройство выборки массы тары (п. Т.2.7.4).

Дополнительно в весах предусмотрен режим взвешивания животных.

На ГПУ весов или на индикаторе прикрепляется маркировочная табличка, содержащая следующую информацию:

- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;
- условное обозначение весов;
- класс точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011;
- значение максимальной нагрузки (Max);
- значение минимальной нагрузки (Min);
- значения поверочного интервала (e) и действительной цены деления (d);
- знак утверждения типа средств измерений;
- заводской номер в числовом формате.

Весы выпускаются однодиапазонными в модификациях, которые отличаются друг от друга значениями максимальной нагрузки, поверочного интервала, типами применяемых весоизмерительных датчиков.

Модификации весов при заказе имеют обозначения вида: БВС-М-Х, где

- БВС - весы платформенные для статического взвешивания;
- М - максимальная нагрузка в килограммах;
- Х - обозначение типа грузоприемной платформы:
 - Н - установка на поверхность;
 - П - паллетные;
 - С - стержневые;
 - В - врезные;
 - Ж - для взвешивания животных.



Рисунок 1 – Общий вид ГПУ весов



CI 5010A



ТИТАН 12С



ТИТАН 3ЦС



ТИТАН 3Ц

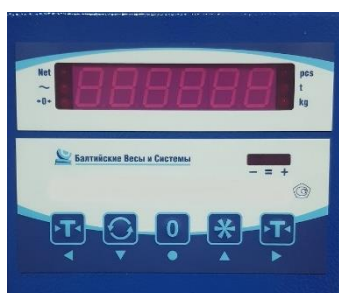
Рисунок 2 – Общий вид индикаторов



ТИТАН 6



ТИТАН 9 / ТИТАН 9п



ВИП 2-1110 А

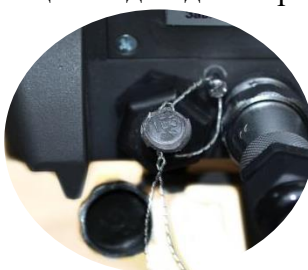


ВИП 2-1110

Рисунок 3 – Общий вид индикаторов



ТИТАН



CI 5010A



ВИП 2-1110



Рисунок 4 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) индикаторов является встроенным и полностью метрологически значимым.

В весах используется встроенное в индикатор программное обеспечение, которое жестко привязано к электрической схеме. ПО выполняет функции по сбору, передаче и предоставлению измерительной информации.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который отображается на дисплее индикатора при его включении.

Защита от несанкционированного доступа к ПО, настройкам и данным измерений обеспечивается защитной пломбой, предотвращающей доступ к переключателю юстировки. ПО не может быть модифицировано без нарушения защитной пломбы и изменения переключения юстировки.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Таблица 1. Идентификационные данные ПО				
Идентификационные дан- ные (признаки)	Значение для модификаций			
	ВИП 2-1110	ВИП 2-1110А	ТИТАН	СИ 5010А
Идентификационное наиме- нование ПО	-			
Номер версии (идентифика- ционный номер) ПО	PE9021	ПР3.10	V1.X UER 3.6x 643 Ax	1.0010 1.0020 1.0030
Цифровой идентификатор ПО	_*			
* – данные не доступны, так как данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после опломбирования				

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

Метрологические и технические характеристики

Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011.....III (средний)

Значения максимальной нагрузки весов (Max), минимальной нагрузки весов (Min), поверочного деления (e), действительной цены деления (d), число поверочных делений (n) и пределов допускаемой погрешности при первичной поверке (mpe) для модификаций весов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Значения (Min), (Max), (e), (d), (n), (mpe) для модификаций весов

Обозначение модификации	Min, кг	Max, кг	e = d, кг	n	m, кг	mpe, кг
1	2	3	4	5	6	7
БВС-40-Х	0,4	40	0,02	2000	от 0,4 до 10 включ. св. 10 до 40 включ.	±0,01 ±0,02
БВС-50-Х	0,4	50	0,02	2500	от 0,4 до 10 включ. св. 10 до 40 включ. св. 40 до 50 включ.	±0,01 ±0,02 ±0,03
БВС-60-Х	0,4	60	0,02	3000	от 0,4 до 10 включ. св. 10 до 40 включ. св. 40 до 60 включ.	±0,01 ±0,02 ±0,03

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
БВС-100-X	1	100	0,05	2000	от 1 до 25 включ. св. 25 до 100 включ.	$\pm 0,025$ $\pm 0,05$
БВС-150-X	1	150	0,05	3000	от 1 до 25 включ. св. 25 до 100 включ. св. 100 до 150 включ.	$\pm 0,025$ $\pm 0,05$ $\pm 0,075$
БВС-200-X	2	200	0,1	2000	от 2 до 50 включ. св. 50 до 200 включ.	$\pm 0,05$ $\pm 0,1$
БВС-250-X	2	250	0,1	2500	от 2 до 50 включ. св. 50 до 200 включ. св. 200 до 250 включ.	$\pm 0,05$ $\pm 0,1$ $\pm 0,15$
БВС-300-X	2	300	0,1	3000	от 2 до 50 включ. св. 50 до 200 включ. св. 200 до 300 включ.	$\pm 0,05$ $\pm 0,1$ $\pm 0,15$
БВС-500-X	4	500	0,2	2500	от 4 до 100 включ. св. 100 до 400 включ. св. 400 до 500 включ.	$\pm 0,1$ $\pm 0,2$ $\pm 0,3$
БВС-600-X	4	600	0,2	3000	от 4 до 100 включ. св. 100 до 400 включ. св. 400 до 600 включ.	$\pm 0,1$ $\pm 0,2$ $\pm 0,3$
БВС-800-X	10	800	0,5	1600	от 10 до 250 включ. св. 250 до 800 включ.	$\pm 0,25$ $\pm 0,5$
БВС-1000-X	10	1000	0,5	2000	от 10 до 250 включ. св. 250 до 1000 включ.	$\pm 0,25$ $\pm 0,5$
БВС-1500-X	10	1500	0,5	3000	от 10 до 250 включ. св. 250 до 1000 включ. св. 1000 до 1500 включ.	$\pm 0,25$ $\pm 0,5$ $\pm 0,75$
БВС-2000-X	20	2000	1,0	2000	от 20 до 500 включ. св. 500 до 2000 включ.	$\pm 0,5$ $\pm 1,0$
БВС-2500-X	20	2500	1,0	2500	от 20 до 500 включ. св. 500 до 2000 включ. св. 2000 до 2500 включ.	$\pm 0,5$ $\pm 1,0$ $\pm 1,5$
БВС-3000-X	20	3000	1,0	3000	от 20 до 500 включ. св. 500 до 2000 включ. св. 2000 до 3000 включ.	$\pm 0,5$ $\pm 1,0$ $\pm 1,5$
БВС-4000-X	40	4000	2,0	2000	от 40 до 1000 включ. св. 1000 до 4000 включ.	$\pm 1,0$ $\pm 2,0$
БВС-5000-X	40	5000	2,0	2500	от 40 до 1000 включ. св. 1000 до 4000 включ. св. 4000 до 5000 включ.	$\pm 1,0$ $\pm 2,0$ $\pm 3,0$
БВС-6000-X	40	6000	2,0	3000	от 40 до 1000 включ. св. 1000 до 4000 включ. св. 4000 до 6000 включ.	$\pm 1,0$ $\pm 2,0$ $\pm 3,0$
БВС-10000-X	100	10000	5	2000	от 100 до 2500 включ. св. 2500 до 10000 включ.	$\pm 2,5$ $\pm 5,0$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
БВС-15000-Х	100	15000	5	3000	от 100 до 2500 включ. св. 2500 до 10000 включ. св. 10000 до 15000 включ.	$\pm 2,5$ $\pm 5,0$ $\pm 7,5$
БВС-20000-Х	200	20000	10	2000	от 200 до 5000 включ. св. 5000 до 20000 включ.	$\pm 5,0$ 10,0
БВС-25000-Х	200	25000	10	2500	от 200 до 5000 включ. св. 5000 до 20000 включ. св. 20000 до 25000 включ.	$\pm 5,0$ $\pm 10,0$ $\pm 15,0$
БВС-30000-Х	200	30000	10	3000	от 200 до 5000 включ. св. 5000 до 20000 включ. св. 20000 до 30000 включ.	$\pm 5,0$ $\pm 10,0$ $\pm 15,0$
БВС-40000-Х	400	40000	20	2000	от 400 до 10000 включ. св. 10000 до 40000 включ.	$\pm 10,0$ $\pm 20,0$

Пределы допускаемой погрешности в эксплуатации равны удвоенному значению пределов допускаемых погрешностей при первичной поверке (mpe).

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой погрешности устройства установки на нуль	$\pm 0,25e$
Диапазон установки на нуль (суммарный) устройств установки нуля и слежения за нулём, % от Max, не более	4
Диапазон первоначальной установки нуля, % от Max, не более	20
Показания индикации массы, кг, не более	Max + 9e
Диапазон выборки массы тары (T), % от Max	от 0 до 100

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочей температуры индикаторов, °C	от -10 до +40
Особый диапазон рабочих температур, °C, для ГПУ с датчиками типа: SB, SQ, UDA, UDB BM8D, H8C, SH8 BSA, BSS, BCM, L6E3, L6Q, L6W	от -40 до +40 от -30 до +40 от -10 до +40
Потребляемая мощность, В·А, не более	300
Время прогрева весов, мин, не менее	15
Количество весовых платформ	от 1 до 4
Габаритные размеры платформы ГПУ весов, мм, не более длина ширина высота	14000 4000 500
Масса ГПУ весов, кг, не более	10000

Знак утверждения типа

наносится способом наклейки на табличку, закрепленную на ГПУ весов и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы платформенные (исполнение по заказу)	БВС	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе весы платформенные «Фаворит-2. Руководство по эксплуатации», раздел 3 «Использование по назначению».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к весам платформенным «Фаворит-2»

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

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 № 2818 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы

ТУ 28.29.3-002-58879646-2021 Весы платформенные «Фаворит-2. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТД Балтийские Весы и Системы» (ООО «ТД Балтийские Весы и Системы»)

ИНН 7814764375

Адрес: 197348, г. Санкт-Петербург, Коломяжский проспект, д. 10, литер ю, помещение 1-н

Телефон: +7 (812) 920-17-40

Испытательный центр

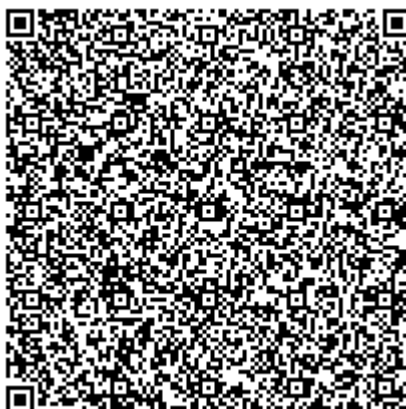
Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 88, стр. 8

Телефон (факс): +7 (495) 491-78-12

E-mail: sittek@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311313 от 31.08.2015 г. в Реестре аккредитованных лиц.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84731-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «ТГК-2 Энергосбыт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «ТГК-2 Энергосбыт» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированных сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений;
- периодический (1 раз в 30 минут, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- сбор и обработка данных от смежных АИИС КУЭ;
- обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате по электронной почте организациям-участникам оптового рынка электрической энергии с электронной подписью;
- передача результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в различных форматах организациям-участникам оптового и розничного рынков электрической энергии;
- обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);

– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

– конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;

– ведение системы 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), счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии и в режиме измерений реактивной электрической энергии.

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя:

сервер баз данных ООО «ТГК-2 Энергосбыт» (далее – сервер БД);

устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ);

автоматизированное рабочее место (далее – АРМ);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

программное обеспечение (далее – ПО).

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерение активной мощности счетчиками выполняется путем перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчиках по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы сервера БД уровня ИВК. Сервер БД осуществляет сбор и обработку результатов измерений, в том числе расчет активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД уровня ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными о состоянии средств измерений с организациями-участниками оптового рынка электрической энергии, в том числе ПАК КО АО «АТС», а также с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Обмен результатами измерений и данными о состоянии средств измерений осуществляется по выделенным каналам или коммутируемым телефонным линиям связи через интернет-провайдера в XML-формате, в том числе с электронно-цифровой подписью.

Сервер БД уровня ИВК по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

Для обеспечения единого времени на СИ, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии ИИК, сервер БД ИВК) при проведении измерений при помощи АИИС КУЭ, предусмотрена система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ).

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда), привязанное к национальной шкале координированного времени UTC(SU), на всех компонентах и уровнях системы.

Базовым устройством системы СОЕВ является устройство синхронизации времени УССВ-2 (рег. № 54074-13), синхронизирующее собственную шкалу времени с шкалой времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

При проведении измерений при помощи АИИС КУЭ время внутренних часов СИ АИИС КУЭ синхронизируется в следующей последовательности:

- Сервер БД уровня ИВК АИИС КУЭ не реже одного раза в час синхронизирует свою шкалу времени по сигналу, получаемому от УССВ-2, при превышении поправки часов сервера БД уровня ИВК АИИС КУЭ относительно шкалы времени УССВ-2 более чем на 1 секунду;

- Сервер БД уровня ИВК не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени сервера БД превышает ± 2 с. происходит коррекция часов счетчиков.

Факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ ООО «ТГК-2 Энергосбыт».

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ). Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации. Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «АльфаЦЕНТР» (далее – ПО).

ПО «АльфаЦЕНТР» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электрической энергии.

Идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/ Сервер	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
							Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm \delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm \delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 35 кВ Удима, КВЛ-35 кВ Приводиного-Удима	ТОЛ-35 100/5 0,2S Рег. № 21256-07	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03МК I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х(57,7-115)/ (100-200) В класс точности: по активной энергии - 0,2S по реактивной энергии - 0,5 Рег. № 74671-19	УССВ-2, Рег. №54074-13/ IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная Реактивная	1,1 1,7	1,3 2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	ПС 35 кВ Удима, КВЛ-35 кВ Удима- Ломоватка	ТОЛ-35 100/5 0,2S Рег. № 21256-07 Рег. № 47959-11	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03МК I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х(57,7-115)/ (100-200) В класс точности: по активной энергии - 0,2S по реактивной энергии - 0,5 Рег. № 74671-19	УССВ-2, Рег. №54074-13/ ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,1	1,3
						Реактивная	1,7	2,4
3	ПС 110 кВ Заяче- рецкая, ВЛ-110 кВ Тар- нога-Заячерецкая	ТФЗМ 110Б 150/5 0,5 Рег. № 2793-88 Рег. № 32825-06	НКФ-110-83 У1 110000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 1188-84	A1805RAL-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	2,9	3,4
						Реактивная	4,6	5,7

П р и м е ч а н и я

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН, УССВ, 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. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- 5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ± 5 с.

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$: для ИК №№1, 2 для ИК №3 - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C	От 99 до 101 От 2 до 120 От 5 до 120 0,9 инд. От 49,8 до 50,2 От плюс 20 до плюс 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$: для ИК №№1, 2 для ИК №3 - коэффициент мощности: - $\cos\varphi$ - $\sin\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для: - ТТ, ТН, °C - счетчиков, °C - УССВ, сервер БД	От 90 до 110 От 2 до 120 От 5 до 120 От 0,5 до 1,0 От 0,5 до 0,87 От 49,5 до 50,5 От минус 40 до плюс 40 От 0 до плюс 30 От плюс 15 до плюс 25
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - счетчиков ИК №№1, 2 ИК №3 - ТТ - ТН - УССВ	220000 120000 219000 219000 74500
Глубина хранения информации: - счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов);

Защищённость применяемых компонентов:

- а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электрической энергии;
 - клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
 - испытательных клеммных коробок;
 - сервер БД;
- б) защита информации на программном уровне:
 - установка паролей на счетчиках электрической энергии;
 - установка пароля на сервер;
 - возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «ТГК-2 Энергосбыт» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83 У1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б	3 шт.
Счетчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03МК	2 шт.
Счетчики электрической энергии	Альфа А1800	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1 шт.
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Паспорт-формуляр	58317473.411711.2101-03.ФО	1 экз.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 58317473.411711.2101-03.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «ТГК-2 Энергосбыт». Свидетельство об аттестации № 20-RA.RU.311468-2021 от 21.07.2021 г., выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации RA.RU311468 от 21.01.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «ТГК-2 Энергосбыт»

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

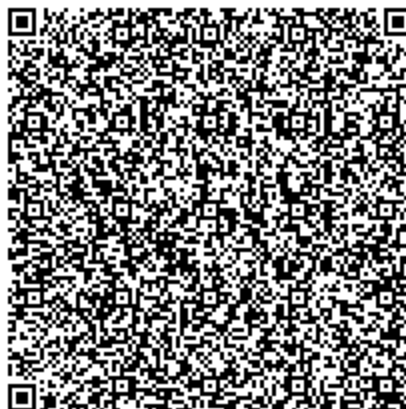
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Оператор коммерческого учета»
(ООО «ОКУ»)
ИНН 7806123441
Адрес: 197046, г. Санкт-Петербург, Большая Посадская ул., д. 16, литера А
помещение 5-Н № 2
Телефон: 8 (812) 612-17-20, факс: 8 (812) 612-17-19
E-mail: office@oku.com.ru
Web-сайт: www.oku.com.ru

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
Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84730-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «СВЕЗА Тюмень»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «СВЕЗА Тюмень» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированных сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений;
- периодический (1 раз в 30 минут, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- сбор и обработка данных от смежных АИИС КУЭ;
- обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате по электронной почте организациям-участникам оптового рынка электрической энергии с электронной подписью;
- передача результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в различных форматах организациям-участникам оптового и розничного рынков электрической энергии;
- обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);

– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

– конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;

– ведение системы 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), счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии и в режиме измерений реактивной электрической энергии.

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя:

сервер баз данных ООО «Инженерные изыскания» (далее – сервер БД);

блок коррекции времени (далее – БКВ);

автоматизированное рабочее место (далее – АРМ);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

программное обеспечение (далее – ПО).

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерение активной мощности счетчиками выполняется путем перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчиках по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы сервера БД ООО «Инженерные изыскания» уровня ИВК. Сервер БД ООО «Инженерные изыскания» осуществляет сбор и обработку результатов измерений, в том числе расчет активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД ООО «Инженерные изыскания» уровня ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными о состоянии средств измерений с организациями-участниками оптового рынка электрической энергии, в том числе ПАК КО АО «АТС», а также с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Обмен результатами измерений и данными о состоянии средств измерений осуществляется по выделенным каналам или коммутируемым телефонным линиям связи через интернет-провайдера в XML-формате, в том числе с электронно-цифровой подписью.

Сервер БД уровня ИВК по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

Для обеспечения единого времени на СИ, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии ИИК, сервер БД ИВК) при проведении измерений при помощи АИИС КУЭ, предусмотрена система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ).

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда), привязанное к национальной шкале координированного времени UTC(SU), на всех компонентах и уровнях системы.

Базовыми устройствами системы СОЕВ являются блок коррекции времени ЭНКС-2 (рег. №37328-15) (сервер БД ООО «Инженерные изыскания») и УСПД «ЭКОМ-3000» (рег. №17049-14) (АО «Россети Тюмень»), синхронизирующие собственную шкалу времени с шкалой времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

При проведении измерений при помощи АИИС КУЭ время внутренних часов СИ АИИС КУЭ синхронизируется в следующей последовательности:

- сервер БД ООО «Инженерные изыскания» уровня ИВК АИИС КУЭ не реже одного раза в час синхронизирует свою шкалу времени по сигналу, получаемому от ЭНКС-2, при превышении поправки часов сервера БД уровня ИВК АИИС КУЭ относительно шкалы времени ЭНКС-2 более чем на 1 секунду;

- сервер сбора данных (ССД) АО «Россети Тюмень» не реже одного раза в час синхронизирует свою шкалу времени по сигналу, получаемому от УСПД «ЭКОМ-3000», установленного на ПС Антипино, при превышении поправки часов ССД относительно шкалы времени УСПД более чем на 3 секунды. В случае отсутствия связи с основным УСПД, синхронизация шкалы времени ССД осуществляется от резервного УСПД «ЭКОМ-3000», установленного на ПС Ульяновская;

- ССД АО «Россети Тюмень» не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени ССД превышает ± 2 с. происходит коррекция часов счетчиков;

- в случае отсутствия синхронизации шкалы времени счетчиков со стороны АО «Россети Тюмень», синхронизация шкалы времени счетчиков осуществляется от сервера БД ООО «Инженерные изыскания»: сервер БД ООО «Инженерные изыскания» уровня ИВК не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени сервера БД превышает ± 2 с. происходит коррекция часов счетчиков;

- факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ ООО «СВЕЗА Тюмень».

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ). Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации. Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Энергосфера» (далее – ПО).

ПО «Энергосфера» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электрической энергии.

Идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер БД ООО «Инженерные изыскания»/БКВ	ССД АО «Россети Тюмень»/ УСПД	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
								Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm \delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm \delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ «Домостроительная», РУ-10 кВ, III сек. 10 кВ, яч. 37, КЛ-10 кВ РП-ДСП-1	ТЛМ-10 600/5 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 10000/100 0,5 Рег. № 831-69	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S по реактивной энергии - 0,5 Рег. № 75755-19	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера»/ БКВ ЭНКС-2, рег.№ 37328-15	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера»/ УСПД «ЭКОМ-3000», рег.№	Активная Реактивная	2,9 4,4	3,0 4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	ПС 110 кВ «Домострой- тельная», РУ-10 кВ, IV сек. 10 кВ, яч. 38, КЛ-10 кВ РП-ДСП-2	ТЛМ-10 600/5 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 10000/100 0,5 Рег. № 831-69	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S по реактивной энергии - 0,5 Рег. № 75755-19	IBM совместимый IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера»/ БКВ ЭИКС-2 Рег. № 37328-15	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера»/ УСПД «ЭКОМ-3000», Рег. № 17040-14	Активная Реактивная	2,9 4,4	3,0 4,9

Примечания
1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут.
3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от I_{ном}, cosφ = 0,8 инд.
4 Допускается замена ТТ, ТН, УСПД, БКВ, 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. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ± 5 с.

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C	От 99 до 101 От 5 до 120 0,9 инд. От 49,8 до 50,2 От плюс 20 до плюс 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности: - $\cos\varphi$ - $\sin\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для, °C: - ТТ, ТН, счетчиков, УСПД «ЭКОМ-3000» - БКВ ЭНКС-2, сервера БД	От 90 до 110 От 5 до 120 От 0,5 до 1,0 От 0,5 до 0,87 От 49,5 до 50,5 От минус 10 до плюс 30 От плюс 15 до плюс 25
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - счетчиков Меркурий 234 - трансформаторов тока - трансформаторов напряжения - УСПД «ЭКОМ-3000» - БКВ ЭНКС-2	320000 219000 219000 35000 74500
Глубина хранения информации: - счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сервер БД: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов);

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- сервер БД;

- б) защита информации на программном уровне:
установка паролей на счетчиках электрической энергии;
установка пароля на сервер;
возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «СВЕЗА Тюмень» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4 шт.
Счетчики электрической энергии	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2 шт.
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1 шт.
Программное обеспечение	ПО «Энергосфера»	2 шт.
Паспорт-формуляр	58317473.411711.2101-01.ФО	1 экз.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 58317473.411711.2101-01.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «СВЕЗА Тюмень». Свидетельство об аттестации № 21-RA.RU.311468-2021 от 23.07.2021 г., выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации RA.RU311468 от 21.01.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «СВЕЗА Тюмень»

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 «СВЕЗА Тюмень»
(ООО «СВЕЗА Тюмень»)
ИНН 7202192844
Адрес: 625034, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Камчатская, д.196
Телефон: 8 (345) 263-77-68
Web-сайт: www.sveza.ru

Испытательный центр

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

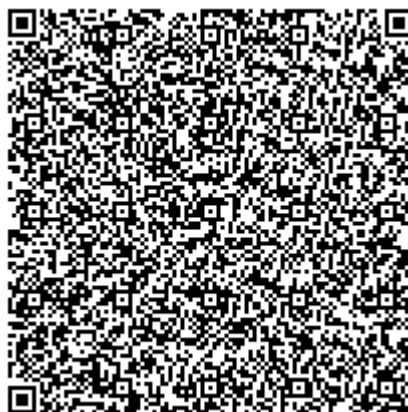
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

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

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84729-22

Лист № 1
Всего листов 21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АО «Усть-Луга Ойл»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АО «Усть-Луга Ойл» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированных сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений;
- периодический (1 раз в 30 минут, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- сбор и обработка данных от смежных АИИС КУЭ;
- обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате по электронной почте организациям-участникам оптового рынка электрической энергии с электронной подписью;
- передача результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в различных форматах организациям-участникам оптового и розничного рынков электрической энергии;
- обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы 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), счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии и в режиме измерений реактивной электрической энергии.

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя:

- устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД);
- устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ);
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя:

- сервер баз данных АО «Усть-Луга Ойл» (далее – сервер БД);
- автоматизированное рабочее место (далее – АРМ);
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- программное обеспечение (далее – ПО).

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерение активной мощности счетчиками выполняется путем перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчиках по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Каждые тридцать минут УСПД уровня ИВКЭ, по предусмотренным каналам связи, производит опрос счетчиков. УСПД уровня ИВКЭ производит расчет потребленной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов ТТ и ТН, запись результатов измерений (профилей нагрузки) и данных о состоянии средств измерений (журналов событий счетчиков и УСПД) в энергонезависимую встроенную память.

По запросу с сервера БД уровня ИВК, с периодичностью не реже 1 раза в тридцать минут, данные с УСПД собираются в базу данных ИВК. Сервер БД производит запись результатов измерений (профилей нагрузки) и данных о состоянии средств измерений (журналов событий счетчиков и УСПД) в базу данных, осуществляет хранение, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД уровня ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными о состоянии средств измерений с организациями-участниками оптового рынка электрической энергии, в том числе ПАК КО АО «АТС», а также с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Обмен результатами измерений и данными о состоянии средств измерений осуществляется по выделенным каналам или коммутируемым телефонным линиям связи через интернет-провайдера в XML-формате, в том числе с электронно-цифровой подписью.

Сервер БД уровня ИВК по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам

АИИС КУЭ.

Для обеспечения единого времени на СИ, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии ИИК, УСПД ИВКЭ сервер БД ИВК) при проведении измерений при помощи АИИС КУЭ, предусмотрена СОЕВ.

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда), привязанное к национальной шкале координированного времени UTC(SU), на всех компонентах и уровнях системы.

Базовым устройством системы СОЕВ является устройство синхронизации времени УССВ-2 (рег. № 54074-21), синхронизирующее собственную шкалу времени с шкалой времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС.

При проведении измерений при помощи АИИС КУЭ время внутренних часов СИ АИИС КУЭ синхронизируется в следующей последовательности:

- УСПД уровня ИВКЭ АИИС КУЭ не реже одного раза в час синхронизирует свою шкалу времени по сигналу, получаемому от УССВ-2, при превышении поправки часов УСПД уровня ИВКЭ АИИС КУЭ относительно шкалы времени УССВ-2 более чем на 1 секунду;

- Сервер БД уровня ИВК не реже одного раза в 30 минут опрашивает УСПД уровня ИВКЭ АИИС КУЭ, если поправка часов сервера БД относительно шкалы времени УСПД превышает ± 2 с. происходит коррекция часов сервера БД;

- УСПД уровня ИВКЭ не реже одного раза в 30 минут опрашивает счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени УСПД превышает ± 2 с. происходит коррекция часов счетчиков.

Факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ АО «Усть-Луга Ойл».

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ). Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации. Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «АльфаЦЕНТР» (далее – ПО).

ПО «АльфаЦЕНТР» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электрической энергии.

Идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ	Сервер БД	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
								Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm \delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm \delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Слободка, ОРУ-110 кВ, КВЛ 110 кВ Слободка-1 (КВЛ 110 кВ Кингисеппская- Слободка I цепь)	TG145-420 500-1000-2000/5 0,5S Рег. № 30489-05	СПА 72-550 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 15852-06	SL7000 SL761B071 (ECCDACV) I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 21478-09	RTU-327-E1-M04-B08, Рег. № 41907-09/ УССВ-2, Рег. № 54074-21	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная Реактивная	1,9 2,9	2,3 4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	ПС 110 кВ Слободка, ОРУ-110 кВ, КВЛ 110 кВ Слободка-2 (КВЛ 110 кВ Кингисеппская- Слободка II цепь)	TG145-420 500-1000-2000/5 0,5S Рег. № 30489-05	СПА 72-550 110000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 15852-06	SL7000 SL761B071 (ECCDACV) I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной - 1,0 Рег. № 21478-09	RTU-327-E1-M04-B08, Рег. № 41907-09/ УССВ-2, Рег. № 54074-21	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
3	ПС 110 кВ Слободка, ОРУ-110 кВ, яч. 3	TG145-420 300-600-1200/5 0,5S Рег. № 30489-05	СПА 72-550 110000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 15852-06	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
4	ПС 110 кВ Слободка, ОРУ-110 кВ, яч. 4	TG145-420 300-600-1200/5 0,5S Рег. № 30489-05	СПА 72-550 110000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 15852-06	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110 кВ Слободка, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	TG 500-1000-2000/5 0,5S Рег. № 30489-09	СПА 72-550 110000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 15852-06	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06	RTU-327-E1-M04-B08, Рег. № 41907-09/ УССВ-2, Рег. № 54074-21	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
6	ПС 110 кВ Слободка, ОРУ-110 кВ, яч. 6	TG145-420 500-1000-2000/5 0,5S Рег. № 30489-05	СПА 72-550 110000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 15852-06	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
7	ПС 110 кВ Слободка, ОРУ-110 кВ, яч. 7	TG145-420 500-1000-2000/5 0,5S Рег. № 30489-05	СПА 72-550 110000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 15852-06	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	ПС 110 кВ Слободка, ОРУ-110 кВ, яч. 8	TG145-420 500-1000-2000/5 0,5S Рег. № 30489-05	СПА 72-550 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 15852-06	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06	RTU-327-E1-M04-B08, Рег. № 41907-09/ УССВ-2, Рег. № 54074-21	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
9	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 101	ТОЛ-СЭЩ-10 2000/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
10	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 103	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 104	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06	RTU-327-E1-M04-B08, Рег. № 41907-09/ УССВ-2, Рег. № 54074-21	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
12	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 105	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
13	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 106	ТОЛ-СЭЩ-10 1000/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 107	ТОЛ-10-М 2500/5 0,5S Рег. № 47959-11	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06	RTU-327-E1-M04-B08, Рег. № 41907-09/ УССБ-2, Рег. № 54074-21	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
15	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 108	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
16	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 109	ТЛО-10 600/5 0,5S Рег. № 25433-11	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALXQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-20			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 203	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06	RTU-327-E1-M04-B08, Рег. № 41907-09/ УССВ-2, Рег. № 54074-21	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
18	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 204	ТОЛ-10-М 2500/5 0,5S Рег. № 47959-11	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
19	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 205	ТОЛ-СЭЩ-10 1000/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
20	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 206	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06	RTU-327-E1-M04-B08, Рег. № 41907-09/ УССВ-2, Рег. № 54074-21	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
21	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 207	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
22	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 208	ТЛО-10 600/5 0,5S Рег. № 25433-11	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 209	ТЛО-10 1000/5 0,5S Рег. № 25433-11	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALXQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-20	RTU-327-E1-M04-B08, Рег. № 41907-09/ УССВ-2, Рег. № 54074-21	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
24	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 301	ТОЛ-СЭЩ-10 2000/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
25	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 303	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
26	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 304	ТОЛ-10-М 2500/5 0,5S Рег. № 47959-11	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06	RTU-327-E1-M04-B08, Рег. № 41907-09/ УССВ-2, Рег. № 54074-21	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
27	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 305	ТОЛ-СЭЩ-10 1000/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
28	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 306	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
29	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 307	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06	RTU-327-E1-M04-B08, Рег. № 41907-09/ УССВ-2, Рег. № 54074-21	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
30	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 308	ТЛО-10 600/5 0,5S Рег. № 25433-11	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
31	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 309	ТЛО-10 1000/5 0,5S Рег. № 25433-11	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALXQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-20			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
32	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 403	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06	RTU-327-E1-M04-B08, Рег. № 41907-09/ УССВ-2, Рег. № 54074-21	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
33	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 404	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
34	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 405	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
35	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 406	ТОЛ-СЭЩ-10 1000/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06	RTU-327-E1-M04-B08, Рег. № 41907-09/ УССВ-2, Рег. № 54074-21	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
36	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 407	ТОЛ-10-М 2500/5 0,5S Рег. № 47959-11	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2
37	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 408	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 0,5S Рег. № 32139-06	VRQ3n/S3 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALX-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-06			Активная	1,9	2,3
							Реактивная	2,9	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
38	ПС 110 кВ Слободка, ЗРУ-10 кВ, яч. 409	ТЛО-10 600/5 0,5S Рег. № 25433-11	VRQ3п/S3 10000/√3 / 100/√3 0,5 Рег. № 50606-12	A1805RALXQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 31857-20	RTU-327-E1-M04-B08, Рег. № 41907-09/ УССВ-2, Рег. № 54074-21	IBM совместимый компьютер с ПО «Аль-фаЦЕНТР»	Активная Реактивная	1,9 2,9	2,3 4,2

П р и м е ч а н и я

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от I_{ном}, cosφ = 0,8 инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН, УСПД, УССВ, 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. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- 5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ± 5 с.

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	38
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C	От 99 до 101 От 2 до 120 0,9 инд. От 49,8 до 50,2 От плюс 20 до плюс 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности: - $\cos\varphi$ - $\sin\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для: - ТТ, ТН, °C ИК №№ 1 - 8 ИК №№ 9 - 38 - счетчиков, УСПД, УССВ, сервера БД, °C	От 90 до 110 От 2 до 120 От 0,5 до 1,0 От 0,5 до 0,87 От 49,5 до 50,5 От минус 40 до плюс 40 От плюс 10 до плюс 30 От плюс 10 до плюс 30
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - счетчиков - трансформаторов тока - трансформаторов напряжения - УСПД - УССВ	120000 219000 219000 35000 74500
Глубина хранения информации: - счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - УСПД: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов);

б) УСПД:

попыток несанкционированного доступа;
связи с УСПД, приведших к каким-либо изменениям данных;
коррекции текущих значений времени и даты;
перерывов питания;
самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

счетчиков электрической энергии;
клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;
промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
испытательных клеммных коробок;

УСПД;

сервер БД;

б) защита информации на программном уровне:

установка паролей на счетчиках электрической энергии;
установка паролей на устройствах сбора и передачи данных;
установка пароля на сервер;
возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии и мощности АО «Усть-Луга Ойл» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы напряжения	CPA 72-550	6 шт.
Трансформаторы напряжения	VRQ3n/S3	12 шт.
Трансформаторы тока	TG145-420	21 шт.
Трансформаторы тока	TG	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	60 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-М	12 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	18 шт.
Счетчики электрической энергии	SL7000	2 шт.
Счетчики электрической энергии	Альфа А1800	36 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327-E1-M04-B08	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1 шт.
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Паспорт-формуляр	58317473.411711.139/21-ВЭ-Э.ФО	1 экз.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 58317473.411711.139/21-ВЭ-Э. МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АО «Усть-Луга Ойл». Свидетельство об аттестации № 22-RA.RU.311468-2021 от 31.08.2021 г., выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации RA.RU311468 от 21.01.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АО «Усть-Луга Ойл»

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 «Оператор коммерческого учета»
(ООО «ОКУ»)

ИНН 7806123441

Адрес: 197046, г. Санкт-Петербург, Большая Посадская ул., д. 16, литера А
помещение 5-Н № 2

Телефон: 8 (812) 612-17-20, факс: 8 (812) 612-17-19

E-mail: office@oku.com.ru

Web-сайт: www.oku.com.ru

Испытательный центр

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

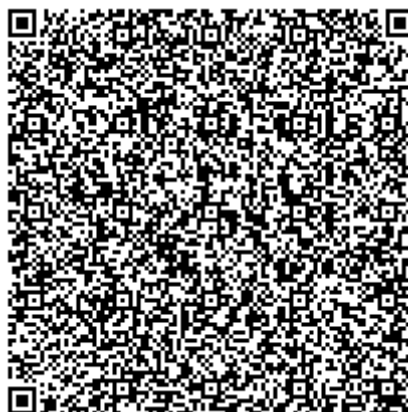
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

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

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84728-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи переменного давления измерительные 60ХС

Назначение средства измерений

Преобразователи переменного давления измерительные 60ХС (далее – преобразователи) предназначены для измерений и преобразований значений переменного давления в пропорциональный электрический сигнал.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей переменного давления измерительных 60ХС основан на использовании прямого пьезоэлектрического эффекта. Измеряемое давление воздействует на мембрану преобразователя, которая передает воздействие на пьезоэлемент. Последний под действием деформации генерирует электрический заряд, который преобразуется в выходной сигнал в виде напряжения. Для преобразования зарядового сигнала в пропорциональное напряжение выход преобразователя соединяют с усилителем заряда.

Конструктивно преобразователи выполнены в виде единого герметичного стального корпуса с внешней резьбой. Внутри корпуса расположен чувствительный элемент кристалл PiezoStar.

Преобразователи объединяет одинаковый принцип действия и назначение. Различие преобразователей заключается в диапазоне измерений и коэффициенте преобразования. Преобразователи выпускаются в следующих модификациях: 601САХ, 601СВА, 603САХ, 603СВА.

	601С, 603С	Х	Х	Х
<u>Выходной тип сигнала:</u>				
А - зарядовый сигнал на выходе (РЕ)				
В - сигнал напряжения на выходе (ІЕРЕ)				
<u>Тип корпуса:</u>				
А - стандартный корпус (для РЕ и ІЕРЕ)				
В – укороченный корпус (только для РЕ)				
<u>Диапазон измерений (только для ІЕРЕ):</u>				

00001.5 – от 0,1 до 0,15 МПа
00003.5 – от 0,1 до 0,35 МПа
00007.0 – от 0,1 до 0,70 МПа
00014.0 – от 0,1 до 1,40 МПа
00035.0 – от 0,1 до 3,50 МПа
00070.0 – от 0,1 до 7,00 МПа
00250.0 – от 0,1 до 25,0 МПа
00350.0 – от 0,1 до 35,0 МПа
00690.0 – от 0,1 до 69,0 МПа
01000.0 – от 0,1 до 100,0 МПа

Пломбирование преобразователей не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на преобразователи не предусмотрено.

Маркировка преобразователей производится на корпусе и включает в себя наименование модификации преобразователя, его заводской номер и наименование предприятия-изготовителя.

Общий вид преобразователей переменного давления измерительных 60XC представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид преобразователей переменного давления измерительных 60XC

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	601CAX	603CAX
Диапазон измерений амплитуд переменных давлений, МПа	от 0,1 до 25	
Максимальное значение амплитуды переменного давления, МПа	30	110
Номинальное значение коэффициента преобразования, пКл/МПа	370	50
Пределы допускаемых отклонений действительного значения коэффициента преобразования от номинального, %	±15	
Нелинейность амплитудной характеристики, %, не более	5	
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений переменного давления, %	±7	
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений переменного давления, вызванной изменением температуры окружающей среды, %/1°С:		
от -40 до +15 °С	±0,035	±0,03
от +25 до +200 °С	-	±0,03
от +25 до +350 °С	±0,015	-
Собственная резонансная частота, кГц, не менее	215	500
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С	от +15 до +25	

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
	603СВА					
	00014.0	00035.0	00070.0	00350.0	00690.0	01000.0
Диапазон измерений амплитуд переменных давлений, МПа	от 0,1 до 1,4	от 0,1 до 3,5	от 0,1 до 7,0	от 0,1 до 25,0		
Максимальное значение амплитуды переменного давления, МПа	100					
Номинальное значение коэффициента преобразования, мВ/МПа	357	143	71	14	7	5
Пределы допускаемых отклонений действительного значения коэффициента преобразования от номинального, %	±15					
Нелинейность амплитудной характеристики, %, не более	5					
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений переменного давления, %	±7					
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений переменного давления, вызванной изменением температуры окружающей среды, %/1°С: от -40 до +15 °С от +25 до +120 °С	±0,03 ±0,03					
Собственная резонансная частота, кГц, не менее	500					
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С	от +15 до +25					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики			
	601СХ	603СХ	601СВА	603СВА
Чувствительность к вибрационному ускорению в осевом направлении, не более: - пКл/г - мВ/г	0,074 -	$0,7 \cdot 10^{-3}$ -	6,7	0,05
Электрическое сопротивление изоляции, Ом, не менее	1·10 ¹³		-	
Напряжение постоянного питания, В	-		от 22 до 30	
Ток питания, мА	-		от 2 до 20	
Выходное напряжение, В (пост. тока)	-		11	
Масса, г, не более: - А стандартный корпус - В укороченный корпус	4,5 1,9	4,8 2,2	3,6 -	4,0 -
Габаритные размеры, (диаметр; длина), мм, не более: - А стандартный корпус - В укороченный корпус	6,33; 37,65 6,33; 14,85	6,30; 37,80 6,30; 15,00	6,33; 37,85 -	6,30; 38,00 -
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -40 до +350	от -40 до +200	от -40 до +120	
Время непрерывной работы, ч, не менее	24			
Средняя наработка на отказ, ч	30000			
Средний срок службы, лет	10			

Знак утверждения типа

наносится на руководство по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь переменного давления измерительный 60ХС	Модификация по заказу	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	МП 2520-111-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

раздел 2 руководства по эксплуатации «Преобразователи переменного давления измерительные 60ХС».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям переменного давления измерительным 60ХС

ГОСТ Р 8.801-2012 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений переменного давления в диапазоне от $1 \cdot 10^2$ до $2,5 \cdot 10^7$ Па для частот от $5 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^4$ Гц и длительностей от $1 \cdot 10^{-5}$ до 10 с при постоянном давлении до $5 \cdot 10^6$ Па

ГОСТ 22520-85 Датчики давления, разрежения и разности давлений с электрическими аналоговыми выходными сигналами ГСП. Общие технические условия

Техническая документация фирмы Kistler Holding AG, Швейцария

Изготовитель

Фирма Kistler Holding AG, Швейцария

Адрес: Eulachstrasse 22, 8408 Winterthur, Switzerland

Телефон +41 52 224 11 11, факс +41 52 224 14 14

Web-сайт: www.kistler.com

E-mail: info@kistler.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д. И. Менделеева»

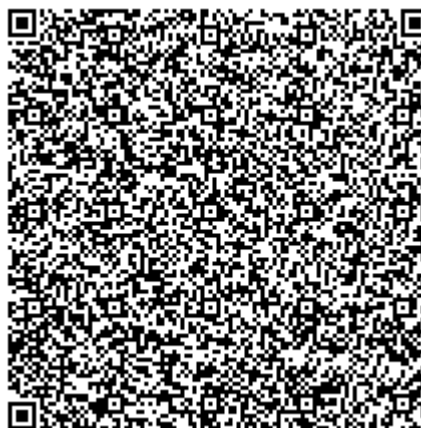
Адрес: 190005, Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19

Телефон: +7 (812) 251-76-01, факс +7 (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311541



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84727-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-700

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-700 предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные вертикальные цилиндрические, номинальной вместимостью 700 м³.

Принцип действия резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-700 основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары представляют собой наземный вертикально расположенный стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки, днища и крыши.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуара.

Заводские номера резервуаров наносятся аэрографическим способом на стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуары РВС-700 с заводскими номерами 12, 14 расположены по адресу: 678830, Республика Саха (Якутия), Нижнеколымский район, п. Черский, ул. Ойунского 6 кв. 1, филиал «Нижнеколымская нефтебаза» АО «Саханефтегазсбыт».

Общий вид резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-700 представлен на рисунках 1, 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-700 с заводским номером 12



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВС-700 с заводским номером 14

Пломбирование резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-700 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	700
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-700	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным вертикальным цилиндрическим РВС-700

Приказ Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 г. 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

Изготовитель

Акционерное общество «Саханефтегазсбыт» (АО «Саханефтегазсбыт»)
ИНН 1435115270
Адрес: 677000, г. Якутск, ул. Чиряева, д. 3
Телефон/ факс: +7 (4112) 31-88-30/ (4112) 45-30-06
Web-сайт: www.saxaneftegasbyit.rf
E-mail: oil@ynp.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84726-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический ЕП-25-2400-1-3

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический ЕП-25-2400-1-3 предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара – стальной горизонтальный цилиндрический, номинальной вместимостью 25 м³ подземного расположения.

Принцип действия резервуара стального горизонтального цилиндрического ЕП-25-2400-1-3 основан на заполнении его нефтью и нефтепродуктом до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочной таблице резервуара.

Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический ЕП-25-2400-1-3 представляет собой горизонтально установленный стальной односекционный сосуд цилиндрической формы с усеченно-коническими днищами.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные устройства.

Заводской номер резервуара наносится ударным способом на маркировочную табличку резервуара (рисунок 1).

Резервуар ЕП-25-2400-1-3 с заводским номером 4021/12 расположен по адресу: Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, Сургутский район, Северо-Ютымское месторождение нефти, Площадка сдачи и приема нефти (ПСП), ЗАО «Колванефть».

Общий вид резервуара стального горизонтального цилиндрического ЕП-25-2400-1-3 представлен на рисунках 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Место и способ нанесения заводского номера



Рисунок 2 – Общий вид резервуара ЕП-25-2400-1-3

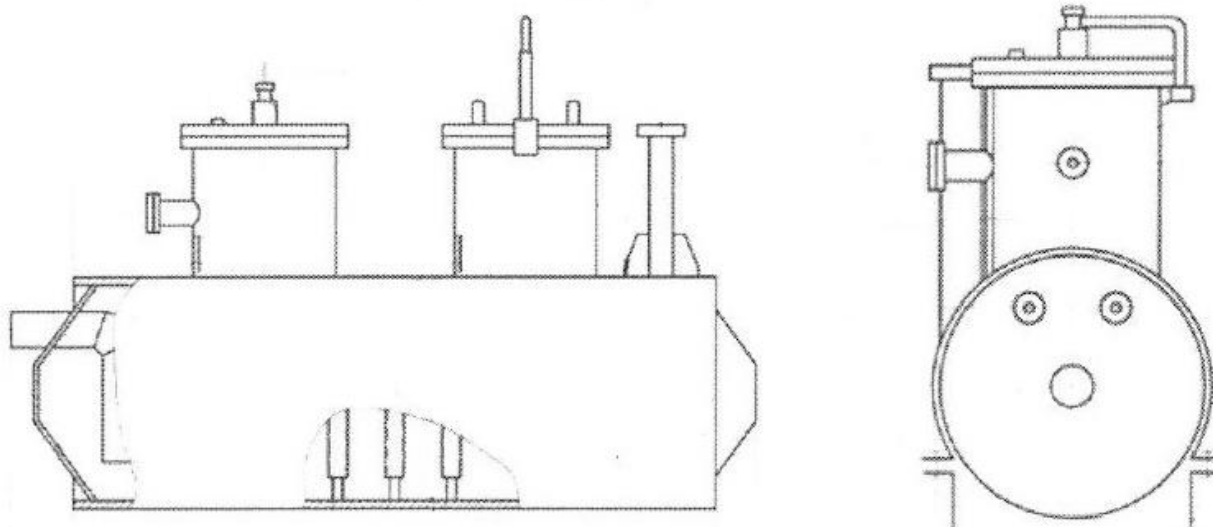


Рисунок 3 – Общий вид резервуара ЕП-25-2400-1-3

Пломбирование резервуара стального горизонтального цилиндрического ЕП-25-2400-1-3 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

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

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -60 до +40
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	ЕП-25-2400-1-3	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.
Методика поверки	МП 1330-7-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 8 «Порядок работы» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару стальному горизонтальному цилиндрическому ЕП-25-2400-1-3

Приказ Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 г. 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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Юрмашевский завод металлоконструкций» (ООО «Юзмк»)

ИНН 0245018686

Адрес: 450006, г. Уфа, ул. Пархоменко, д.156 корпус 1, офис 037

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии - филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ВНИИР - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

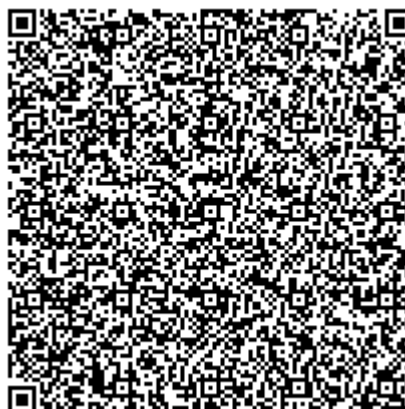
Адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

Телефон/ факс: +7 (843) 272-70-62/(843) 272-00-32

Web-сайт: vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84725-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы влажности весовые МВ

Назначение средства измерений

Анализаторы влажности весовые МВ (далее – анализаторы) предназначены для экспрессного измерения массовой доли влаги (влажности) и сухого остатка в монолитных, листовых, сыпучих, пастообразных материалах, водных суспензиях и неводных жидкостях по специально разработанным методикам измерений.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов – инфракрасный термогравиметрический, основанный на обезвоживании инфракрасным излучением в процессе сушки в заданном оператором режиме, измерение текущей массы и вычисление относительного изменения массы исследуемого образца. На дисплее отображается результат измерений массовой доли влаги в процентах, массовая доля сухого остатка или текущая масса исследуемого образца в процентах или граммах.

Конструктивно анализаторы состоят из весоизмерительного модуля с платформой для размещения исследуемого образца и блока обработки измерительной информации, снабженного дисплеем с цифровой индикацией и клавиатурой оператора. Источник инфракрасного излучения – нагревательный элемент встроен в откидную крышку анализатора, в анализаторах модификаций МВ25, МВ27, МВ90, МВ95, МВ120 применяется галогенная лампа, в анализаторах модификации МВ23 – трубчатый электронагреватель (ТЭН).

Анализ выполняется автоматически. Процесс измерения включает следующие операции: оператор размещает пробу анализируемого материала на платформу весоизмерительного модуля, закрывает крышку, после чего происходит взвешивание, а затем автоматическое определение потери массы под действием инфракрасного излучения и пересчет в единицы содержания влаги, с учетом начальной массы пробы. Результаты анализа выводятся на дисплей и могут быть переданы на периферийные устройства.

Анализаторы оснащены цифровым интерфейсом связи для передачи данных на периферийные устройства (персональный компьютер, принтер).

Анализаторы выпускаются в модификациях: МВ23, МВ25, МВ27, МВ90, МВ95, МВ120, отличающихся типом нагревательного элемента, метрологическими характеристиками и режимами работы.

Анализаторы снабжены следующими устройствами и функциями:

- установка различных температур и режимов сушки образца;
- устройство установки показаний на нуль;
- самодиагностика;
- отображение содержания сухого остатка в граммах или в % от исходной массы образца;
- отображение различных характеристик образца (влажности, массы и т.д.).

Маркировочная табличка анализаторов изготавливается из полимерной пленки, крепится клеевым способом на нижней или боковой поверхности анализатора в зависимости от модификации. Серийный номер анализатора имеет буквенно-цифровой формат, нанесен типографским способом.

Макет маркировочной таблички анализатора на примере анализатора модификации MB27 представлен на рисунке 1. Общий вид анализаторов представлен на рисунке 2.

Маркировочная табличка анализаторов содержит следующую информацию:

- наименование фирмы-изготовителя или его товарный знак;
- страна изготовитель;
- обозначение модификации прибора;
- максимальная нагрузка (Max);
- минимальная нагрузка (Min);
- цена деления по температуре (d);
- цена деления при измерениях массы и массовой доли влаги (влажности) (d);
- диапазон установки температуры сушки (T);
- диапазон температур эксплуатации;
- знак утверждения типа;
- серийный номер анализатора.

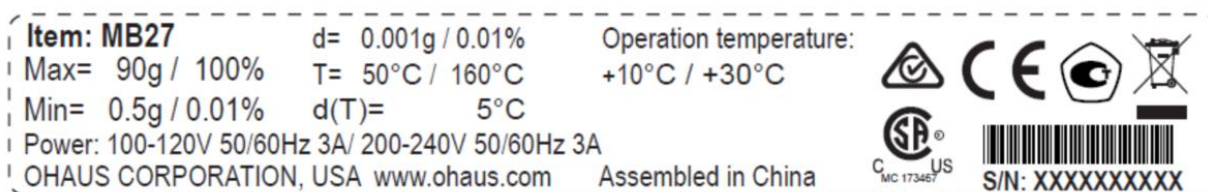


Рисунок 1 – Макет маркировочной таблички



Рисунок 2 – Общий вид анализаторов а) модификаций MB23, MB25, б) модификаций MB27, в) модификаций MB90, MB95, MB120

Пломбирование и нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрены.

Программное обеспечение

Анализаторы оснащены встроенным разделенным программным обеспечением (далее – ПО). Идентификационные данные ПО отображаются на дисплее при включении анализаторов или могут быть выведены на дисплей анализатора при обращении к соответствующему подпункту меню.

ПО анализатора установлено в процессе производства. ПО не может быть модифицировано или загружено через какой-либо интерфейс или с помощью других средств после принятия защитных мер. Изменение ПО через интерфейс пользователя невозможно.

ПО разделено на метрологически значимую и незначимую части.

Основные функции метрологически значимой части ПО: обработка сигнала весоизмерительных датчиков, и последующий пересчет его в единицы массы; хранение данных юстировки, результатов измерений массы, вывод данных на экран.

Метрологически незначимая часть содержит информацию о количестве прикладных программ в режиме работы, не связанном со взвешиванием, настройки дисплея пользователя. Обновление ПО в процессе эксплуатации не предусмотрено, может быть осуществлено только в сервисных центрах производителя.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение для модификации					
	MB23	MB25	MB27	MB90	MB95	MB120
Идентификационное наименование ПО	MB23	MB25	MB27	MB90	MB95	MB120
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.00					
Цифровой идентификатор ПО	—					

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации			
	MB23	MB25	MB27, MB90, MB95	MB120
1	2	3	4	5
Диапазон измерений массовой доли влаги, %	от 0,1 до 100	от 0,05 до 100	от 0,01 до 100	от 0,01 до 100
Цена деления при измерениях массовой доли влаги, %				
до 100 г включ.	0,1	0,05	0,01	0,01
свыше 100 г	0,1	0,1	-	0,01
Минимальная нагрузка, Min, г	0,5	0,5	0,5	0,5
Максимальная нагрузка, Max, г	110	110	90	120
Цена деления при измерениях массы d, г				
до 100 г включ.	0,01	0,005	0,001	0,001
свыше 100 г.	0,01	0,01	-	0,001
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли влаги, %, в интервалах массы образца:				
от 0,5 до 5 г включ.	± 0,3	± 0,3	± 0,2	± 0,2
от 5 до 15 г включ.	± 0,2	± 0,1	± 0,08	± 0,08
св. 15 г до 110 г	± 0,1	± 0,05	-	-
св. 15 г до 90 г	-	-	± 0,06	-
св. 15 г до 120 г	-	-	-	± 0,06

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массы, г, в интервалах взвешивания:				
от 0,5 г до 50 г включ.	$\pm 0,01$	$\pm 0,01$	$\pm 0,001$	$\pm 0,001$
свыше 50 г до 110 г	$\pm 0,015$	$\pm 0,015$	-	-
свыше 50 г до 90 г	-	-	$\pm 0,002$	-
свыше 50 г до 120 г	-	-	-	$\pm 0,002$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций				
	MB23	MB25	MB27	MB90, MB95	MB120
Диапазон установки температуры сушки, °C	от +50 до +160			от +40 до +200	от +40 до +230
Дискретность установки температуры сушки, °C	5			1	
Диапазон установки длительности сушки, мин	от 1 до 99			от 1 до 480	
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 ^{+10%} _{-15%} 50 ± 1				
Потребляемая мощность, В·А, не более	250	300		450	
Габаритные размеры, мм, не более: - высота - ширина - длина	170 130 280		170 140 280	210 180 350	
Масса, кг, не более	2,5		2,5	5,5	
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность воздуха, %, не более при температурах от 5 до 30 °C при температурах от 30 до 40°C	от +5 до +40 80 50				

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор влажности весовой в комплекте	МВ	1 шт.
Комплект алюминиевых чашек для образцов	-	1 шт.
Адсорбирующий стекловолоконный фильтр (образец)	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений описаны в разделе «Порядок работы» Руководства по эксплуатации анализаторов модификаций МВ23, МВ25, МВ27; в разделе «Выполнение простых измерений» Руководства по эксплуатации анализаторов модификаций МВ90, МВ95, МВ120.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам влажности весовым МВ

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2832 от 29 декабря 2018 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания воды в твердых и жидких веществах и материалах»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2818 от 29 декабря 2018 г. «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы».

Техническая документация «Ohaus Corporation», США

Изготовители

«Ohaus Corporation», США

Адрес: 7, Campus Drive, Suite 310, Parsippany, NJ, 07054, USA

Телефон: +1 (973) 377-9000; факс: +1 (973) 944-7177

Web-сайт: www.ohaus.com, e-mail: ru.service@ohaus.com

«Ohaus Instruments (Changzhou) Co., LTD», КНР

Адрес: 1-2F, 22Block, 538 West Hehai Road, Xinbei District, ChangZhou, JiangSu Province, PRC, 213125, China

Телефон: +86 519 8664 2040; факс: +86 519 8664 1991

Web-сайт: www.ohaus.com, e-mail: ru.service@ohaus.com

«Ohaus Instruments (Shanghai) Co., Ltd», КНР

Адрес: 4F, 4Block, 471 Gui Ping Road, Shanghai 200233, China

Телефон: + 8621 64855408; факс: +8621 64859748

Web-сайт: www.ohaus.com, e-mail: ru.service@ohaus.com

Испытательный центр

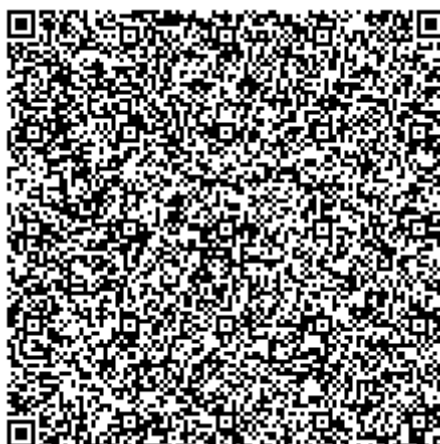
Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева»

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

Телефон (факс): +7(343) 350-26-18, +7(343) 350-20-39

Web-сайт: <http://www.uniim.ru>, E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц УНИИМ – филиала ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311373 от 19.10.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84724-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи-измерители линейных перемещений ВК-318.30

Назначение средства измерений

Преобразователи-измерители линейных перемещений ВК-318.30 (далее - преобразователи) предназначены для измерений линейных перемещений, а также для преобразования линейного перемещения в унифицированный сигнал постоянного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей основан на явлении вихревых токов (токов Фуко). При перемещении подвижного узла оборудования электромагнитное поле, создаваемое катушкой, экранируется полым цилиндром, надвигаемым на нее снаружи, что приводит к возрастанию тока в цепи генератора возбуждения, которое пропорционально перемещению цилиндра. Согласующий усилитель регистрирует эти изменения и формирует выходной сигнал постоянного тока, пропорциональный взаимному перемещению частей контролируемого оборудования. Вторичный блок предназначен для вычисления, цифровой и линейно-дискретной индикации линейного перемещения, а также для обеспечения питания преобразователей и для формирования выходных унифицированных сигналов постоянного тока пропорциональных линейному перемещению.

Преобразователи состоят из чувствительного элемента (вихретокового датчика) и выносного согласующего усилителя, соединенных кабельной линией связи, также в состав преобразователей может входить вторичный блок ВК-381 ЛПД, изготовленный индивидуально под определенный диапазон измерения преобразователя. Вихретоковый датчик состоит из длинной цилиндрической катушки и полого металлического цилиндра, который свободно надевается на катушку. Одной стороной преобразователь крепится к неподвижному узлу оборудования, второй стороной крепится к подвижному.

Питание преобразователя осуществляется с помощью источника постоянного напряжения, а в случае, если преобразователь в комплекте с вторичным блоком, питание преобразователя осуществляется от вторичного блока.

Преобразователи выпускаются в восьми модификациях, отличающихся между собой диапазонами измерений перемещений.

Обозначение типа преобразователя указано на маркировочной табличке, закрепленной на корпусе преобразователя. Идентификация преобразователя осуществляется визуальным осмотром маркировочной таблички, отображающей: информацию о производителе, тип средства измерений, заводской номер, год выпуска, диапазон измерений перемещений и диапазон выходного сигнала.

Нанесение знака поверки на преобразователь не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Пломбирование преобразователей производится с помощью пломбировочных наклеек.

Общий вид преобразователя и вторичного блока представлены на рисунках 1 и 2.

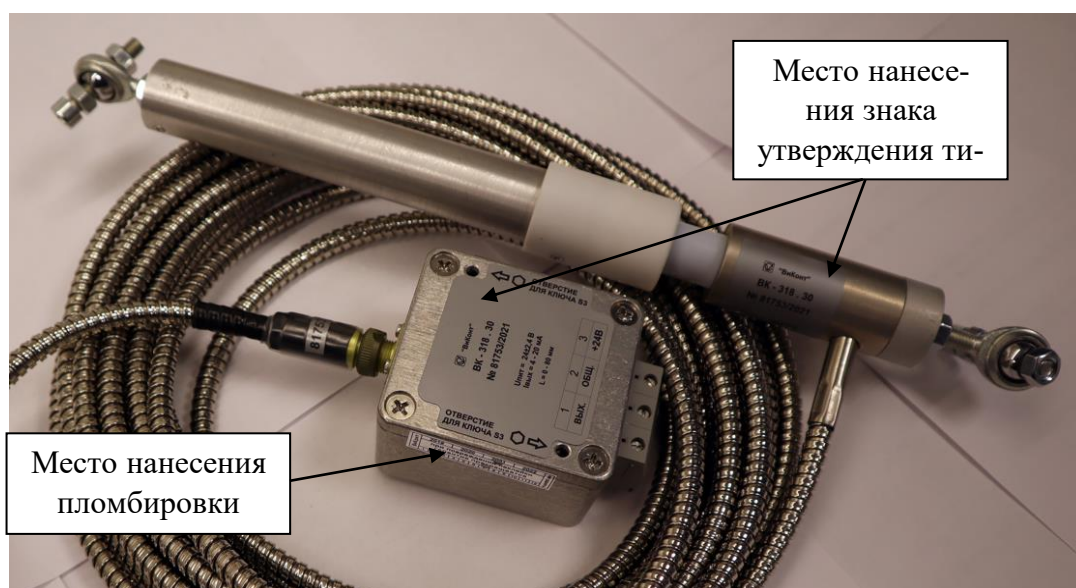


Рисунок 1 - Общий вид преобразователя-измерителя линейных перемещений ВК-318.30



Рисунок 2 – Общий вид вторичного блока ВК-381 ЛПД

Программное обеспечение
Отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений линейного перемещения, мм	от 0 до 60 от 0 до 80 от 0 до 150 от 0 до 160 от 0 до 240 от 0 до 250 от 0 до 320 от 0 до 360
Приведенная к верхнему пределу измерений погрешность измерений линейных перемещений, %	±2,5
Диапазон выходного сигнала (без вторичного блока ВК-381 ЛПД), мА	от 4 до 20
Приведенная к полному диапазону выходного сигнала погрешность измерений тока (без вторичного блока ВК-381 ЛПД), %	±2,5
Диапазон выходного сигнала (со вторичным блоком ВК-381 ЛПД), мА	от 4 до 20 от 0 до 5
Приведенная к полному диапазону выходного сигнала погрешность измерений тока (со вторичным блоком ВК-381 ЛПД), %	±2,5

Таблица 2 – Основные технические характеристики преобразователей

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	24±2,4
Масса, кг, не более:	
– вихретоковый датчик	0,8
– согласующий усилитель	0,3
Габаритные размеры вихретокового датчика, мм, не более:	
– диаметр	30
– длина	(260 + S*)
Габаритные размеры согласующего усилителя, мм, не более:	
– длина	115
– ширина	65
– высота	30
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды (вихретоковый датчик), °С	от + 5 до + 120
– температура окружающей среды (согласующий усилитель), °С	от + 5 до + 70
– относительная влажность окружающего воздуха без конденсации, %, не более	80
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Примечание:	
*S - верхний предел измерений преобразователя	

Таблица 3 – Основные технические характеристики вторичного блока

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания: – постоянного тока, В – переменного тока с частотой 50±1 Гц, В*	24±2,4 220±22
Масса вторичного блока, кг, не более	2,0
Габаритные размеры вторичного блока, мм, не более: – длина – ширина – высота	295 75 150
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность окружающего воздуха без конденсации, %, не более – атмосферное давление, кПа	от + 5 до + 40 80 от 84,0 до 106,7
Примечание: * – по заказу	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом и на маркировочную табличку методом гравировки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь-измеритель линейных перемещений (вихретоковый датчик и выносной согласующий усилитель)	ВК-318.30	1 шт.
Шарнир	-	2 шт.
Винт М6	-	2 шт.
Гайка М6	-	2 шт.
Вторичный блок	ВК-381 ЛПД	1 шт.*
Элементы крепления вторичного блока	-	1 комп.*
Соединительные кабели и разъемы для подключения преобразователя к вторичному блоку	-	1 комп.*
Паспорт	ВТПР.401263.053 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ВТПР.401263.053 РЭ	1 экз.
Примечание * – поставляется по отдельному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 документа ВТПР.401263.053 РЭ «Преобразователи-измерители линейных перемещений ВК-318.30. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям-измерителям линейных перемещений ВК-318.30

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

ВТПР.401263.053 ТУ Преобразователи-измерители линейных перемещений ВК-318.30.
Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ВиКонт»

(ООО «ВиКонт»)

ИНН 7726553463

Адрес: 115191, Россия, г. Москва, Холодильный пер., д. 3, корп. 1, стр. 2

Телефон: +7 (495) 122-25-27

Web-сайт: www.vicont.ru

E-mail: info@vicont.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ТМС РУС»

(ООО «ТМС РУС»)

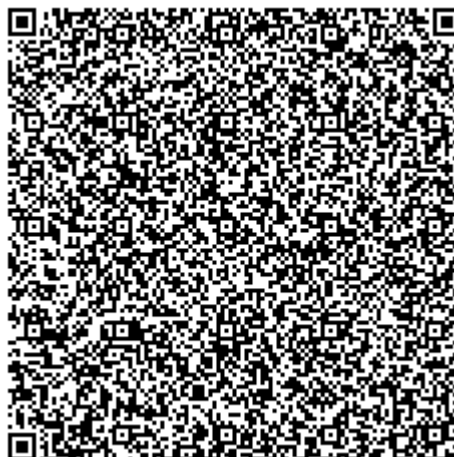
Адрес: 127083, г. Москва, ул. Верхняя Масловка, д. 20, стр. 2;

140208, Московская область, г. Воскресенск, ул. Быковского, д. 2

Телефон (факс): +7 (495) 221-18-04 (+ 7 (495) 229-02-35)

E-mail: info@tms-cs.ru

Аттестат аккредитации ООО «ТМС РУС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312318 от 17.10.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84723-22

Лист № 1
Всего листов 32

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Мурманской области

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ООО «ХЭСК», ПАО «ФСК ЕЭС», ОАО «РЖД» (основное типа ЭКОМ-3000 и/или резервное типа RTU-327);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер ООО «ХЭСК», сервер ПАО «ФСК ЕЭС», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Сервер ООО «ХЭСК» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР».

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» создан на базе специализированного программного обеспечения (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов (ИК) №№ 1-61 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

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

При отказе основного канала связи счетчики опрашиваются по резервному каналу с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

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

Цифровой сигнал с выходов счётчика ИК № 62 по каналу связи стандарта GSM поступает на входы УСПД (типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации.

Далее информация из УСПД по каналу связи Ithernet поступает на сервер ООО «ХЭСК», где происходит оформление отчетных документов.

Не реже одного раза в сутки сервер ООО «ХЭСК» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 63-64 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы, УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации.

Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные с УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» передаются на сервер ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

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

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 6. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, устройство синхронизации системного времени УССВ-2, серверы точного времени Метроном-50М, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, часы сервера ПАО «ФСК ЕЭС», часы сервера ООО «ХЭСК», часы серверов ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, устройство синхронизации системного времени УССВ-2, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

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

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащен сервером синхронизации времени ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным источником сигналов точного времени является УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

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

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» оснащен сервером точного времени СТВ-01 или радиосервером точного времени РСТВ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер ООО «ХЭСК» синхронизируется от УСПД. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется с цикличностью один раз в час, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

УСПД ООО «ХЭСК» синхронизируется от УССВ-2. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется с цикличностью один раз в час, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» синхронизируется от сервера ПАО «ФСК ЕЭС». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 1-61 синхронизируются от УСПД (основных и резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики ИК №№ 1-61 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Счетчик ИК № 62 синхронизируется от УСПД ООО «ХЭСК». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 63 - 64 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 4.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

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

Таблица 4 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ», СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 5 – 7

Таблица 5 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		УСПД	УССВ
1	2	3		4		5	6
1	ПС 337 Пяйве 35/10 кВ, ввод Т 35 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=40/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 41907-09	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
2	ПС 343 Печенга 35/10 кВ, ввод ВЛ-35 кВ ОМ- 105/343	ТТ	КТ=0,2S КТТ=40/1 №37491-08	A	STSM-38	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 410 Нял 35/10 кВ, Т-2, ввод 35 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=40/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
4	ПС 410 Нял 35/10 кВ, Т-1, ввод 35 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=40/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
5	ПС 110 кВ Имандра (ПС 13), ОРУ 110кВ, ВЛ 110 кВ Л-146	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Имандра (ПС 13), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-144	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
7	ПС 110 кВ Питкуль (ПС 16), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-115	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
8	ПС 110 кВ Питкуль (ПС 16), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-111	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Питкуль (ПС 16), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-112	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
10	ПС 110 кВ Питкуль (ПС 16), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-114	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
11	ПС 110 кВ Кица (ПС 58), Т-2, ввод 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Кица (ПС 58), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-127	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
13	ПС 110 кВ Кица (ПС 58), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-126	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
14	ПС 110 кВ Кица (ПС 58), Ф-7 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Кица (ПС 58), Ф-6 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					
16	ПС 110 кВ Кица (ПС 58), Т-1, ввод 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
17	ПС 110 кВ Хибины (ПС 60), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-146	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Хибины (ПС 60), Т-1, ввод 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
19	ПС 110 кВ Хибины (ПС 60), Т-2, ввод 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
20	ПС 110 кВ Хибины (ПС 60), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-109	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №60541-15	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Африканда (ПС 61), Т-1, ввод 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
22	ПС 110 кВ Африканда (ПС 61), Т-2, ввод 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
23	ПС 110 кВ Африканда (ПС 61), Ф-2 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Африканда (ПС 61), Ф-1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-B-3					
25	ПС-8 Мурманск (ПС Мурманская №8), Ф-4 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №9143-01	А	ТЛК10-6	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛК10-6		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
26	ПС-8 Мурманск (ПС Мурманская №8), ввод-2 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №9143-01	А	ТЛК10-6	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛК10-6		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
27	ПС-8 Мурманск (ПС Мурманская №8), Ф-9 6 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10-6	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
			КТТ=200/5	В	-		
			№9143-01	С	ТЛК10-6		
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66		
			КТН=6000/100	В			
			№2611-70	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
28	ПС-8 Мурманск (ПС Мурманская №8), ввод-1 6 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10-6		
			КТТ=1500/5	В	-		
			№9143-01	С	ТЛК10-6		
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66		
			КТН=6000/100	В			
			№2611-70	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
29	ПС 110 кВ Ковда (ПС 85), ОРУ 110 кВ, ввод Л-85	ТТ	КТ=0,2S	А	ТБМО-110 УХЛ1		
			КТТ=400/1	В	ТБМО-110 УХЛ1		
			№23256-11	С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-110 УХЛ1		
			КТН=110000/√3/100/√3	В	НАМИ-110 УХЛ1		
			№24218-13	С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Ковда (ПС 85), ОРУ 110 кВ, ввод ЛЛ-86	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
31	ПС 110 кВ Пояконда (ПС 86), ОРУ 110 кВ, ввод ЛЛ-87	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
32	ПС 110 кВ Пояконда (ПС 86),ОРУ 110 кВ, ввод ЛЛ-86	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Лопарская (ПС 9), ОРУ-110 кВ, Т 1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №60541-15	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
34	ПС 110 кВ Лопарская (ПС 9), ОРУ-110 кВ, Т 2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №60541-15	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
35	ПС 110 кВ Лопарская (ПС 9), Ф-6 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Лопарская (ПС 9), Ф-1 6 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №1261-02	А	ТПОЛ 10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ 10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					
37	ПС 110 кВ Лопарская (ПС 9), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-126	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №60541-15	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
38	ПС 110 кВ Лопарская (ПС 9), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-97	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №60541-15	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Тайбола (ПС 10), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-128	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
40	ПС 110 кВ Тайбола (ПС 10), ввод ВЛ 35 кВ М-61	ТТ	КТ=0,5 КТТ=40/5 №3689-73	A	ТФНД-35М	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТФНД-35М		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
41	ПС 110 кВ Тайбола (ПС 10), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-138	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RAL-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Тайбола (ПС 10), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-127	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
43	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-70	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4					
44	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-110	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ввод ВЛ 110 кВ Л-139	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4					
46	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-119	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4					
47	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-118	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ввод ВЛ 110 кВ ЛЛ-137	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-РЗВ-4					
49	ПС 110 кВ Апатиты (ПС 14), Ф-11 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №9143-01	А	ТЛК10-6	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛК10-6		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №18178-99	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05L-В-3					
50	ПС 110 кВ Апатиты (ПС 14), ОРУ 110 кВ, ввод ОЛ-115	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	А1802RALXQ-Р4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
51	ПС 110 кВ Апатиты (ПС 14), ОРУ 110 кВ, ввод ОЛ-114	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17		
				В	ТБМО-110 УХЛ1				
				С	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4							
52	ПС 110 кВ Белое Море (ПС 48А), КЛ 10 кВ Фидер связи	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №25433-03	А	ТЛО-10				
				В	-				
				С	ТЛО-10				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66				
				В					
				С					
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05L-B-3							
53	ПС 110 кВ Белое Море (ПС 48А), ОРУ-110 кВ, ввод Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №79483-20, 79483-20, 23256-11	А	ТБМО-110-УХЛ1				
				В	ТБМО-110-УХЛ1				
				С	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RAL-P3B-4							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Белое Море (ПС 48А), ОРУ-110 кВ, ввод Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №79483-20	А	ТБМО-110-УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110-УХЛ1		
				С	ТБМО-110-УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
55	ПС 110 кВ Полярные Зори (ПС 62), Т-1, ввод 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №79483-20	А	ТБМО-110-УХЛ1		
				В	ТБМО-110-УХЛ1		
				С	ТБМО-110-УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					
56	ПС 110 кВ Полярные Зори (ПС 62), Т-2 ввод 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №79483-20, 23256-05, 79483-20	А	ТБМО-110-УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110-УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Кильдин (ПС 7), Т-3 ввод 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №6009-77	А	ТОЛ-10 УТ2	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТОЛ-10 УТ2		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
58	ПС 110 кВ Кильдин (ПС 7), ОРУ 110 кВ, ввод Л-124	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
59	ПС 110 кВ Кильдин (ПС 7), ОРУ 110 кВ, ввод Л-97	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Княжая (ПС 84), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-145	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03, 24218-03, 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
61	ПС 110 кВ Княжая (ПС 84), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-85	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССБ-1Г Рег. № 58301-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
62	ПС-356, КРУ-6 кВ, яч. 25, ВЛ-6 кВ ф. 25	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УССБ-2 Рег. № 54074-13
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	А1805RLQ-Р4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
63	ПС 330 кВ Выходной, ЗРУ-6 кВ, 1С 6 кВ, яч.23, ВЛ 6 кВ Ф-23	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-325T Пер. № 44626-10	СТБ-01 Пер. № 49933-12 РСТБ-01-01 Пер. № 40586-12
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70 / 831-53	А	НТМИ-6-66/ НТМИ-6		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
64	ПС 330 кВ Выходной, ЗРУ-6 кВ, 2С 6 кВ, яч.18, ВЛ 6 кВ Ф-18	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70 / 831-53	А	НТМИ-6-66/ НТМИ-6		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 5, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 6 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 6 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-3	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
4	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
5-10, 12, 13, 17, 20, 29-34, 37, 38, 42	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
11, 14-16, 18, 19, 23- 28, 35, 36, 40, 49, 57	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
21, 22	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
39, 41, 43-48, 50, 51, 53, 54, 58-61	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
52	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
55, 56	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,4	4,0
62	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
63, 64	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСПД RTU-325T - для УСВ-3 - для ССВ-1Г - для Метроном-50М - для УССВ-2 - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +65 от +1 до +50 от 0 до +40 от 0 до +50 от -25 до +60 от +5 до +40 от +15 до +30 от -10 до +55 от +10 до +30 от -40 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более УСПД RTU-325T: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 120000 72 35000 24 100000 24 55000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 7

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

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	STSM-38	12 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	101 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110-УХЛ1	10 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	12 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК10-6	10 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	84 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	5 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	7 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	32 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	32 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	3 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2 шт.
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы точного времени	СТВ-01	1 шт.
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.192.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Мурманской области», аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 01.06.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Мурманской области.

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 7706284124

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

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

ИНН: 7444052356

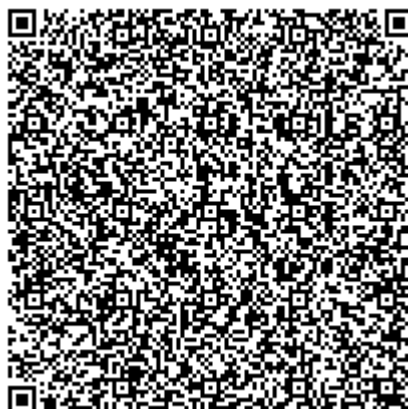
Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2

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

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 470

Регистрационный № 84722-22

Лист № 1
Всего листов 54

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Ставропольского края

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основное и/или резервное), АО «Горэлектросеть» г. Кисловодск, ПАО «ФСК ЕЭС», устройства синхронизации системного времени (УССВ);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя серверы ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), серверы АО «Горэлектросеть» г. Кисловодск, ПАО «ФСК ЕЭС», ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», УССВ, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere. Резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Сервер АО «Горэлектросеть» г. Кисловодск создан на базе ПО ПК «Энергосфера».

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» создан на базе ПО «Метроскоп».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 1-107 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основной типа ЭКОМ-3000 и/или резервный типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном. Допускается опрос счётчиков любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптических линий связи, данные с УСПД передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи счетчики ИК №№ 1-107 могут опрашиваться сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» по резервному с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 108-111 по GPRS связи поступает на входы УСПД АО «Горэлектросеть» г. Кисловодск типа ЭКОМ-3000, где осуществляется формирование и хранение информации. Далее по основному каналу связи данные с УСПД передаются на сервер АО «Горэлектросеть» г. Кисловодск, где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Не реже одного раза в сутки сервер АО «Горэлектросеть» г. Кисловодск автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 112-119 по проводным линиям связи (интерфейс RS-485) поступает на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации. Далее по выделенному каналу связи (основной канал) данные с УСПД передаются на сервер ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. При отказе основного канала связи опрос выполняется по резервному каналу. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

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

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 7.

СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, СТВ-01 или РСТВ-01-01, часы серверов, УСПД и счётчиков.

Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, СТВ-01 или РСТВ-01-01 осуществляют приём и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

GPS-приёмник в составе УСПД ЭКОМ-3000 осуществляет приём и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системы GPS, по которым осуществляет синхронизацию собственных часов со шкалой всемирного координированного времени UTC.

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

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащён УССВ типа ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным устройством коррекции времени может быть УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

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

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от резервного сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 1-107 синхронизируются от УСПД (основного и/или резервного) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM счетчики ИК №№ 1 – 107 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Часы УСПД ЭКОМ-3000 АО «Горэлектросеть» г. Кисловодск синхронизируются с часами GPS-приёмника. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер АО «Горэлектросеть» г. Кисловодск и счётчики ИК №№ 108-111 синхронизируются от УСПД ЭКОМ-3000. Периодичность сравнения показаний часов сервера и счётчика с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки.

Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый). Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» оснащен УССВ на базе сервера точного времени СТВ-01 или радиосервера точного времени РСТВ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов сервера и УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» синхронизируется от сервера ПАО «ФСК ЕЭС». Периодичность сравнения показаний часов сервера и УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» типа ЭКОМ-3000 оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ, подключенного к серверу ПАО «ФСК ЕЭС». Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и всемирного координированного времени UTC более чем на ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

Счётчики ИК №№ 112 - 119 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счётчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 5.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

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

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

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

Таблица 5 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ», СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) и ПО ПК «Энергосфера» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 6 - 7.

Таблица 6 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	ИВК
1	2	3		4		5	6
1	ПС 110 кВ Т-301 (Невинномысск), ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 № 60541-15	А	ТБМО	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТБМО		
				С	ТБМО		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
2	ПС 110 кВ Т-301 (Невинномысск), ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 № 23256-05, 60541-15, 23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Т-301 (Невинномысск), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС - Т-301 (Л-24)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 № 23256-05, 23256-05, 60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.16					
4	ПС 110 кВ Т-301 (Невинномысск), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ново-Невинномысская - Т-301 (Л-48)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №60541-15	A	ТБМО		
				B	ТБМО		
				C	ТБМО		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
5	ПС 110 кВ Т-301 (Невинномысск), ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ №352	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 3689-73	A	ТФНД-35М		
				B	-		
				C	ТФНД-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Т-301 (Невинномысск), ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 № 19720-06	A	ТВ	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТВ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 № 912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			
7	ПС 110 кВ Т-301 (Невинномысск), ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 № 19720-06	A	ТВ		
				B	ТВ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 № 912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			
8	ПС 110 кВ Т-301 (Невинномысск), РУ-6 кВ, Ф.61	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10		
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Т-301 (Невинномысск), РУ-6 кВ, Ф.62	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3					
10	ПС 110 кВ Т-301 (Невинномысск), РУ-6 кВ, Ф.63	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3					
11	ПС 110 кВ Т-301 (Невинномысск), РУ-6 кВ, Ф.64	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 № 2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Т-301 (Невинномысск), РУ-6 кВ, Ф.65	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3			
13	ПС 110 кВ Т-301 (Невинномысск), РУ-6 кВ, Ф.66	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3			
14	ПС 110 кВ Т-301 (Невинномысск), РУ-6 кВ, Ф.68	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 1261-08	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Т-302 (Курсавка), ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 № 60541-15, 23256-05, 60541-15	A	ТБМО	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 № 14205-94	A	НКФ-110-57		
				B	НКФ-110-57		
				C	НКФ-110-57		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA02RALX-P3B-4					
16	ПС 110 кВ Т-302 (Курсавка), ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 № 60541-15	A	ТБМО		
				B	ТБМО		
				C	ТБМО		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 № 14205-94	A	НКФ-110-57		
				B	НКФ-110-57		
				C	НКФ-110-57		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA02RALX-P3B-4			
17	ПС 110 кВ Т-302 (Курсавка), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Т-302 - Круглолеская (Л-45)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 № 14205-94	A	НКФ-110-57		
				B	НКФ-110-57		
				C	НКФ-110-57		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA02RALX-P3B-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Т-302 (Курсавка), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ГЭС-2 - Т-302 (Л-49)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 № 14205-94	A	НКФ-110-57		
				B	НКФ-110-57		
				C	НКФ-110-57		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA02RALX-P3B-4			
19	ПС 110 кВ Т-302 (Курсавка), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Водораздел - Т-302 (Л-149)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 № 60541-15	A	ТБМО		
				B	ТБМО		
				C	ТБМО		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 № 14205-94	A	НКФ-110-57		
				B	НКФ-110-57		
				C	НКФ-110-57		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA02RALX-P3B-4			
20	ПС 110 кВ Т-302 (Курсавка), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Т-302 - Солуно- Дмитриевская (Л-150)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 № 23256-05,60541-15, 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 № 14205-94	A	НКФ-110-57		
				B	НКФ-110-57		
				C	НКФ-110-57		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA02RALX-P3B-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6		
21	ПС 110 кВ Т-302 (Курсавка), ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ №330	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 3689-73, 3690-73	A	ТФНД-35М	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14		
				B	-				
				C	ТФЗМ-35А-У1				
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 № 51200-12	A	ЗНОМ-35 У1				
				B	ЗНОМ-35 У1				
				C	ЗНОМ-35 У1				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3					
		22	ПС 110 кВ Т-302 (Курсавка), ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ №333	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 № 21256-03			A	ТОЛ 35
								B	-
C	ТОЛ 35								
ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 № 51200-12			A	ЗНОМ-35 У1				
				B	ЗНОМ-35 У1				
				C	ЗНОМ-35 У1				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97			ЕА05RL-B-3					
23	ПС 110 кВ Т-302 (Курсавка), ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДЦР-1			ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 № 19720-06	A	ТВ		
						B	ТВ		
		C	-						
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65				
				B	ЗНОМ-35-65				
				C	-				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Т-302 (Курсавка), ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 № 19720-06	A	ТВ	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТВ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3			
25	ПС 110 кВ Т-302 (Курсавка), КРУН-10 кВ, Ф.102	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 № 22192-03	A	ТПЛ-10-М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3			
26	ПС 110 кВ Т-302 (Курсавка), КРУН-10 кВ, Ф.103	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 № 2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 № 23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 № 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.04			
34	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Мин- Воды-2 - Т-303 (Л-34)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 № 23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 № 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
35	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Т-303 - Кинжал (Л-50)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 № 23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 № 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 19720-00	A	ТВ	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТВ		
				C			
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			
37	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 19720-00	A	ТВ		
				B	ТВ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			
38	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.61	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.62	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 8913-82	А	ТВК-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3			
40	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.63	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3			
41	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.64	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.65	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 № 22192-03	A	ТПЛ-10-М	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RAL-B-4			
43	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.66	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3			
44	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.67	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.68	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 1856-63	A	ТВЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3			
46	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.69	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RAL-B-3			
47	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.601	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 1856-63	A	ТВЛМ-10		
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RAL-B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.602	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3			
49	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.603	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
50	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.604	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RAL-B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
51	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.605	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 № 22192-03	A	ТПЛ-10-М	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RAL-B-3					
52	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.606	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3					
53	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.607	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.608	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 № 22192-03	А	ТПЛ-10-М	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3			
55	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.609	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 6009-77	А	ТОЛ-10 УТ2		
				В	-		
				С	ТОЛ-10 УТ2		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3			
56	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.610	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.611	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 № 32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТОЛ-СЭЩ-10		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 31857-11	A1805RL-P4G-DW-4			
58	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.612	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			
59	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.614	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 6009-77	A	ТОЛ-10 УТ2		
				B	-		
				C	ТОЛ-10 УТ2		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, ф.615-6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 № 25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 31857-20	A1805RAL-P4G-DW-4					
61	ПС 110 кВ Т-303 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, ф.616-6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 № 25433-11	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 31857-20	A1805RAL-P4G-DW-4					
62	ПС 110 кВ Т-304 (Зольская), ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA02RALX-P3B-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
63	ПС 110 кВ Т-304 (Зольская), ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4					
64	ПС 110 кВ Т-304 (Зольская), ОРУ 110 кВ, ВЛ (Л-265) 110 кВ Подкумок - Т-304	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4					
65	ПС 110 кВ Т-304 (Зольская), ОРУ 110 кВ, ВЛ (Л-266) 110 кВ Новопавловская-2 - Т-304	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
66	ПС 110 кВ Т-304 (Зольская), ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ №506	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 № 59982-15	A	ТГМ	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТГМ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			
67	ПС 110 кВ Т-304 (Зольская) (Зольская), ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ №579	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 № 3690-73	A	ТФ3М-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 Ф.А,В: № 912-70, Ф.С: №187-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	НОМ-35-66		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			
68	ПС 110 кВ Т-304 (Зольская), ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ №508	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 № 19720-06	A	ТВ		
				B	-		
				C	ТВ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 Ф.А,В: № 912-70, Ф.С: № 187-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	НОМ-35-66		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
69	ПС 110 кВ Т-304 (Зольская), ОРУ 27,5 кВ, Ф.1 ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 № 17552-98	А	ТФМ-35-П	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФМ-35-П		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 № 912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3			
70	ПС 110 кВ Т-304 (Зольская), ОРУ 27,5 кВ, Ф.2 ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 № 3690-73	А	ТФЗМ-35А-У1		
				В	ТФН-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 № 912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-B-3			
71	ПС 35 кВ №305 (Минеральные воды), КРУН-10 кВ, ввод 10 кВ Т-3 (ПЭ 10 кВ)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 № 32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10		
				В	-		
				С	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-07	ЕА05RL-B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
72	ПС 35 кВ №305 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.61	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3					
73	ПС 35 кВ №305 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.62	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-07	ЕА05RL-В-3					
74	ПС 35 кВ №305 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.63	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-07	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
75	ПС 35 кВ №305 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.64	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3					
76	ПС 35 кВ №305 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.65	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3					
77	ПС 35 кВ №305 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.66	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
78	ПС 35 кВ №305 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.67	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3			
79	ПС 35 кВ №305 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.68	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3			
80	ПС 35 кВ №305 (Минеральные воды), РУ-6 кВ, Ф.69	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
81	ПС 35 кВ №305 (Минеральные воды), РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 36382-07	A	Т-0,66	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	Т-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-Р1В-3			
82	ПС 35 кВ №305 (Минеральные воды), РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 № 36382-07	A	Т-0,66		
				B	-		
				C	Т-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3			
83	ПС 35 кВ №306 (Бештау), РУ-6 кВ, Ф.63	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 814-53	A	ТПФМ-10		
				B	-		
				C	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 № 831-53	A	НТМИ-6		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
84	ПС 35 кВ №306 (Бештау), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 № 15764-96	A	T-0,66У3	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	T-0,66У3		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			
85	ПС 35 кВ №306 (Бештау), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 № 15764-96	A	T-0,66У3		
				B	-		
				C	T-0,66У3		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			
86	ПС 35 кВ №308 (Ессентуки), РУ 10 кВ, Ф.161	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 № 2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
87	ПС 35 кВ №308 (Ессентуки), РУ 10 кВ, Ф.162	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 № 2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3			
88	ПС 35 кВ №308 (Ессентуки), РУ 10 кВ, Ф.163	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 № 2363-68, 1276-59	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3			
89	ПС 35 кВ №308 (Ессентуки), РУ 10 кВ, Ф.164	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 № 2363-68, 1276-59	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
90	ПС 35 кВ №308 (Ессентуки), СН-0,22 кВ, ввод 0,22 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 № 22656-02	A	T-0,66	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	T-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			
91	ПС 35 кВ №308 (Ессентуки), СН-0,22 кВ, ввод 0,22 кВ ТСН-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 № 22656-02	A	T-0,66		
				B	-		
				C	T-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			
92	ПС 35 кВ №309 (Минутка), РУ-10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 31857-06	A1805RLX-P4G-DW-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
93	ПС 35 кВ №309 (Минутка), РУ-10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 31857-06	A1805RLX-P4G-DW-3			
94	ПС 35 кВ №309 (Минутка), РУ-10 кВ, Ф.161	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			
95	ПС 35 кВ №309 (Минутка), РУ-10 кВ, Ф.162	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
96	ПС 35 кВ №309 (Минутка), РУ-10 кВ, Ф.163	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3			
97	ПС 35 кВ №309 (Минутка), РУ-10 кВ, Ф.164	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3			
98	ПС 35 кВ №309 (Минутка), РУ-10 кВ, Ф.165	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-В-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
99	ПС 35 кВ №309 (Минутка), РУ-10 кВ, Ф.166	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			
100	ПС 35 кВ №309 (Минутка), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 15764-96	A	T-0,66УЗ		
				B	-		
				C	T-0,66УЗ		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			
101	ПС 35 кВ №309 (Минутка), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 15764-96	A	T-0,66УЗ		
				B	-		
				C	T-0,66УЗ		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
102	ПС 110 кВ Тяговая 39-й км, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 № 30489-05	A	TG145	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	TG145		
				C	TG145		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 № 15852-06	A	CPA 123		
				B	CPA 123		
				C	CPA 123		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RAL-P1B-4					
103	ПС 110 кВ Тяговая 39-й км, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 № 30489-05	A	TG145		
				B	TG145		
				C	TG145		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 № 15852-06	A	CPA 123		
				B	CPA 123		
				C	CPA 123		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
104	ПС 110 кВ Тяговая 39-й км, РУ-10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 № 9143-06	А	ТЛК-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05РАL-В-3					
105	ПС 110 кВ Тяговая 39-й км, РУ-10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 № 9143-06	А	ТЛК-10		
				В	-		
				С	ТЛК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 16687-02	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05РАL-В-3					
106	ПС 110 кВ Тяговая 39-й км, РУ-10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 № 9143-06	А	ТЛК-10		
				В	-		
				С	ТЛК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05РАL-В-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
107	ПС 110 кВ Тяговая 39-й км, РУ-10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 № 9143-06	А	ТЛК-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 16687-02	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RAL-B-3			
108	ПС 35 кВ №309 (Минутка), РУ-10 кВ, Ф.162	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 № 32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	-
				В	-		
				С	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
109	ПС 35 кВ №309 (Минутка), РУ-10 кВ, Ф.163	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 № 32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	-
				В	-		
				С	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М					
110	ПС 35 кВ №309 (Минутка), РУ-10 кВ, Ф.164	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 № 32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10		
				В	-		
				С	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
111	ПС 35 кВ №309 (Минутка), РУ-10 кВ, Ф.165	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 № 32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10		
				В	-		
				С	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
112	ПС 220 кВ Псоу, КРУЭ 110 кВ, КВЛ-110 кВ Псоу - Ахштырь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 № 43485-09	A	CTIG 110	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-04	PCTB-01-01 Пер. № 40586-12 CTB-01 Пер. № 49933-12
				B	CTIG 110		
				C	CTIG 110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 № 42563-09	A	VDGW2-110X		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
113	ПС 220 кВ Поселковая, КРУЭ 110 кВ, КЛ 110 кВ Поселковая - Горная тяговая I цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 № 43485-09	A	CTIG 110	RTU-325 Пер. № 37288-08	
				B	CTIG 110		
				C	CTIG 110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 № 42563-09	A	VDGW2-110X		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
114	ПС 220 кВ Поселковая, КРУЭ 110 кВ, КЛ 110 кВ Поселковая - Горная тяговая II цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 № 43485-09	A	CTIG 110		
				B	CTIG 110		
				C	CTIG 110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 № 42563-09	A	VDGW2-110X		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6		
115	ПС 220 кВ Афи́пская, ОРУ 110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=500/5 № 52261-12	A	ТГФМ-110	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-04	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 СТВ-01 Пер. № 49933-12		
				B	ТГФМ-110				
				C	ТГФМ-110				
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 № 75878-19	A	НКФ-110-57 У1				
				B	НКФ-110-57 У1				
				C	НКФ-110-57 У1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							
116	ПС 220 кВ Афи́пская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Афи́пская - Северская- тяговая I цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 № 52261-12	A	ТГФМ-110				
				B	ТГФМ-110				
				C	ТГФМ-110				
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 № 75878-19	A	НКФ-110-57 У1				
				B	НКФ-110-57 У1				
				C	НКФ-110-57 У1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
		117	ПС 220 кВ Афи́пская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Афи́пская - Северская- тяговая II цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 № 52261-12			A	ТГФМ-110
								B	ТГФМ-110
C	ТГФМ-110								
ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 № 75878-19			A	НКФ-110-57 У1				
				B	НКФ-110-57 У1				
				C	НКФ-110-57 У1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
118	ПС 220 кВ Каневская, ОРУ 27 кВ, ВЛ 27 кВ Тяговая I цепь	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 № 3187-72	A	TB-35/25	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-04	PCTB-01-01 Пер. № 40586-12 СТБ-01 Пер. № 49933-12
				B	TB-35/25		
				C	TB-35/25		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
119	ПС 220 кВ Каневская, ОРУ 27 кВ, ВЛ 27 кВ Тяговая II цепь	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 № 3187-72	A	TB-35/25		
				B	TB-35/25		
				C	TB-35/25		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 6, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 7 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 7 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1, 2, 4, 32-35, 62-65, 112, 113	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
3, 114	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
5-14, 21, 23-31, 36-56, 59, 66-70, 83, 86-89, 106, 107	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
15-20, 115-117	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
22, 58, 72, 75-80, 92-99, 104, 105	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
57, 60, 61, 71, 73, 74	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
81, 82, 84, 85, 91, 100, 101	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	3,4
90	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	4,4
102, 103	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
108-111	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,8

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
118, 119	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
Примечания:			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие P = 0,95.			
3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.			

Таблица 8 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ТУ 4228-011-29056091-11, ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД RTU-325 - для УСПД ЭКОМ-3000 (рег. №17049-04) - для УСПД ЭКОМ-3000 (рег. №17049-14) - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк}. от -40 до +35 от -40 до +65 от 0 до +75 от -10 до +60 от -10 до +50 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40 от +10 до +30 от +5 до +50

Продолжение таблицы 8

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАльфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000 (рег. №17049-04): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000 (рег. №17049-14): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 80000 72 90000 72 140000 72 120000 72 40000 24 100000 24 75000 24 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 9.

Таблица 9 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТВ	14
Трансформатор тока	ТФНД-35М	3

Продолжение таблицы 9

1	2	3
Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	37
Трансформатор тока	ТБМО	17
Трансформатор тока	ТПЛ-10	16
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	16
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	12
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	12
Трансформатор тока	ТВК-10	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	8
Трансформатор тока	ТОЛ 35	2
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1 (ТФН-35М)	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	51
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УТ2	4
Трансформатор тока	ТГМ	2
Трансформатор тока	ТФМ-35-П	2
Трансформатор тока	Т-0,66	8
Трансформатор тока	Т-0,66У3	8
Трансформатор тока	ТПФМ-10	2
Трансформатор тока	ТЛК-10	8
Трансформатор тока	TG145	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор тока	СТIG 110	9
Трансформатор тока	ТГФМ-110	9
Трансформатор тока	ТВ-35/25	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	30
Трансформатор напряжения	НОМ-35-66	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	18
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	5
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35 У1	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	5
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	3
Трансформатор напряжения	СРА 123	6
Трансформатор напряжения	VDGW2-110X	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА, ЕвроАльфа	93
Счетчики электроэнергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	8

Продолжение таблицы 9

1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	13
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	5
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	1
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	5
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер точного времени	Метроном-50М	2
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1
Формуляр	13526821.4611.181.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Ставропольского края», аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 01.06.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Ставропольского края

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН:7444052356

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

Фактический адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

