

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» _____ июня 2023 г. № 1252

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

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверждения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения	-	507	58630-14	-	МП 0159-14-2014	-	ВЯ.10.17051 00.00 МП	-	04.05. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «РН-Пурнефтегаз» (ООО «РН-Пурнефтегаз»), Тюменская область, г. Губкинский	ФБУ «Тюменский ЦСМ», г. Тюмень
2.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 1508 ПСП "Конданефть"	-	637/2016	69494-17	-	-	МП 1317-14-21	-	-	28.07. 2022	Акционерное общество «Нефтяная компания «Конданефть» (АО «НК «Конданефть»), г.Ханты-Мансийск	ФБУ «Тюменский ЦСМ», г. Тюмень

3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ЕЦСОИ)	-	464	70529-18	-	МП 001-2018	-	МП-005-2023	-	03.03.2023	Удмуртский филиал акционерного общества «ЭнергосбыТ Плюс» (Удмуртский филиал АО «ЭнергосбыТ Плюс»), Московская область, г.о. Красногорск, тер. автодорога «Балтия»	ООО «МетроСервис», г. Красноярск
4.	Система измерительная массового расхода (массы) нефти поз. 01FT304/01FT304А и 01FT305/01FT305А цеха № 01 НПЗ ОАО "ТАИФ-НК"	-	304/305	74215-19	-	МП 1312/1-311229-2018	-	МП 2810/1-311229-2022	-	28.10.2022	Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»), Республика Татарстан, г. Нижнекамск	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Калужской ТЭЦ	-	001	76432-19	-	МП 5-2019	-	МП 4-2023	-	05.04.2023	Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии» (АО ГК «Системы и Технологии»), г. Владимир	АО ГК «Системы и Технологии», г. Владимир
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Тюменской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум»	-	001	78222-20	-	МП 4-2020	-	МП-312601-0084.23	-	11.04.2023	Общество с ограниченной ответственностью «НПК» (ООО «НПК»), г. Москва	ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», г. Магнитогорск

7.	Счетчики электрической энергии трехфазные электронные	ПУЛЬСАР 3	07985419 (модификация ПУЛЬСАР 3/3МУ-1/2К-10/100-15-4-ОИ), 07985422 (модификация ПУЛЬСАР 3/3МУ-02/05К-5/7,5-15-4-И), 07985424 (модификация ПУЛЬСАР 3/1Т-05/1К-1/1,5-15-2), 000160 (модификация ПУЛЬСАР 3/3МС-1/2К-5/60-56-4-О)	79648-20	-	-	ЮТЛИ.422 863.001МП	МП ЮТЛИ.42286 3.001/1	-	08.11. 2022	Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «ТЕПЛОВОДОХРАН» (ООО НПП «ТЕПЛОВОДОХРАН»), г. Рязань	ООО «НИЦ «Энерго», г. Москва
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии «Западно-Сибирская ТЭЦ-филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	-	ЕКМН.466453.024	80962-21	Акционерное общество «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат» (АО «ЕВРАЗ ЗСМК»), г. Новокузнецк	МП ЕКМН.466 453.024-2020	-	МИ 3000-2022	-	31.01. 2023	Акционерное общество «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат» (АО «ЕВРАЗ ЗСМК»), г. Новокузнецк	ФБУ «Кузбасский ЦСМ», г. Новокузнецк

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения (далее – СИКН) предназначена для измерения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на прямом методе динамических измерений с помощью преобразователей массового расхода жидкости. Выходные сигналы преобразователей расхода, давления, температуры, плотности, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают в систему обработки информации, которая принимает информацию и производит вычисление массы и показателей качества нефти по реализованному в ней алгоритму.

Конструктивно СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной и смонтированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. В состав СИКН входит:

- 1) Блок измерительных линий (БИЛ), состоящий из трех измерительных линий (двух рабочих, одной контрольно-резервной).
- 2) Блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерений показателей качества нефти.
- 3) Система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.
- 4) Пробозаборные устройства щелевого типа в количестве 2-х штук.
- 5) Блок трубопоршневой поверочной установки (ТПУ), предназначенный для проведения поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей массового расхода.
- 6) Узел подключения передвижной поверочной установки.
- 7) Блок фильтров (БФ), обеспечивающий очистку нефти от посторонних механических включений.
- 8) Дренажная система закрытого типа.
- 9) Устройства индикации наличия свободного газа в нефти в количестве 2 штук.

В составе СИКН функционально выделены измерительные каналы (ИК) массового расхода, определение метрологических характеристик которых осуществляется комплектным методом при поверке СИКН.

Состав СИКН представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Блок измерительных линий	
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF 400	45115-10
Датчики температуры 644	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051, мод. 3051TG	14061-10
Блок измерений показателей качества нефти	
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-06
Датчики температуры 644	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051, мод. 3051TG	14061-10
Расходомеры UFM 3030	32562-09
Система обработки информации	
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03	19240-11
Блок трубопоршневой поверочной установки	
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB (Рабочий эталон 2-го разряда)	44252-10
Датчики температуры 644	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051, мод. 3051TG	14061-10

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне;
- автоматическое определение массы нефти по каждой измерительной линии;
- автоматическое определение массы нефти по СИКН в целом;
- измерение давления и температуры нефти в автоматическом режиме, а также с помощью показывающих средств измерений;
- автоматическое измерение плотности нефти и объемной доли воды в нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в испытательной (химико-аналитической) лаборатории или массовой доли воды, вычисленной по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером нефти;
- автоматизированное и ручное управление измерительными линиями (включение, выключение, поддержание заданного расхода);
- автоматизированное и ручное управление расходом нефти через БИК;
- автоматический отбор объединенной пробы;
- ручной отбор точечной пробы;
- автоматизированное выполнение КМХ МПР с помощью контрольно-резервного МПР без нарушения работы СИКН;
- автоматизированное выполнение поверки и КМХ МПР с помощью ТПУ и поточного плотномера без нарушения работы СИКН;
- проведение поверки стационарной ТПУ с применением передвижной поверочной установки;

- автоматизированный контроль герметичности запорной арматуры, применяемой при поверке и КМХ, а также в основной технологической схеме СИКН, оказывающей влияние на точность измерений количества нефти;
- автоматический контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- индикация и регистрация результатов измерений и вычислений, их хранение и передачу в системы верхнего уровня;
- формирование в автоматическом режиме 2-х часовых, сменных, суточных и месячных отчётов, актов приёма-сдачи нефти, паспортов качества и журналов регистрации показаний средств измерений с выводом данных на монитор АРМ оператора и на печатающее устройство;
- формирование журнала событий СИКН (переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах системы и ее элементов);
- защита программными средствами от несанкционированного доступа к СОИ.

Пломбирование средств измерений, находящихся в составе системы измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения осуществляется согласно требований их описаний типа или МИ 3002-2006. Заводской номер указан в виде цифрового обозначения на информационной табличке установленной на корпусе шкафа измерительно-вычислительного комплекса. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение СИКН представлено встроенным прикладным программным обеспечением комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03» и АРМ оператора СИКН.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИБК «ИМЦ-03»	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	OIL_MM.EXE	Rate АРМ оператора УУН
Номер версии (идентификационный номер) ПО	352.04.01	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	FE1634EC	B6D270DB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики измерительных каналов

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК		Диапазон измерений по одному ИК, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
			Первичные измерительные преобразователи	Вторичная часть		
1-3	ИК массового расхода нефти	3	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 400	Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03	от 100 до 450	±0,25

Примечание – Пределы допускаемой относительной погрешности нормированы при использовании измерительной линии в качестве рабочей.

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массового расхода, т/ч	от 100 до 900
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения:	
– массы брутто нефти, %	± 0,25
– массы нетто нефти, %	± 0,35

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных линий	3 (2 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002

Продолжение таблицы 5

1	2
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление в измерительной линии, МПа – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м³ – кинематическая вязкость нефти в рабочих условиях, мм²/с (сСт) – массовая доля воды в нефти, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более – давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более – содержание свободного газа	от +10 до +40 от 0,24 до 3,90 от 750 до 950 от 2 до 25 0,5 0,05 100 66,7 (500) не допускается
Режим работы	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения		1
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти №564 ПСП «Тарасовский»		1

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 564 на ЦПС (ЦППН) Тарасовского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2012.11634.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)
ИНН 7736545870

Юридический адрес: 105187, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, к. 15

Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47 А

Телефон: (495) 221-10-50

Факс: (495) 221-10-51

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР»)

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

Тел. (843) 272-70-62

Факс (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30006-09.

в части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе-Югре, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Тел. (3452) 20-62-95

Факс (3452) 28-00-84

Web-сайт: <https://тцсм.рф/>

E-mail: mail@csм72.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» июня 2023 г. № 1252

Регистрационный № 69494-17

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 1508
ПСП «Конданефть»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1508 ПСП «Конданефть» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с применением расходомеров массовых. Выходные сигналы с расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

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

В составе СИКН применены средства измерений утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Расходомеры массовые Promass F83	15201-11
Расходомеры массовые Promass F 300	68358-17
Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*, мод. EJX серии А модель 530 Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*, мод. EJX серии А модель 110	59868-15

Продолжение таблицы 1

1	2
Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Термопреобразователи сопротивления 0065	53211-13
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	52638-13
Преобразователь плотности и расхода CDM мод. CDM100P	63515-16
Анализаторы серы общей рентгеноабсорбционные в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT	47395-11
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07	53852-13

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры. В блоке измерений показателей качества нефти установлен расходомер для контроля выполнения условий изокинетичности пробоотбора.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массы нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- измерения плотности нефти при рабочих температуре и давлении, объемной доли воды в нефти, разности давления на фильтрах;
- вычисления массы нетто нефти с использованием результатов измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей, полученных в испытательной лаборатории;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик РМ с применением поверочной установки на месте эксплуатации;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматическое и ручное управление измерительными линиями;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства средства измерений снабжены средствами защиты (пломбировки) в соответствии с описанием типа на средства измерений, эксплуатационной документацией или МИ 3002-2006 «ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Установка пломб на СИКН не предусмотрена. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено. Заводской номер СИКН нанесен ударным и металлографическим методом на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе блока технологического СИКН.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора) обеспечивает реализацию функций СИКН. Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2.

Метрологические характеристики СИКН указаны с учетом влияния ПО.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО АРМ оператора «ФОРВАРД «Pro»			ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	EMC07.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.1	PX.7000.01.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	30747EDB	F8F39210	7A70F3CC

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массового расхода, т/ч	от 60 до 400
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения, %:	
– массы брутто нефти	$\pm 0,25$
– массы нетто нефти	$\pm 0,35$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Количество измерительных линий	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Рабочий диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,5 до 1,2
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +30
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
Плотность, кг/м ³	
– при температуре + 20 °С	от 830,1 до 870,0
– в рабочем диапазоне температур	от 823,0 до 881,2
Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей нефти, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания:	
– напряжение, В	380 $\pm$ 38 (трехфазное) 220 $\pm$ 22 (однофазное)
– частота, Гц	50 $\pm$ 1
Условия эксплуатации:	
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование, °С;	от +15 до +35 от +18 до +22
– в помещении системы обработки информации;	
– относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование, %	от 30 до 80
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1508 ПСП «Конданефть», заводской № 637/2016	—	1 экз.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 1508 ПСП «Конданефть»	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 1508 ПСП «Конданефть», свидетельство об аттестации 1721/01.00248-2014/2022 от 17.11.2022 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Пункт 6.1.1 постановления Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»

(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН 7736545870

Адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, с. 10, ком. 611

Телефон: +7 (495) 221-10-50

Факс: +7 (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7809022120

Фактический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

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

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

E-mail: office@vniir.org

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

в части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

E-mail: info@csm72.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ЕЦСОИ)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ЕЦСОИ) (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений и является единым центром сбора и обработки информации (ЕЦСОИ).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счётчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, каналы связи (каналообразующая аппаратура). Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-3.

второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя виртуальную машину, состоящую из серверов опроса и серверов баз данных (БД), устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и величины напряжения в счетчике вычисляются соответствующие мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 30 минут. Средняя за период 30 минут, реактивная мощность вычисляется по средним, за период 30 минут, значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, за период 30 минут, вычисляется на основе значений мощности за период 30 минут.

ИВК АИИС КУЭ автоматически опрашивает счетчики по каналам связи и сохраняет данные в БД. Результаты измерений вычисляются и хранятся с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, при их наличии.

ИВК АИИС КУЭ может производить прием, обработку, хранение и отображение информации и данных коммерческого учета электрической энергии и мощности, поступающих от АИИС КУЭ сторонних организаций утвержденного типа.

Информационный обмен с инфраструктурными организациями рынков электроэнергии, смежными субъектами оптового рынка электроэнергии (мощности) (далее – ОРЭМ) и другими субъектами электроэнергетики РФ осуществляется по сети internet с использованием файлов форматов, утвержденных Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка и его приложениями, а также другими файлами по согласованию сторон электронной цифровой подписи (далее – ЭЦП).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. СОЕВ выполняет законченную функцию измерения и ведения времени на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя УСВ-2, принимающего сигналы спутниковой системы ГЛОНАСС.

Корректировка часов ИВК АИИС КУЭ выполняется ежедневно в автоматическом режиме от УСВ-2, коррекция времени происходит при расхождении часов ИВК от часов УСВ-2 более чем на 1 с.

Корректировка часов счетчиков выполняется ежедневно в автоматическом режиме от ИВК АИИС КУЭ. Коррекция времени происходит при расхождении часов счетчика от часов ИВК более чем на 1 с.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 464. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В составе АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

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

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединения, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблицах 2-3.

Таблица 2 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

№ИК	Диспетчерское наименование ИК	Состав ИК			ИВКЭ
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	
1	2	3	4	5	6
1	ПС Орловская ВЛ- 35кВ Вихарево	ТФН-35М Кл.т. 0,5 Кт 150/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 Кт 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10
2	ПС Сарапул, ВЛ110 кВ Каучук	ТФЗМ-110Б-IV У1 Кл.т. 0,5 Кт 600/5 Рег. № 2793-88	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Кт 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	
3	ПС Северная. Ввод Т-2 6 кВ	ТОЛ-10 УТ2.1 Кл.т. 0,5 Кт 1000/5 Рег. № 6009-77	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Кт 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ПС Северная, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 Кт 100/5 Рег. № 17551-03	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-2 Рег. № 41681-10
5	ПС Нечкино. Ввод Т-2 10 кВ	ТЛМ-10-1УЗ Кл.т. 0,5 Кт 300/5 Рег. № 2473-05	НАМИ-10У2 Кл.т. 0,2 Кт 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
6	ПС Нечкино, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0.66 Кл.т. 0,5S Кт 200/5 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
7	ПС Сарапул, ВЛ-110 кВ ЧТЭЦ	ТФЗМ-110Б-IV У1 Кл.т. 0,5 Кт 600/5 Рег. № 2793-88	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 Кт 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
8	ПС Северная, Ввод Т-1 6 кВ	ТЛМ-10-2УЗ Кл.т. 0,5 Кт 1000/5 Рег. № 2473-00	НАМИ-10У2 Кл.т. 0,2 Кт 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
9	ПС Северная, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 Кт 100/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
10	ПС Нечкино, Ввод Т-1 10 кВ	ТЛМ-10-1УЗ Кл.т. 0,5 Кт 300/5 Рег. № 2473-05	НАМИТ-10-2УХЛ2 Кл.т. 0,5 Кт 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
11	ПС Нечкино, ввод 0,4 кВ ТСН- 1	Т-0,66 М УЗ Кл.т. 0,5 Кт 200/5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
12	ПС Сарапул, ОМВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б-IVУ1 Кл.т. 0,5 Кт 300/5 Рег. № 2793-88	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Кт 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ПС Камбарка, ВЛ-110 кВ Березовка	TG-145 Кл.т. 0,2 Кт 600/5 Рег. № 15651-96	СРВ-123-550 Кл.т. 0,2 Кт 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10
14	ПС Камбарка, ВЛ-110 кВ Дубовая	TG-145 Кл.т. 0,2 Кт 600/5 Рег. № 15651-96	СРВ-123-550 Кл.т. 0,2 Кт 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
15	ПС Камбарка, ОМВ-110 кВ	TG-145 Кл.т. 0,2 Кт 600/5 Рег. № 15651-96	СРВ-123-550 Кл.т. 0,2 Кт 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
16	ПС Варзи-Ятчи, ВЛ-35 кВ Кучуково	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл.т. 0,5 Кт 100/5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 У1 Кл.т. 0,5 Кт 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
17	ПС Киясово, ВЛ-35 кВ Кучуково	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл.т. 0,5 Кт 150/5 Рег. № 3689-73	НАМИ-35 УХЛ-1 Кл.т. 0,5 Кт 35000/100 Рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
18	ПС Киясово, ВЛ-35 кВ Чекалда	ТФЗМ-35А ХЛ1 Кл.т. 0,5 Кт 150/5 Рег. № 3690-73	НАМИ-35 УХЛ-1 Кл.т. 0,5 Кт 35000/100 Рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
19	ПС Салья, Ввод 10 кВ Т-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5S Кт 150/5 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Кт 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
20	ПС «Салья» КРУН 10 кВ, яч. № 3, ТСН-1	-	-	ПСЧ- 3ТМ.05М.02 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	
21	ПС Быргында, ВЛ-35 кВ Красный Бор	ТФН-35М Кл.т. 0,5 Кт 100/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 У1 Кл.т. 0,5 Кт 35000:√3/100:√3 Рег. № 921-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
22	ПС Пурга 110/35/10 кВ, РУ- 10кВ, яч.22	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл.т. 0,5S Кт 300/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Кт 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.02М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
23	ПКУ 10 кВ, КЛ- 10 кВ ф.13 от ПС Пурга 110/35/10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл.т. 0,5S Кт 50/5 Рег. № 32139-11	ЗНОЛПМ-10УХЛ2 Кл.т. 0,5 Кт 10000:√3/100:√3 Рег. № 35505-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10
24	ПС 35/10кВ Вихарево ВЛ-35кВ Орловская	ТФЗМ-35 Кл.т. 0,5 Кт 300/5 Рег. № 3689-73	НОМ-35-66 У1 Кл.т. 0,5 Кт 35000/100 Рег. № 187-49	ЕвроАльфа ЕА05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
25	ПС «Лазарево 1» ВЛ-110кВ «Дубники-1»	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Кт 300/1 Рег. № 23256-05	НКФ-110-57У1 Кл.т. 0,5 Кт 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-58	ЕвроАльфа ЕА02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	
26	ПС «Лазарево 1» ВЛ-110кВ «Дубники-2»	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Кт 300/1 Рег. № 23256-05	НКФ-110-57У1 Кл.т. 0,5 Кт 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-58	ЕвроАльфа ЕА02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	
27	ПС «Лазарево 1» ОМВ-110 кВ	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Кт 300/1 Рег. № 23256-05	НКФ-110-57У1 Кл.т. 0,5 Кт 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-58	ЕвроАльфа ЕА02 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	
28	ПС «Санчурск» ВЛ-110кВ «Санчурск- Пижма»	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S Кт 200/5 Рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Кт 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-03	ЕвроАльфа ЕА05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
29	ПС «Кичма» Фидер 10кВ №0	ТОЛ-10-8.2-2 У2 Кл.т. 0,5S Кт 150/5 Рег. № 47959-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Кт 10000/100 Рег. № 20186-05	ЕвроАльфа ЕА05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
30	Ввод Т-1 10кВ НПС Прудки, яч.№3	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Кт 1500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 М2 Кл.т. 0,2 Кт 10000:√3/100:√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
31	Ввод Т-2 10кВ НПС Прудки, яч.№27	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Кт 1500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 М2 Кл.т. 0,2 Кт 10000:√3/100:√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
32	ПС«Прудки» Ввод 0,4 кВ ТСН- 1	Т-0,66У3 Кл.т. 0,5 Кт 100/5 Рег. № 6891-85	-	ЕвроАльфа ЕА05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
33	ПС «Прудки» Ввод 0,4 кВ ТСН- 2	Т-0,66 Кл.т. 0,5S Кт 100/5 Рег. № 22656-07	-	ЕвроАльфа ЕА05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	УСВ-2 Рег. № 41681-10
34	ПС «Савватия» ВЛ 110кВ «Савватия- Сусоловка»	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 Кт 100/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 Кт 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-58	Альфа А1805 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
35	ПС 110/6 кВ Бунарская КРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. №6	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 Кт 1000/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10У2 Кл.т. 0,2 Кт 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
36	ПС 110/6 кВ Бунарская КРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. №9	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 Кт 1000/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10У2 Кл.т. 0,2 Кт 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
37	ПС 110/6 кВ Бунарская КРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. №10	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 Кт 1000/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10У2 Кл.т. 0,2 Кт 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
38	ПС 110/6 кВ Бунарская КРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. №13	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 Кт 1000/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10У2 Кл.т. 0,2 Кт 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
39	ПС 110/6 кВ Бунарская КРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. №17	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 Кт 1000/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10У2 Кл.т. 0,2 Кт 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
40	ПС 110/6 кВ Бунарская КРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. №18	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 Кт 1000/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10У2 Кл.т. 0,2 Кт 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
41	ПС 110/6 кВ Бунарская КРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. №23	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5 Кт 100/5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10У2 Кл.т. 0,2 Кт 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
42	ПС 110/6 кВ Бунарская КРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. №24	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5 Кт 100/5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10У2 Кл.т. 0,2 Кт 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
43	ПС 110/6 кВ Бунарская КРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. №40	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 Кт 1000/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 6У3 Кл.т. 0,5 Кт 6000/√3/100√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10
44	ПС 110/6 кВ Бунарская КРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. №45	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 Кт 1000/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10У2 Кл.т. 0,2 Кт 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
45	РП-23 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 8	ТЛК-10-5У3 Кл.т. 0,5 Кт 600/5 Рег. № 9143-06	ЗНОЛ.06 6У3 Кл.т. 0,5 Кт 6000/√3/100√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
46	РП-23 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 16	ТЛК-10-5У3 Кл.т. 0,5 Кт 600/5 Рег. № 9143-06	ЗНОЛ.06 6У3 Кл.т. 0,5 Кт 6000/√3/100√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
47	РП-23 6 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S Кт 100/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
48	РП-23 6 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S Кт 100/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
49	ПС 110 кВ Луза, ВЛ 110 кВ Сусоловка	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5S Кт 150/5 Рег. № 23256-05	НКФ-110 Кл.т. 0,5 Кт 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-05	ЕвроАльфа ЕА05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
50	ПС 110 кВ Луза, ВЛ 35 кВ Палема	ТБМО-35 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Кт 300/5 Рег. № 33045-06	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 Кт 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	ЕвроАльфа ЕА05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
51	ПС Отворское 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 1СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ Т1	ТВК-10 Кл.т. 0,5 Кт 400/5 Рег. № 8913-82	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Кт 10000/100 Рег. № 16687-07	ЕвроАльфа ЕА05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
52	ПС Отворское 110/10 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66-1 У3 Кл.т. 0,5S Кт 50/5 Рег. № 67928-17	-	ЕвроАльфа ЕА05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
53	ПС Свобода 220/10 кВ, ОРУ-220 кВ, 1С 220 кВ, ВЛ 220 кВ Саркуз - Свобода	TG 245 Кл.т. 0,2S КТ 1200/1 Рег. № 30489-09	СРВ 245 Кл.т. 0,2 КТ 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10
54	ПС Свобода 220/10 кВ, ОРУ-220 кВ, 1С 220 кВ, ВЛ 220 кВ Свобода - Вятские Поляны	TG 245 Кл.т. 0,2S КТ 1200/1 Рег. № 30489-09	СРВ 245 Кл.т. 0,2 КТ 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
55	ПС Свобода 220/10 кВ, ОРУ 220 кВ, ОВ-220 кВ	TG 245 Кл.т. 0,2S КТ 1200/1 Рег. № 30489-09	СРВ 245 Кл.т. 0,2 КТ 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
56	ПС «Водозабор» 110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ВГЭС 1ц.	ТВ-СВЭЛ-110 Кл.т. 0,5 КТ 600/5 Рег. № 67627-17	(ф. А) НКФ-110-57У1 КТ 110000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-58 (ф. В) НКФ-110-83У1 КТ 110000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-84 (ф. С) НКФ-110-57У1 КТ 110000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-58	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
57	ПС «Водозабор» 110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ВГЭС 2ц.	ТВ-СВЭЛ-110 Кл.т. 0,5 Кт 600/5 Рег. № 67627-17	(ф. А) НКФ-110-57У1 Кт 110000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-58 (ф. В) НКФ-110-83У1 Кт 110000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-84 (ф. С) НКФ-110-57У1 Кт 110000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-58	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697- 12	УСВ-2 Рег. № 41681-10
58	ПС «Водозабор» 110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, ОМВ-110 кВ	ТВ-СВЭЛ-110 Кл.т. 0,5 Кт 600/5 Рег. № 67627-17	(ф. А) НКФ-110-57У1 Кт 110000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-58 (ф. В) НКФ-110-83У1 Кт 110000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-84 (ф. С) НКФ-110-57У1 Кт 110000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-58	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697- 12	

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа.
- 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменение в эксплуатационные документы. Технический акт храниться вместе с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.
- 4 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 5 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, (δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ) %
1	2	3	4
1, 3, 7, 10, 16-18, 21	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,8$
	Реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 6,5$
2, 5, 8, 12	Активная	$\pm 1,0$	$\pm 3,7$
	Реактивная	$\pm 2,6$	$\pm 6,4$
4, 11	Активная	$\pm 1,0$	$\pm 3,7$
	Реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 6,4$
6	Активная	$\pm 1,0$	$\pm 3,8$
	Реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 6,4$
9	Активная	$\pm 1,0$	$\pm 3,7$
	Реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 6,4$
49	Активная	$\pm 1,1$	$\pm 3,2$
	Реактивная	$\pm 2,7$	$\pm 5,2$
13-15	Активная	$\pm 0,8$	$\pm 2,8$
	Реактивная	$\pm 1,6$	$\pm 5,1$
22, 23	Активная	$\pm 1,1$	$\pm 3,1$
	Реактивная	$\pm 2,7$	$\pm 5,2$
19	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,9$
	Реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 6,5$
24, 34	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,8$
	Реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 6,4$
25-27	Активная	$\pm 0,8$	$\pm 1,7$
	Реактивная	$\pm 1,7$	$\pm 4,2$
28	Активная	$\pm 1,0$	$\pm 3,8$
	Реактивная	$\pm 2,5$	$\pm 8,7$
29	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,9$
	Реактивная	$\pm 2,8$	$\pm 8,7$
30, 31	Активная	$\pm 0,5$	$\pm 1,4$
	Реактивная	$\pm 1,2$	$\pm 2,3$
32	Активная	$\pm 1,0$	$\pm 3,7$
	Реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 6,3$
33	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,8$
	Реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 8,7$
35-42, 44	Активная	$\pm 0,8$	$\pm 2,9$
	Реактивная	$\pm 2,3$	$\pm 4,8$
43, 45, 46	Активная	$\pm 1,0$	$\pm 3,0$
	Реактивная	$\pm 2,6$	$\pm 4,8$
47, 48	Активная	$\pm 0,8$	$\pm 2,9$
	Реактивная	$\pm 2,1$	$\pm 4,9$
20	Активная	$\pm 1,1$	$\pm 5,4$
	Реактивная	$\pm 2,2$	$\pm 8,0$

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
50	Активная Реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 2,0$	$\pm 2,1$ $\pm 3,5$
51	Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,3$ $\pm 5,4$
52	Активная Реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,5$	$\pm 3,2$ $\pm 5,9$
53, 54, 55	Активная Реактивная	$\pm 0,5$ $\pm 1,2$	$\pm 1,4$ $\pm 2,3$
56, 57, 58	Активная Реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,7$

Примечание:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК АИИС КУЭ установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК АИИС КУЭ указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от $I_{ном}$ $\cos\varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-58 от 0 °С до плюс 25 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	58
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С:	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М; - ПСЧ-4ТМ.05МК; - ПСЧ-3ТМ.05М - СЭТ-4ТМ.03М (ИК №30-№31); - СЭТ-4ТМ.03М.16 - СЭТ-4ТМ.03М.01 - Альфа 1805 - ЕвроАЛЬФА ЕА02, ЕвроАЛЬФА ЕА05	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,6 до 50,4 от -40 до +60 от -40 до +60 от -40 до +60 от -40 до +60 от -40 до +60 от -40 до +60 от -40 до +65 от -40 до +70

Наименование характеристики	Значение
1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - ЕвроАЛЬФА ЕА02, ЕвроАЛЬФА ЕА05 - СЭТ-4ТМ.02М - СЭТ-4ТМ.03М - ПСЧ-4ТМ.05МК - ПСЧ-3ТМ.05М - СЭТ-4ТМ.03М - СЭТ-4ТМ.03М.16 - СЭТ-4ТМ.03М.01 - Альфа 1805 - СЭТ-4ТМ.03 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	 50000 140000 165000 165000 140000 220000 165000 165000 120000 90000 2 70000 1
Глубина хранения информации в электросчетчиках: - тридцатиминутный профиль мощности в одном и двух направлениях, сутки, не менее при отключении питания, лет, не менее	 73 2
Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 3,5
Погрешность СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал уровня ИИК:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, либо ее величины.
- журнал уровня ИВК:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере ИВК с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств, либо ее величины.;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени (функция автоматизирована) в:

- счетчиках электроэнергии;
- ИВК;
- УСВ.

Возможность сбора информации:

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

Цикличность (функция автоматизирована):

- измерений 30 мин;
- сбора не реже одного раза в сутки.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТФН-35М	2
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-IV У1	9
Трансформатор тока	ТОЛ-10УТ2.1	2
Трансформатор тока	Т-0,66У3	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10-1У3	4
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10-2У3	2
Трансформатор тока	ТОП-0,66	9
Трансформатор тока	Т-0,66МУ3	3
Трансформатор тока	TG-145	9
Трансформатор тока	ТФЗМ-35Б-1 У1	4
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А ХЛ1	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТФН-35М	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-11	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-11	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-35	2
Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	12
Трансформатор тока	ТРГ-110 II*	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10-8.2-2 У2	2
Трансформатор тока	ТЛО-10	4
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	3
Трансформатор тока	ТФНД-110М	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10	16
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	4
Трансформатор тока	ТЛК-10-5У3	4
Трансформатор тока	ТБМО-35 УХЛ1	2
Трансформатор тока	ТВК-10	2
Трансформатор тока	ТВ-СВЭЛ-110	9
Трансформатор тока	Т-0,66-1 У3	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	TG 245	9
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	9
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10 У2	5
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	СРВ-123-550	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65 У1	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПМ-10УХЛ2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10М2	6
Трансформатор напряжения	НОМ-35-66 У1	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	9
Трансформатор напряжения	НКФ-110	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06 6У3	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06 6У3	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	СРВ 245	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57У1	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110-83У1	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	17
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАльфа ЕА05	9

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАльфа ЕА02	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1805	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	11
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.3М.08	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-3ТМ.05М.02	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	5612042824.411711.464.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе: «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ЕЦСОИ), аттестованной ООО «Спецэнергопроект», Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант» (ООО «ЕЭС-Гарант»)
ИНН 5024104671

Адрес: 143421, Московская обл., Красногорский р-н, 26 км автодороги «Балтия», комплекс ООО «ВегаЛайн», с. 3

Телефон (факс): (495) 980-59-00/(495) 980-59-08

Испытательный центр:

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

Адрес: 111024, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 50, к. 2

Телефон: (985) 992-27-81

E-mail: info.spetcenergo@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312249.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, д. 6а

Телефон: (391)267-17-03

E-mail: E.e.servis@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» июня 2023 г. № 1252

Регистрационный № 74215-19

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная массового расхода (массы) нефти поз. 01FT304/01FT304А и 01FT305/01FT305А цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»

Назначение средства измерений

Система измерительная массового расхода (массы) нефти поз. 01FT304/01FT304А и 01FT305/01FT305А цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначена для измерений массового расхода (массы) нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов (цифровых и аналоговых), поступающих по измерительным каналам массового расхода (HART-протокол), уровня (HART-протокол), гидростатического давления (HART-протокол), давления и температуры.

Состав первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП) представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав ПИП

Наименование	Количество	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Измерение нефтяной смеси (4 рабочие измерительные линии)		
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion, модель CMF (с преобразователем серии 2700)	4	13425-06
Преобразователь давления измерительный КМ35 (модель КМ35-И, исполнение 4033)	4	71088-18
Датчик температуры серии ТР	2	46867-13
Измерение нефтяной эмульсии (1 рабочая измерительная линия)		
Расходомер массовый Promass (модификации Promass 500) (первичный преобразователь расхода (датчик) F)	1	68358-17
Преобразователь давления измерительный КМ35 (модель КМ35-И, исполнение 4033)	1	71088-18
Датчик температуры серии ТР	1	46867-13
Измерение деэмульгатора		
Уровнемер микроволновый контактный VEGAFLEX 8* (модификация VEGAFLEX 81)	1	53857-13

Наименование	Количество	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователь давления измерительный КМ35 (модель КМ35-Д, исполнение 4033)	1	71088-18
Датчик температуры многозонный ТР-Е-10	1	65799-16
Измерение щелочи		
Уровнемер микроволновый контактный VEGAFLEX 8* (модификация VEGAFLEX 81)	2	53857-13
Преобразователь давления измерительный КМ35 (модель КМ35-Д, исполнение 4033)	2	71088-18
Датчик температуры многозонный ТР-Е-10	2	65799-16

Состав СОИ представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав СОИ

Наименование	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Комплекс измерительно-вычислительный CENTUM VP	85055-22
Устройства ввода/вывода измерительные дистанционные I.S.1, IS рас (модуль ввода 9160)	22560-04
Модули измерительные 9160 систем I.S.1, IS рас	63808-16
Модули измерительные 9163 систем I.S.1, IS рас	63808-16

Основные функции ИС:

- измерение температуры, давления и массового расхода (массы) нефтяной смеси и нефтяной эмульсии;
- измерение уровня, температуры, давления деэмульгатора и щелочи;
- вычисление массы деэмульгатора и щелочи;
- вычисление массы брутто и нетто нефти;
- формирование отчетов, архивирование, хранение и передача на операторскую станцию измеренных и вычисленных значений;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Конструкция ИС не предусматривает нанесение знака поверки.

Заводской номер ИС в виде буквенно-цифрового обозначения нанесен типографским способом на титульный лист паспорта и методом печати на маркировочной табличке шкафа контрольно-измерительных приборов ИС.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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

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

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CENTUM VP
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже R6.07.00
Цифровой идентификатор ПО	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 49,3 до 1280,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,29$
Пределы допускаемой приведенной погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА в значение измеряемого параметра, %	$\pm 0,38$
Примечание – Нормирующим значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений.	

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Температура нефти, °С	от 0 до +45
Избыточное давление нефти, кгс/см ²	от 25 до 35
Плотность нефти при рабочих условиях, кг/м ³	от 810 до 920
Массовая доля воды в нефти, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей в нефти, %, не более	0,05
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	220 ⁺²² ₋₃₃
– частота переменного тока, Гц	50±1

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации средств измерений ИС: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ПИП – в месте установки СОИ б) относительная влажность, % в) атмосферное давление, кПа	от -40 до +50 от +15 до +25 не более 80, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7
Габаритные размеры отдельных шкафов, мм, не более: – глубина – ширина – высота	800 600 2100
Масса отдельных шкафов, кг, не более	280

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная массового расхода (массы) нефти поз. 01FT304/01FT304А и 01FT305/01FT305А цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК», заводской № 304/305	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерительной массового расхода (массы) нефти поз. 01FT304/01FT304А и 01FT305/01FT305А цеха № 01 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК», регистрационный номер ФР.1.29.2019.32967.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Изготовитель

Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК» (ОАО «ТАИФ-НК»)
ИНН 1651025328
Адрес: 423570, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, ОПС-11, а/я 20
Телефон: (8555) 38-17-15, факс: (8555) 38-17-36
Web-сайт: <https://www.taifnk.ru/>
E-mail: referent@taifnk.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» июня 2023 г. № 1252

Регистрационный № 76432-19

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Калужской ТЭЦ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Калужской ТЭЦ предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами Калужской ТЭЦ, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации, передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется периодически (1 раз в 1 час). При наличии любого расхождения производится синхронизация шкалы времени сервера со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется периодически (1 раз в 4 часа). При расхождении шкалы времени УСПД от шкалы времени сервера АИИС КУЭ на $\pm 1,5$ с и более производится синхронизация шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД на ± 2 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени УСПД, но не чаще одного раза в сутки.

Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика, УСПД и сервера АИИС КУЭ.

Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус серверного шкафа в виде наклейки, а также указывается в формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: CalcClients.dll CalcLeakage.dll CalcLosses.dll Metrology.dll ParseBin.dll ParseIEC.dll ParseModbus.dll ParsePiramida.dll SynchroNSI.dll VerifyTime.dll	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 6.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала				Вид электрической энергии и мощности
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ/Сервер	
1	2	3	4	5	6	7
1	Калужская ТЭЦ, ТГ-2 (6 кВ)	ТЛМ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-3, Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: ASUSTeK	активная реактивная
2	Калужская ТЭЦ, ТГ-3 (6 кВ)	ТВЛМ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная
3	Калужская ТЭЦ, ТГ-4 (10 кВ)	ТШЛ-СЭЩ 2500/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 51624-12	НОЛ-СЭЩ 10500:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 54370-13	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная
4	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 1	ТЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная
5	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 2	ТЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная
6	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 3	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НОЛ-СЭЩ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 4	ТПП-10 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 30709-08	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-3, Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: ASUSTeK	активная реактивная
8	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 5	ТПЛМ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Рег. №2363-68	НОЛ-СЭЩ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная
9	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 6	ТПЛМ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Рег. №2363-68	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная
10	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 7	ТПЛМ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. №2363-68	НОЛ-СЭЩ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная реактивная
11	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 8	ТВЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная
12	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 9	ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НОЛ-СЭЩ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная
13	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 10	ТПЛМ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Рег. №2363-68	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 11	ТПЛМ-10 150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2363-68	НОЛ-СЭЩ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-3, Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: ASUSTeK	активная реактивная
15	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 12	ТЛП-10 ТПЛМ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 30709-08 Рег. № 2363-68	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная
16	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 13	ТПЛМ-10 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2363-68	НОЛ-СЭЩ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная
17	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 14	ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная
18	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 15	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НОЛ-СЭЩ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная
19	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 16	ТЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная
20	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 20	ТЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 21	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НОЛ-СЭЩ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УССВ: УСВ-3, Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: ASUSTeK	активная реактивная
22	Калужская ТЭЦ, ГРУ 6 кВ, ф. 22	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 30709-08	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная
23	Калужская ТЭЦ, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Калужская ТЭЦ- Орбита с отп.	ТВ 600/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 64181-16	НАМИ 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная
24	Калужская ТЭЦ, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Калужская ТЭЦ- Спутник с отп.	ТВ 600/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 64181-16	НАМИ-110-УХЛ1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная

1. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков, на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение, указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные средства измерений утвержденного типа.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией, не ниже указанной в описании типа средств измерений.
5. Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1; 2; 4 – 9; 11 – 22 (ТТ 0,5; ТН 0,5; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,9	1,2	2,4	2,0
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,4	1,5	2,9	2,2
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	4,3	2,5	4,6	3,0
3, 23 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,0	0,8	1,8	1,8
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,0	0,8	1,8	1,8
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,1	0,9	1,9	1,8
	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	2,0	1,5	2,5	2,2
10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; счетчик 1)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,1	1,8	2,7	2,4
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,6	1,8	3,1	2,4
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	4,6	2,9	5,3	3,6
24 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,3	1,0	2,0	1,9
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,3	1,0	2,0	1,9
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,4	1,1	2,1	1,9
	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	2,1	1,6	2,7	2,3
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$; 0,5 и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электрической энергии от + 5 до + 35 °С. 3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$.					

Таблица 5 – Метрологические характеристики СОЕВ

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с	± 5

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	24
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +35 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут., не более УСПД - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 3 70000 2 100000 1 45000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, сут. Сервер: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	113 10 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени УСПД.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- 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 систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Калужской ТЭЦ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	13
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	6
Трансформатор тока	ТШЛ-СЭЩ	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	5
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	13

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10	8
Трансформатор тока	ТВ	6
Трансформатор напряжения	НОМ-6	10
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ	3
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-6	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110-УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	НАМИ	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	23
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	1
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Сервер АИИС КУЭ	ASUSTeK	1
Формуляр	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Калужской ТЭЦ», аттестованном АО ГК «Системы и Технологии», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312308.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии» (АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН: 3327304235

Адрес: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещ. 27

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 33-67-66

E-mail: st@sicon.ru

Испытательный центр

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии» (АО ГК «Системы и Технологии»)

Юридический адрес: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещ.27

Адрес места осуществления деятельности: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312308.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» июня 2023 г. № 1252

Регистрационный № 78222-20

Лист № 1
Всего листов 23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Тюменской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Тюменской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами Тюменской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электрической энергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- ведение единого времени при выполнении измерений количества активной и реактивной электрической энергии и формирования данных о состоянии средств измерений;
- периодический (не реже 1 раза в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии и данных о состоянии средств измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений, данных о состоянии средств измерений;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений в XML-формате по электронной почте коммерческому оператору и внешним организациям с электронной подписью;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения (ПО) от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- обеспечение по запросу коммерческого оператора дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений с сервера информационно-вычислительного комплекса (ИВК) АИИС КУЭ на всех уровнях АИИС КУЭ;

- обеспечение отображения коэффициентов трансформации измерительных каналов (ИК) на уровнях ИВКЭ и ИВК.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – ИВК, включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и ПО «АльфаЦЕНТР».

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации, передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Формирование и передача макетов в ПАК КО АО «АТС» и прочим участникам ОРЭМ осуществляется ежедневно оператором через сеть Интернет от АРМ с использованием электронной подписи (ЭП) субъекта ОРЭМ.

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ включает в себя УСВ-3, часы сервера, часы УСПД, часы счетчиков. УСВ-3 осуществляет прием и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляет синхронизацию собственных часов со шкалой координированного

времени Российской Федерации UTC(SU).

УСПД синхронизируется от УСВ-3 по проводным линиям связи. Сравнение времени УСПД с временем УСВ-3 осуществляется 1 раз в час. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер АИИС КУЭ сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСПД не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени сервера происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка времени счетчиков 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).

Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика, УСПД и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001 указывается типографским образом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Тюменской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум». Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 17.08
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УСВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	Тюменская ТЭЦ-1 1Г-1	ORG 24 5000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 34020-07	ЗНОЛ-СВЭЛ Кл.т 0,5 К _{ТН} =10500/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 84823-22 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная реактивная
2	Тюменская ТЭЦ-1 1Г-2	В 111 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 34017-07	ЗНОЛ-СВЭЛ Кл.т 0,5 К _{ТН} =15750/√3:100/√3 Рег. № 67628-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
3	Тюменская ТЭЦ-1 2Г-1	TOROID 5000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 46293-10	ЗНОЛ-СВЭЛ 11000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 67628-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	Тюменская ТЭЦ-1 2Г-2	TOROID 8000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 46293-10	ЗНОЛ-СВЭЛ 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 67628-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 84823-22 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная реактивная
5	Тюменская ТЭЦ-1 ТГ-5	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 76639-19	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
6	Тюменская ТЭЦ-1 ТГ-6	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 76639-19	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
7	Тюменская ТЭЦ-1 ТГ-7	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70 Рег. № 76639-19	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 1а, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1-Центральная 1 цепь с отпайкой ПС Загородная (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ-1-Центральная-1)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 84823-22 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная реактивная
9	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 2, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1-Центральная 2 цепь с отпайкой ПС Загородная (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ-1-Центральная-2)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
10	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 4, ВЛ 110 кВ Тюмень-Тюменская ТЭЦ-1 № 1 с отпайкой на ПС Причал	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
11	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 6, ВЛ 110 кВ Тюмень-Тюменская ТЭЦ-1 № 2 с отпайкой на ПС Причал	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 9, ВЛ 110 кВ Тюмень- Тюменская ТЭЦ-1 № 3 с отпайками (ВЛ 110 кВ Тюмень-ТТЭЦ1-3)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 84823-22 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная реактивная
13	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 11, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ- 1-Домостроительная с отпайками на ПС ЛПК (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ1- Домостроительная)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
14	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 12, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1- Монтажная 1 цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ1-Монтажная-1)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
15	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 14, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1- Монтажная 2 цепь с отпайкой на ПС Промбаза (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ1- Монтажная-2)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 16, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ1- Моторный 1 цепь (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ-1-Моторный-1)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 84823-22 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная реактивная
17	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 17, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ1- Моторный 2 цепь (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ-1-Моторный-2)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
18	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 21, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ- 1-Тюменская ТЭЦ-2 1 цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ1- ТТЭЦ2 1 цепь)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
19	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 22, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ- 1-Тюменская ТЭЦ-2 2 цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ1- ТТЭЦ2 2 цепь)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
20	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 24, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ- 1-Войновка с отпайками (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ1-Войновка)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 84823-22 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная реактивная
21	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 26, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ- 1-Граничная с отпайками	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
22	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, 2ОВ 110 кВ	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
23	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, 1ОВ 110 кВ	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
24	ЗРУ ТЭЦ-1, РУ-10 кВ, яч. 109, КЛ-10 кВ ф. РП-10-1	ТЛК10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 84823-22 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная реактивная
25	ЗРУ ТЭЦ-1, РУ-10 кВ, яч. 207, КЛ-10 кВ ф. РП-10-2	ТЛК10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
26	ЗРУ ТЭЦ-1, РУ-10 кВ, яч. 315, КЛ-10 кВ ф. РП-8-1	ТЛК10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
27	ЗРУ ТЭЦ-1, РУ-10 кВ, яч. 206, КЛ-10 кВ ф. РП-8-2	ТЛК10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	ЗРУ ТЭЦ-1, РУ-10 кВ, яч. 409, КЛ-10 кВ ф. РП Разделительная	ТОЛ-СЭЩ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 84823-22 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная реактивная
29	ЗРУ ТЭЦ-1, РУ-10 кВ, яч. 313, КЛ-10 кВ ф. ст. Подкачки	ТОЛ-СЭЩ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
30	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 2 сек. 10 кВ, яч. 205, КЛ 10 кВ База ГТНГ	ТЛК10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
31	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 3 сек. 10 кВ, яч. 310, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1-3МЗ-1	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
32	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 2 сек. 10 кВ, яч. 203, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1-3МЗ-2	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 84823-22 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная реактивная
33	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 4 сек. 10 кВ, яч. 404, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1-Стар-2	ТЛК10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
34	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 1 сек. 10 кВ, яч. 103, КЛ 10 кВ ЧАДЭ	ТЛК10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
35	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 3 сек. 10 кВ, яч. 311, КЛ 10 кВ ТТЭЦ-1 - Приборостроительный з/д-1	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
36	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 2 сек. 10 кВ, яч. 210, КЛ 10 кВ Приборостроительный з/д-2	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 84823-22 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная реактивная
37	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 3 сек. 10 кВ, яч. 304, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1- Стар-1	ТЛК10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
38	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 1 сек. 10 кВ, яч. 110, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1-РЭП-1	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
39	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 3 сек. 10 кВ, яч. 314, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1-РЭП-4	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
40	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 1 сек. 10 кВ, яч. 105, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1-Судостроительный з/д-1	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 84823-22 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная реактивная
41	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 4 сек. 10 кВ, яч. 408, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1-Судостроительный з/д-2	ТЛК10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
42	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 3 сек. 10 кВ, яч. 305, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1-Торфосклад	ТЛК10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
43	ЗРУ ТЭЦ-1, РУ-10 кВ, яч. 102, КЛ-10 кВ ф. РП-59-1	ТЛК10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
44	ЗРУ ТЭЦ-1, РУ-10 кВ, яч. 204, КЛ-10 кВ ф. РП-59-2	ТЛК10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 84823-22 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная реактивная
45	Тюменская ТЭЦ-1, РУСН-0,4 кВ Нейтрализации, Панель 12, КЛ 0,4 кВ База ООО Антикор-91	ТОП 0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-01 ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 15174-06	—	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
46	Тюменская ТЭЦ-1, Сборка размораживающего устройства 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Сириус-40	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 15174-06 Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 52667-13	—	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
47	Тюменская ТЭЦ-1, сек. № 2 0,4 кВ ТП-Насосная, п. 14, КЛ 0,4 кВ Гаражи Конструктор-2	ТОП 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327L Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 84823-22 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная реактивная
48	Тюменская ТЭЦ-1, 72С 6 кВ, яч. 195а, КЛ 6 кВ Фидер 6 кВ Трансформатор № 1 Профилакторий	ТЛК-СТ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 58720-14	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
49	Тюменская ТЭЦ-1, 9С 6 кВ, яч. 254, КЛ 6 кВ Фидер 6 кВ Трансформатор № 2 Профилакторий	ТЛК-СТ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 58720-14	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Примечания

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденного типа.

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

4 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

5 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,0	1,6	1,0	1,3	1,8
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,4	2,3	1,2	1,6	2,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,5	2,3	1,2	1,7	2,4
2; 5 - 7; 24 - 27; 30; 33; 34; 37; 41 - 44 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	1,9	3,0	5,5
3; 4; 8 - 23 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,1	1,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,6	0,9	1,3	0,8	1,2	1,5
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,3	2,0	1,3	1,5	2,2
28; 29; 31; 32; 35; 36; 38; 39; 40; 48; 49 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,7	3,0	1,2	1,8	3,1
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,0	3,0	5,5
45; 47 (ТТ 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,6	1,0	1,8	0,9	1,2	1,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,4	2,6	1,1	1,6	2,8
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,7	5,2	1,8	2,8	5,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,9	5,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
46 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,6	1,0	1,8	0,9	1,2	1,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,6	1,0	1,8	0,9	1,2	1,9
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,4	2,6	1,1	1,6	2,8
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,5	2,7	1,1	1,7	2,8
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	1,9	2,9	5,3
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до плюс 35 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.							

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы относительной основной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6
1 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,3	0,9	1,6	1,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,4	1,0	1,7	1,4
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,0	1,4	2,3	1,7
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,4	2,5	1,9
2; 5 - 7; 24 - 27; 30; 33; 34; 37; 41 - 44 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,2	2,0	1,5
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,5	2,6	1,7
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,5	4,5	2,7
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,6	4,6	2,8
3; 4; 8 - 23 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	0,7	1,3	1,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	0,7	1,3	1,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	0,9	1,6	1,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,3	1,0	1,9	1,6
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,2	1,6	3,3	2,5

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
28; 29; 31; 32; 35; 36; 38; 39; 40 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,2	2,0	1,5
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,8	1,2	2,1	1,5
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,4	1,5	2,7	1,8
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	2,5	1,6	2,9	2,0
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,6	2,7	5,2	3,3
45; 47 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,5	1,0	1,7	1,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,2	1,3	2,4	1,6
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,2	2,4	4,4	2,6
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,3	2,5	4,5	2,8
46 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,5	1,0	1,7	1,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,5	1,0	1,8	1,3
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,2	1,3	2,5	1,7
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	2,3	1,4	2,7	1,9
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,4	2,6	5,1	3,2
48; 49 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,9	1,2	2,6	2,1
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,9	1,2	2,6	2,1
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,4	1,5	3,0	2,3
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	3,1	2,5
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	4,8	3,2
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$; 0,5 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до плюс 35 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	49
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25

Продолжение таблицы 5

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +35 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более УСПД - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 3 250000 24 180000 2 50000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, сут, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	180 30 45 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;

- журнал УСПД:
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - перезапусков ИВКЭ;
 - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - результатов самодиагностики;
 - отключения питания;
- журнал сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ORG 24	3
Трансформатор тока	В 111	3
Трансформатор тока	TOROID	6
Трансформатор тока	ТШЛ 20	6
Трансформатор тока	ВСТ	48
Трансформатор тока	ТЛК10	36
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	27
Трансформатор тока	ТОП 0,66	2
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор тока	Т-0,66	1
Трансформатор тока	ТОП	3
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ	12
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	9
Трансформатор напряжения	СРВ 123	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	49
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	HP Proliant DL380 G7	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Формуляр	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Тюменской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум» (АИИС КУЭ Тюменской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум»)), аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Фортум» (ПАО «Фортум»)

ИНН: 7203162698

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 10, эт. 15, помещ. 20

Телефон: (495) 788-45-88

Web-сайт: www.fortum.ru

E-mail: fortum@fortum.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

Телефон: (4922) 60-43-42

Web-сайт: autosysen.ru

E-mail: Autosysen@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО «ИИГ «КАРНЕОЛ»)

Юридический адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-т Ленина, д. 124, офис 15

Адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2

Телефон: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» июня 2023 г. № 1252

Регистрационный № 79648-20

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии трехфазные электронные ПУЛЬСАР 3

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные электронные ПУЛЬСАР 3 (далее - счетчики) предназначены для измерений и учета в одно- или многотарифном режиме активной и реактивной электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, измерений показателей качества электрической энергии (в части измерения напряжения и частоты переменного тока) в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.30-2013 для класса S в 3-х и 4-х проводных цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на аналого-цифровом преобразовании входных сигналов при помощи цифрового сигнального процессора (DSP), поступающих на входы от датчиков тока и напряжения в цифровой код. В качестве датчиков тока используются трансформаторы тока, а в качестве датчиков напряжения – резистивные делители, включенные в параллельные цепи счетчиков.

Счетчики выпускаются в двух исполнениях в зависимости от установки:

- в корпусе для установки внутри помещений (либо в местах, имеющих дополнительную защиту от влияния окружающей среды) с вариантом установки на дин-рейку или с универсальной установкой;
- в корпусе для наружной установки (устанавливаются на опору линии электропередачи или на отводящих к потребителю силовых проводах) – корпус сплит (с раздельной архитектурой).

В счетчиках с жидкокристаллическим индикатором (далее – ЖКИ) для хранения измеренных величин имеется энергонезависимая память.

В зависимости от видов измеряемой электрической энергии выпускаются следующие варианты счетчиков:

- однонаправленные счетчики учитывают активную электрическую энергию по модулю и реактивную электрическую энергию в квадранте Q1 (кроме счетчиков с электромеханическим отсчетным устройством);
- двунаправленные счетчики учитывают активную электрическую энергию прямого и обратного направления и реактивную электрическую энергию в квадрантах Q1, Q2, Q3, Q4;
- комбинированные счетчики учитывают активную электрическую энергию по модулю и реактивную электрическую энергию в квадрантах Q1 и Q4.

Счетчики имеют один или два оптических испытательных выхода. Испытательный выход с маркировкой «А» по умолчанию работает как выход активной электрической энергии, но может переключаться в другие режимы работы. Испытательный выход с маркировкой «Р» (при наличии) всегда работает как выход реактивной электрической энергии.

Счетчики, в зависимости от исполнения могут иметь:

- дискретные входы;
- дискретные выходы (в том числе для управления внешним коммутатором);
- вход резервного питания;
- импульсные выходы, работающие синхронно с оптическими испытательными выходами.

Счетчики, имеющие исполнение с входом резервного питания при отсутствии фазных напряжений и при наличии напряжения на входе резервного питания, продолжают нормально функционировать – то есть измеряют параметры сети, сохраняют архивы, формируют журналы событий и отвечают на запросы по интерфейсам связи.

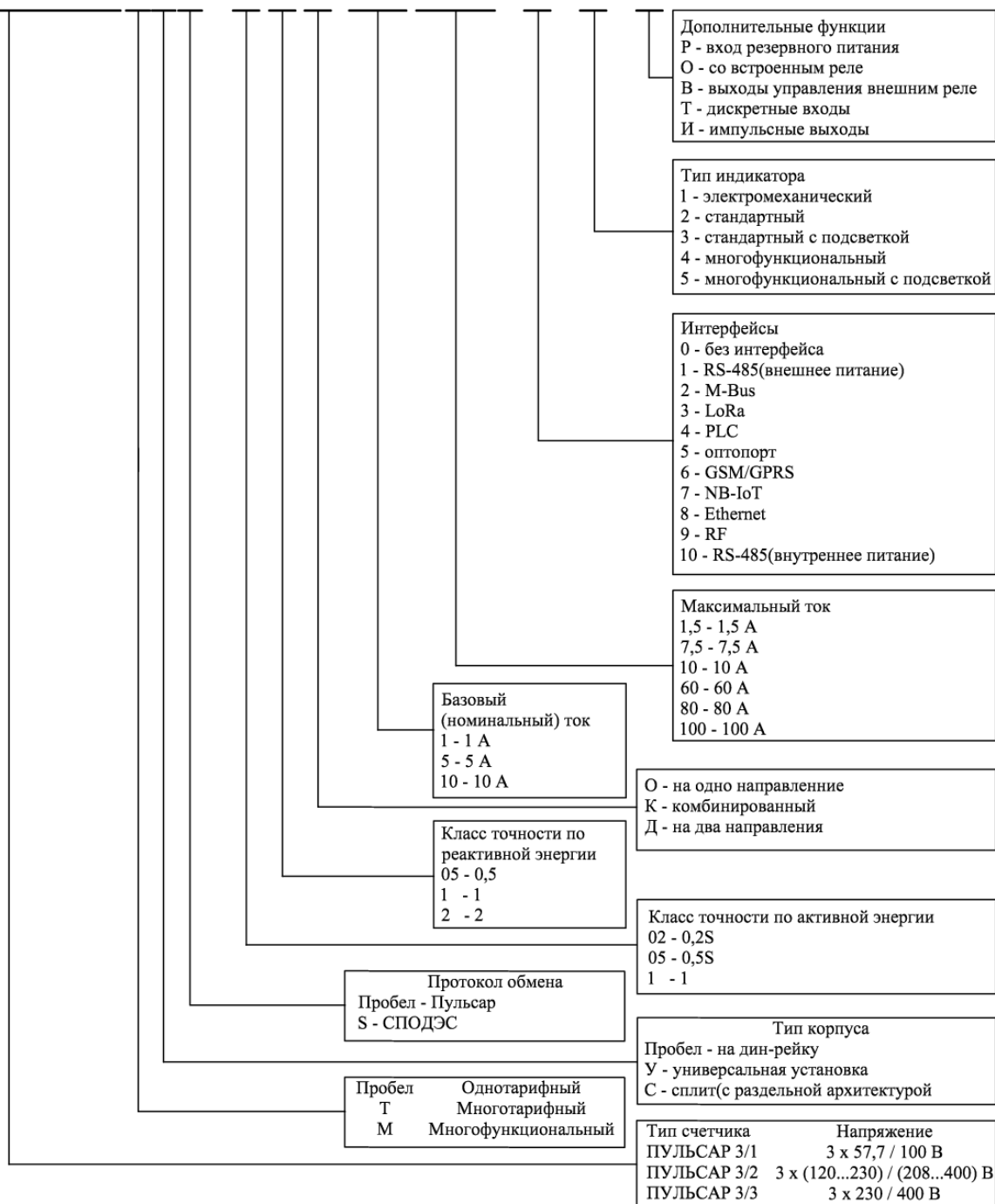
Счетчики, имеющие встроенное реле или дискретные выходы, ограничивают подачу электроэнергии по следующим сценариям:

- по непосредственной команде по одному из цифровых интерфейсов;
- по превышению значения потребленной активной энергии (по каждому тарифу возможно установить свой порог);
- по превышению средней активной электрической мощности (по каждому тарифу возможно установить свой порог) потребитель отключается на одну минуту;
- по превышению входного напряжения до возвращения напряжения к нормальным значениям;
- по другим событиям, в зависимости от настроек (воздействие магнитного поля, превышение уставки по току, вскрытие счетчика, превышение максимальной температуры внутри корпуса).

В состав счетчика в соответствии со структурой условного обозначения могут входить различные виды интерфейсов, а также датчик вскрытия корпуса, клеммной колодки, датчик магнитного поля и температуры.

Структура условного обозначения счетчика приведена на рисунке 1.

ПУЛЬСАР 3/XXXX - X/X X- XX/XXX - X - X - X



Примечание – При наличии нескольких интерфейсов они перечисляются по очереди.

Рисунок 1 – Структура условного обозначения счетчиков

Учет электрической энергии в многотарифных и многофункциональных счетчиках обеспечивается по четырем тарифам, с различным расписанием для двенадцати сезонов, и для рабочих, субботних, воскресных и праздничных дней.

Имеется календарь праздничных и перенесенных дней. Дискретное значение тарифной зоны составляет 30 минут. Переключение тарифов производится внутренними часами реального времени. Ход часов при отсутствии питания обеспечивается с помощью встроенной литиевой батареи в течение 16 лет. Часы реального времени имеют термокомпенсацию времязадающего элемента.

В счетчиках с ЖКИ имеется энергонезависимая память, в которой хранятся данные по активной и реактивной электрической энергии, а также различные архивы и журналы работы счетчика. Выбор отображаемой информации на ЖКИ осуществляется при помощи кнопок или автоматически, по кольцу, через заданное пользователем время.

В многотарифных и многофункциональных счетчиках установлен датчик магнитного поля, фиксирующий воздействие на счетчик магнитного поля повышенной индукции. При обнаружении воздействия магнитного поля повышенной индукции в журнале событий делается запись времени начала и окончания воздействия.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку/наклейку типографским методом/методом штамповки/любым технологическим способом в виде цифрового/буквенно-цифрового кода.

Общий вид счетчиков с установкой на дин-рейку с указанием места пломбирования пломбой сетевой организации, места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 2. На рисунке 3 представлен общий вид счетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки). Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба с нанесением знака поверки.

Общий вид счетчиков с универсальной установкой с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 4. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба с нанесением знака поверки.

Общий вид счетчиков в корпусе сплит (с раздельной архитектурой) с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 5. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба с нанесением знака поверки.



Рисунок 2 – Общий вид счетчиков с установкой на дин-рейку с указанием места пломбирования пломбой сетевой организации, места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

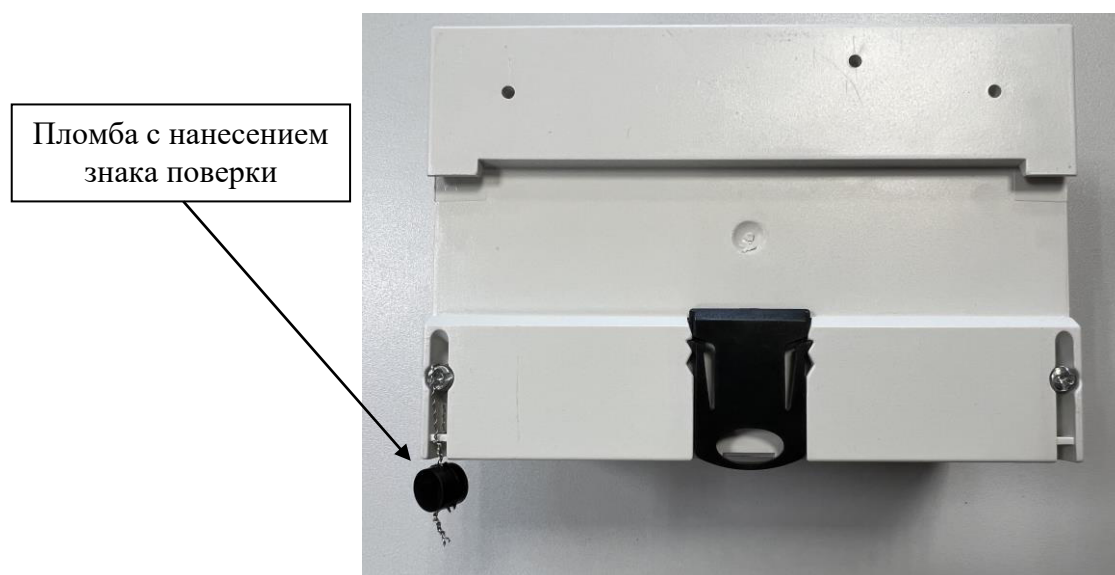


Рисунок 3 – Общий вид счетчиков с установкой на дин-рейку с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки)

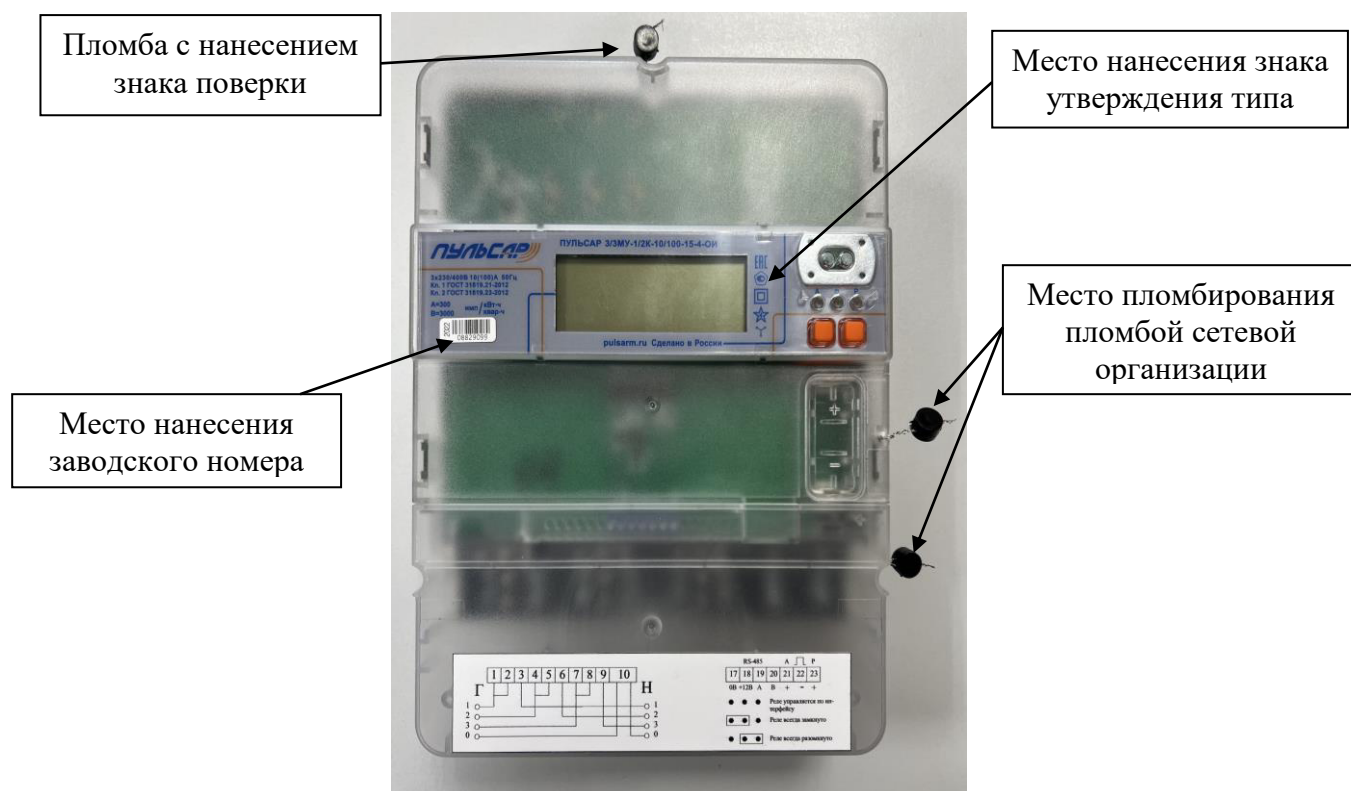


Рисунок 4 – Общий вид счетчиков с универсальной установкой с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Однотарифный	Многотарифный (протокол Пульсар)	Многофункциональный
Примечание - номер версии ПО состоит из 2 полей: 01...07 – исполнение счетчика ПУЛЬСАР 3 в соответствии с нумерацией версий ПО; XX – вариант исполнения, в соответствии с конструкторской документацией.			

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение		
Номинальные фазные / межфазные напряжения переменного тока, В	3×57,7 / 100	3×(120-230)/ (208-400)	3×230/400
Классы точности при измерении активной электрической энергии: - ГОСТ 31819.22-2012 - ГОСТ 31819.21-2012	0,2S; 0,5S 1		
Классы точности при измерении реактивной электрической энергии: - ГОСТ 31819.23-2012 - ЮТЛИ.422863.001ТУ	1; 2 0,5 ¹⁾		
Номинальная частота сети, Гц	50		
Базовый (<i>I</i> _б) или номинальный (<i>I</i> _{ном}) ток, А	1; 5	5; 10	5; 10
Максимальный (<i>I</i> _{макс}) ток, А	1,5; 7,5; 10	7,5; 10; 60; 80; 100	7,5; 10; 60; 80; 100
Передаточное число телеметрического/поверочного выхода, для счетчиков с каналом связи, имп./ (кВт·ч) (имп./ (квар·ч)): - <i>I</i> _{макс} =1,5 А - <i>I</i> _{макс} =7,5 А; 10 А - <i>I</i> _{макс} =60 А - <i>I</i> _{макс} =80 А; 100 А	100000/ 1000000 10000 / 100000 - -	- 3200 / 32000 500 / 5000 300 / 3000	
Передаточное число телеметрического выхода, для счетчиков без каналов связи, имп. / (кВт·ч) (имп. / (квар·ч)): - <i>I</i> _{макс} =7,5 А; 10 А - <i>I</i> _{макс} =60 А; 80 А; 100 А	- -	3200 400; 800	
Стартовый ток при измерении активной электрической энергии для классов точности, А, не менее: - 0,2S - 0,5S - 1	0,001· <i>I</i> _{ном} 0,001· <i>I</i> _{ном} 0,002· <i>I</i> _{ном} / 0,004· <i>I</i> _б		

Наименование параметра	Значение	
Стартовый ток при измерении реактивной электрической энергии для классов точности, А, не менее: - 0,5 ¹⁾ - 1 - 2	$0,001 \cdot I_{\text{ном}} / 0,002 \cdot I_{\text{б}}$ $0,002 \cdot I_{\text{ном}} / 0,004 \cdot I_{\text{б}}$ $0,003 \cdot I_{\text{ном}} / 0,005 \cdot I_{\text{б}}$	
Диапазон измерений силы переменного тока, А ⁴⁾	от $0,1 \cdot I_{\text{ном(б)}}$ до $I_{\text{макс}}$	
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений силы переменного тока, % ^{2) 4)}	±0,5	
Диапазон измерений фазного напряжения переменного тока, В ⁴⁾	от 45 до 75	от 100 до 275
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений фазного напряжения переменного тока, % ^{2) 4)}	±0,5	
Диапазон измерений установившегося отклонения напряжения переменного тока, % ⁴⁾	от -20 до +25	
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений установившегося отклонения напряжения переменного тока, % ^{2) 4)}	±0,5	
Диапазон измерений отрицательного отклонения напряжения переменного тока $\delta U_{(-)}$, % ⁴⁾	от 0 до 20	
Диапазон измерений положительного отклонения напряжения переменного тока $\delta U_{(+)}$, % ⁴⁾	от 0 до 25	
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений положительного и отрицательного отклонения напряжения переменного тока, % ^{2) 4)}	±0,5	
Диапазон измерений частоты сети, Гц ⁴⁾	от 42,5 до 57,5	
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений частоты переменного тока в нормальных условиях измерений, Гц ⁴⁾	±0,05	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты переменного тока в температурном диапазоне рабочих условий измерений, Гц ⁴⁾	±0,2	
Диапазон измерений коэффициента мощности ⁴⁾	от -1 до +1	
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений коэффициента мощности ^{2) 4)}	±0,02	

Наименование параметра	Значение
Диапазон измерений активной, реактивной и полной электрической мощности, Вт (вар, В·А) ^{2) 3) 4)}	от $(3 \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,05 \cdot I_{\text{ном(б)}})$ до $(3 \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{макс}})$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной электрической мощности, для классов точности, % ^{2) 3) 4)} : - 0,2S; 0,5S - 1	при $\cos\varphi=1$ при $\cos\varphi=0,5$ ±0,5 ±0,6 ±1,0 ±1,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной электрической мощности для классов точности, % ^{2) 3) 4)} : - 0,5; 1,0 - 2,0	при $\sin\varphi=1$ при $\sin\varphi=0,5$ ±1,0 ±1,2 ±2,0 ±2,4
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений полной мощности для всех классов точности, % ^{2) 3) 4)}	±3,0
Пределы допускаемой основной погрешности хода часов в нормальных условиях, с/сут ⁴⁾	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности суточного хода часов, с/сутки, в температурном диапазоне рабочих условий измерений, ⁴⁾	±3,0
Примечания ¹⁾ В виду отсутствия класса точности 0,5 в ГОСТ 31819.23-2012, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии счетчиков класса точности 0,5 приведены далее. ²⁾ Средний температурный коэффициент в температурных диапазонах от -40 до +15 °С и свыше +25 до +60 °С не более 0,05 %/°С. ³⁾ Усреднение на интервале 1 с. ⁴⁾ Для многотарифных и многофункциональных счетчиков.	

Таблица 3 – Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии для счетчиков класса точности 0,5

Значение тока для счетчиков		Коэффициент $\sin \varphi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %
Непосредственного включения	Включаемых через трансформатор		
$0,05 \cdot I_6 < I < 0,1 \cdot I_6$	$0,02 \cdot I_{\text{ном}} < I < 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 1,0$
$0,1 \cdot I_6 \leq I < I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,5$
$0,1 \cdot I_6 < I < 0,2 \cdot I_6$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} < I < 0,1 \cdot I_{\text{ном}}$	0,5L; 0,5C	$\pm 1,0$
$0,2 \cdot I_6 \leq I < I_{\text{макс}}$	$0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < I_{\text{макс}}$	0,5L; 0,5C	$\pm 0,5$
$0,2 \cdot I_6 < I < I_{\text{макс}}$	$0,1 \cdot I_{\text{ном}} < I < I_{\text{макс}}$	0,25L; 0,25C	$\pm 1,0$

Таблица 4 – Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии для счетчика класса точности 0,5 при наличии тока в одной (любой) из последовательных цепей и при отсутствии тока в других последовательных цепях и симметричных напряжениях

Значение тока для счетчиков		Коэффициент $\sin \varphi$	Пределы допускаемой основной погрешности, %
Непосредственного включения	Включаемых через трансформатор		
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,6$
$0,2 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5L; 0,5C	$\pm 1,0$

Для счетчиков класса точности 0,5 при измерении реактивной электрической энергии, разность между значением погрешности, выраженной в процентах, при однофазной нагрузке счетчика и значением погрешности, выраженной в процентах, при симметричной многофазной нагрузке, номинальном токе и $\sin \varphi$ равном 1, не превышает $\pm 1,0$ %.

Таблица 5 – Средний температурный коэффициент при измерении реактивной электрической энергии для счетчиков класса точности 0,5 в нормируемом диапазоне температур

Значение тока для счетчиков		Коэффициент $\sin \varphi$	Средний температурный коэффициент, %/°C, не более
Непосредственного включения	Включаемых через трансформатор		
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,03
$0,2 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5L; 0,5C	0,05

Таблица 6 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии для счетчиков класса точности 0,5 при изменении напряжения сети

Значение тока для счетчиков		Коэффициент $\sin \varphi$	Пределы допускаемой дополнительной погрешности, % *
Непосредственного включения	Включаемых через трансформатор		
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,2$
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5L; 0,5C	$\pm 0,4$

Значение тока для счетчиков		Коэффициент sin φ	Пределы допускаемой дополнительной погрешности, % *
Непосредственного включения	Включаемых через трансформатор		
Примечание - * - при значениях напряжения переменного тока: 1) для счетчиков ПУЛЬСАР 3/1: - от 52 до 64 В; в пределах от 46 до 52 В и от 64 до 68 В пределы допускаемой относительной погрешности могут в три раза превышать значения приведенные в таблице 6; при напряжении менее 46 В пределы допускаемой относительной погрешности составляют от плюс 10 до минус 100 %; 2) для счетчиков ПУЛЬСАР 3/2: - от 108 до 253 В, в пределах от 96 до 108 В и от 253 до 265 В пределы допускаемой относительной погрешности могут в три раза превышать значения приведенные в таблице 6; при напряжении менее 98 В пределы допускаемой относительной погрешности составляют от плюс 10 до минус 100 %; 3) для счетчиков ПУЛЬСАР 3/3: - от 207 В до 253 В; в пределах от 184 до 207 В и от 253 до 265 В пределы допускаемой относительной погрешности могут в три раза превышать значения приведенные в таблице 6; при напряжении менее 184 В пределы допускаемой относительной погрешности составляют от плюс 10 до минус 100 %.			

Таблица 7 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений реактивной энергии для счетчиков класса точности 0,5 при изменении частоты

Значение тока для счетчиков		Коэффициент $\sin \varphi$	Пределы допускаемой дополнительной погрешности, %
Непосредственного включения	Включаемых через трансформатор		
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\max}$	$0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$	1,0	$\pm 0,5$
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\max}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$	0,5L; 0,5C	$\pm 0,5$

Таблица 8 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии для счетчиков класса точности 0,5, вызванная постоянной составляющей и четными гармониками в цепи переменного тока

Значение тока для счетчиков	Коэффициент $\sin \varphi$	Пределы дополнительной погрешности, %
$0,71 \cdot I_{\max}$	1,0	$\pm 2,0$

При измерении реактивной электрической энергии счетчик класса 0,5 включается и продолжает регистрировать показания при номинальном напряжении и силе переменного тока в каждой фазе $0,001 \cdot I_{\text{ном}}$ ($\sin \varphi = 1$). Пределы допускаемой относительной погрешности счетчика на этой нагрузке не превышает ± 30 %.

Таблица 9 – Изменение относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии для счетчиков класса точности 0,5, вызванной самонагревом

Значение тока для счетчиков	Коэффициент $\sin \varphi$	Пределы изменения погрешности, %
$I_{\max}$	1,0	$\pm 0,2$
$I_{\max}$	0,5L	$\pm 0,2$

Таблица 10 – Изменение относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии для счетчиков класса точности 0,5, вызванной кратковременной перегрузкой входным током амплитудой $20 \cdot I_{\max}$ в течении 0,5 с

Значение тока для счетчиков	Коэффициент $\sin \varphi$	Пределы изменения погрешности, %
$I_{\text{ном}}(I_6)$	1,0	$\pm 0,1$

Таблица 11 – Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии для счетчиков класса точности 0,5, вызванной другими влияющими величинами

Влияющая величина	Значение тока	Коэффициент $\sin \varphi$ (при индуктивной нагрузке)	Пределы изменения погрешности, %
Постоянная магнитная индукция внешнего происхождения	$I_{\text{ном/б}}$	1,0	$\pm 2,0$
Магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл	$I_{\text{ном/б}}$	1,0	$\pm 2,0$
Радиочастотные электромагнитные поля	$I_{\text{ном/б}}$	1,0	$\pm 2,0$
Кондуктивные помехи, наводимые радиочастотными полями	$I_{\text{ном/б}}$	1,0	$\pm 2,0$
Наносекундные импульсные помехи	$I_{\text{ном/б}}$	1,0	$\pm 2,0$
Устойчивость к колебательным затухающим помехам	$I_{\text{ном/б}}$	1,0	$\pm 2,0$

Таблица 12 – Основные технические характеристики счетчиков

Наименование характеристики	Значение
Количество тарифов (для многотарифных и многофункциональных счетчиков)	4
Длительность хранения информации при отключении питания, лет	40
Потребляемая мощность: - по каждой цепи тока, В·А, не более - по каждой цепи напряжения, В·А (Вт), не более - дополнительных модулей связи, Вт, не более	0,3 10 (2) 3
Параметры телеметрического выхода: - напряжение, В - ток, мА - длительность импульса, мс: а) в телеметрическом режиме б) в поверочном режиме	от 5 до 24 от 10 до 30 80 1
Цена одного разряда счетного механизма, имп. / (кВт·ч) (имп. / (квар·ч)) для счетчиков с ЖКИ: - младшего - старшего	10^{-2} 10^5
Цена одного разряда счетного механизма, имп. / (кВт·ч) (имп. / (квар·ч)) для счетчиков с электромеханическим отсчетным устройством: - младшего - старшего	10^{-1} 10^4

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг, не более: - для корпуса на дин-рейку - для корпуса с универсальной установкой - для корпуса сплит (с раздельной архитектурой)	0,8 1,3 1,9
Габаритные размеры (высота × длина × ширина), мм, не более: - для корпуса на дин-рейку - для корпуса с универсальной установкой - для корпуса сплит (с раздельной архитектурой)	73×150×102 75×260×175 124×260×240
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %	от +15 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре плюс 25 °С, %, не более	от -40 до +60 98
Срок службы литиевой батареи, лет	16
Средний срок службы, лет	32
Средняя наработка на отказ, ч	318160

Знак утверждения типа

наносится на лицевой панели счетчика и титульных листах эксплуатационной документации методом офсетной печати, или другим способом, не ухудшающим качество.

Комплектность средства измерений

Комплектность счетчиков приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Комплектность счетчиков

Наименование	Обозначение
Счетчик электрической энергии трехфазный электронный ПУЛЬСАР 3	ЮТЛИ.422863.001-XX*
Руководство по эксплуатации (паспорт)	-
Методика поверки**	-
Программное обеспечение**	«DeviceAdjuster.exe»
Упаковка	-
Радиолинк	ЮТЛИ.469445.118***
Конвертер RS-485/USB	ЮТЛИ.468359.003***
Оптопорт USB	ЮТЛИ.469445.141***
Оптопорт USB-IEC	ЮТЛИ.469445.155***
Фотосчитывающее устройство DIN	ЮТЛИ.469445.125***
Фотосчитывающее устройство IEC	ЮТЛИ.469445.153***
Фотосчитывающее устройство SPLIT	ЮТЛИ.469445.154***
* – где XX – исполнение счетчика в соответствии с конструкторской документацией; ** – поставляется по требованию эксплуатирующей организации в электронном виде; *** – поставляется по отдельному договору.	

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе № 5 «Описание счетчика и принципа его работы» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии»;

ГОСТ 31819.21-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2»;

ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;

ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;

ГОСТ 30804.4.30-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии»;

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

ЮТЛИ.422863.001ТУ «Счетчики электрической энергии трехфазные электронные ПУЛЬСАР 3. Технические условия»;

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты».

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «ТЕПЛОВОДОХРАН» (ООО НПП «ТЕПЛОВОДОХРАН»)

ИНН 6230028315

Адрес: 390027, г. Рязань, ул. Новая, д. 51В, лит. Ж, Неж. Помещ. Н2

Телефон: +7 (4912) 24-02-70

Факс: +7 (4912) 24-04-78

E-mail: info@pulsarm.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Адрес: 117546, г. Москва, Харьковский пр-д, д. 2, эт. 2, помещ. I, ком. 35,36

Телефон: +7 (495) 278-02-48

E-mail: info@ic-rm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311390.

в части внесения изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» июня 2023 г. № 1252

Регистрационный № 80962-21

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии «Западно-Сибирская ТЭЦ-филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии «Западно-Сибирская ТЭЦ-филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени технологическими объектами Западно-Сибирская ТЭЦ-филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК, сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий: устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе ЭКОМ-3000 и технические средства приема-передачи данных;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ООО «ЕвразЭнергоТранс», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных (ССД), сервер обмена данными (СОД), УССВ на базе ГЛОНАСС-приемника типа ИСС, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей поступают на соответствующие входы счётчика. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы, а также отображение информации на подключенных к УСПД устройствах.

На верхнем— третьем уровне системы ССД выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов и отображение информации на мониторах АРМ.

СОД считывает данные из базы данных ССД и осуществляет формирование и передачу данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ по каналу связи Internet через интернет-провайдера.

СОД также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит устройство синхронизации времени (УСВ) ИСС, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени ССД со шкалой времени ИСС осуществляется во время сеанса связи с ИСС. При наличии любого расхождения шкалы времени ССД со шкалой времени ИСС производится синхронизация шкалы времени ССД.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИСС осуществляется во время сеанса связи с ИСС. При наличии любого расхождения шкалы времени УСПД со шкалой времени ИСС производится синхронизация шкалы времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счетчиков электрической энергии со шкалой времени УСПД осуществляется встроенным программным обеспечением УСПД по интерфейсу RS 485 с периодичностью 1 раз в 30 мин. При расхождении шкал времени счетчиков и УСПД равном или более 2 с, проводится коррекция шкалы времени счетчиков.

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

Заводской № ЕКМН.466453.024 наносится в соответствующее поле маркировочной таблички, закрепленной на электротехническом шкафу АИИС КУЭ, а также указывается в паспорте-формуляре.

Пломбирование АИИС КУЭ не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, приведенные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/ УССВ/ Сервер
1	2	3	4	5	6
1	Западно-Сибирская ТЭЦ, ТГ-6 110МВт	ТШВ-15 8000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1836-63	ЗНОМ-15-63 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 ИСС Рег. № 71235-18 Сервер сбора данных ProLaind DL360 GEN10
2	Западно-Сибирская ТЭЦ, ТГ-7 110МВ	ТШЛ20Б-1 8000/5 Кл.т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
3	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.106 ТГ-5 110МВт	ТШЛ20Б-1 8000/5 Кл.т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
4	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.33 ТГ-2 50МВт	ТПШФ 5000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 519-50	НОМ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 363-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
5	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.51 ТГ-3 60МВт	ТПШФ 5000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 519-50	ЗНОЛ.06 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
6	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.70 ТГ-4 100МВт	ТШЛ 20 8000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.9 ТГ-1 60МВт	ТПШФ 5000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 519-50	ЗНОМ-15-63 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 ИСС Рег. № 71235-18 Сервер сбора данных ProLaind DL360 GEN10
8	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.71 РП «Стройдвор» ВВ-1	ТВЛМ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
9	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.97 РП «Стройдвор» ВВ-2	ТВЛМ 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 45040- 10	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
10	Западно-Сибирская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ЗСМК- Западно- Сибирская ТЭЦ I цепь	ТВ 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 19720- 00	НКФ110-57 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-58	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
11	Западно-Сибирская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ЗСМК- Западно- Сибирская ТЭЦ II цепь	ТВ 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 19720- 00	НКФ110-57 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-58	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
12	Западно-Сибирская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ЗСМК- Западно- Сибирская ТЭЦ III цепь	ТВ 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 19720- 00	НКФ110-57 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-58	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
13	Западно-Сибирская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ЗСМК- Западно- Сибирская ТЭЦ IV цепь	ТВ 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 19720- 00	НКФ110-57 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-58	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
14	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.10 РП-15 ВВ-1	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59 ТПОЛ 10 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.100 РП-70 ВВ-1	ТВЛМ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 ИСС Рег. № 71235-18 Сервер сбора данных ProLaind DL360 GEN10
16	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.103 РП-74 ВВ-2	ТВЛМ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
17	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.105 РП-23 ВВ-2	ТШВ-15 8000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1836-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
18	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.12 РП-83 ВВ-1	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59 ТПОЛ 10 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
19	Западно-Сибирская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ЗС ТЭЦ- Опорная-11-1	ТФЗМ-110Б- ШУ1 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ110-57 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-58	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
20	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.13 ЦРП ЦОФ «Кузнецкая» ВВ-4	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
21	Западно-Сибирская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ЗС ТЭЦ- Опорная-11-2	ТФЗМ-110Б- ШУ1 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ110-57 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-58	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
22	Западно-Сибирская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ЗС ТЭЦ- Опорная-20-1	ТФЗМ-110Б- ШУ1 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ110-57 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-58	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
23	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.16 РП-80 ВВ-1	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59 ТПОЛ 10 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 ИСС Рег. № 71235-18 Сервер сбора данных ProLaind DL360 GEN10
24	Западно-Сибирская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ЗС ТЭЦ- Опорная-20-2	ТФЗМ-110Б- ШУ1 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2793- 71	НКФ110-57 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-58	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
25	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.17 Тяговая РП «Новокузнецк- Северный» ВВ-1	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59 ТПОЛ 10 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
26	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.29 РП-26 ВВ-2	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59 ТПОЛ 10 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
27	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.3 РП-43 ВВ-1	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59 ТПОЛ 10 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
28	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.30 ЦРП ЦОФ «Кузнецкая» ВВ-2	ТПОЛ 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47958- 11	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 ИСС Рег. № 71235-18 Сервер сбора данных ProLaind DL360 GEN10
29	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.32 РП-3 ВВ-4	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59 ТПОЛ 10 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
30	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.34 РП-4 ВВ-2	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59 ТПОЛ 10 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
31	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.36 Тяговая РП «Новокузнецк- Северный» ВВ-2	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59 ТПОЛ 10 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
32	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.37 РП-45 ВВ-1	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59 ТПОЛ 10 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
33	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.4 РП-26 ВВ-1	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59 ТПОЛ 10 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 ИСС Рег. № 71235-18 Сервер сбора данных ProLaind DL360 GEN10
34	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.44 РП-42 ВВ-1	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59 ТПОЛ 10 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
35	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.48 ЦРП ЦОФ «Кузнецкая» ВВ-1	ТПОЛ-К- 10 У2 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 63265- 16	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 11094- 87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
36	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.5 РП-3 ВВ-1	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59 ТПОЛ 10 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
37	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.50 РП-36 ВВ-2	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59 ТПОЛ 10 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 11094- 87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
38	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.55 РП-2 ВВ-2	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59 ТПОЛ 10 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 11094- 87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 ИСС Рег. № 71235-18 Сервер сбора данных ProLaind DL360 GEN10
39	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.57 РП-14 ВВ-1	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59 ТПОЛ 10 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 11094- 87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
40	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.58 ЦРП ЦОФ «Кузнецкая» ВВ-3	ТПОЛ 10 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02 ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 11094- 87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
41	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.59 РП-41 ВВ-3	ТПОЛ 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47958- 11	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 11094- 87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
42	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.60 РП-27 ВВ-2	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59 ТПОЛ 10 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 11094- 87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
43	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.61 РП-1 ВВ-3	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59 ТПОЛ 10 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 11094- 87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 ИСС Рег. № 71235-18 Сервер сбора данных ProLaind DL360 GEN10
44	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.73 РП-74 ВВ-1	ТЛК-СТ 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 58720- 14	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
45	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.75 РП-23 ВВ-1	ТШВ-15 8000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1836-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
46	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.76 РП-75 ВВ-2	ТЛО-10 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433- 11	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
47	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.80 РП-70 ВВ-2	ТВЛМ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
48	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.98 РП-75 ВВ-1	ТЛО-10 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433- 11	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
49	Западно-Сибирская ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 32Т 16МВА	ТВЛМ-10 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1856-63	ЗНОЛ.6 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
50	Западно-Сибирская ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 33Т 16МВА	ТЛМ-10 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ.6 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
51	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.102 29Т 16МВА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 ИСС Рег. № 71235-18 Сервер сбора данных ProLaind DL360 GEN10
52	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.96 84Т	ТВЛМ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
53	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.110 31Т 16МВА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
54	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.14 20Т 16МВА	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 11077-07	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
55	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.27 82Т	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59 ТПОЛ 10 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
56	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.38 22Т 16МВА	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 11077-07	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
57	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.39 25Т 16МВА	ТПШЛ-10 5000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
58	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.40 30Т 16МВА	ТЛШ-10 3000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 11077-07	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
59	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.56 23Т 16МВА	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 11077- 07	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 ИСС Рег. № 71235-18 Сервер сбора данных ProLaind DL360 GEN10
60	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.6 81Т	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59 ТПОЛ 10 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
61	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.62 24Т 16МВА	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 11077- 07	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
62	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.66 27Т 16МВА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1423- 60	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
63	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.69 103Т 2,5МВА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1423- 60	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
64	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.74 28Т 16МВА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1423- 60	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
65	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.8 21Т 16МВА	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 11077- 07	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
66	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.92 104Т 2,5МВА	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1423- 60	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
67	Западно-Сибирская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч.35 26Т	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261- 59 ТПОЛ 10 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 1261- 02	НАМИ-10- 95УХЛ2 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186- 05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09 ИСС Рег. № 71235-18 Сервер сбора данных ProLaind DL360 GEN10

Примечания:

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

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.

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

4 Допускается замена ПО на аналогичное с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.

5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнер- гии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с
1	2	3	4	5
2, 3	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,7 2,8	± 5
37 - 43	Активная Реактивная	1,0 2,2	5,5 3,4	
4, 7, 10 - 13, 17, 64	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7	
1, 5, 6, 8, 14 - 16, 18 - 34, 36, 45, 47, 49 - 53, 55, 57, 60, 62, 63, 66, 67	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,6 3,5	
35, 59, 61	Активная Реактивная	1,0 2,2	4,9 3,2	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
44	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,6	± 5
9, 46, 48, 54, 56, 58, 65	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,0 3,3	

Примечания:
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
3 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 +5 до +30 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	67
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 20 до 100 от 49,85 до 50,15 0,9 от 21 до 25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С – температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -40 до +45 от -10 до 30 от 10 до 30 от 10 до 30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 72 165000 72 140000 72 90000 72

Продолжение таблицы 4

1	2
УСПД ЭКОМ-3000 (рег. № 17049-09): - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более	75000 24
ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	0,99 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 10 45 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания 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.

Регистрация событий:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВ	12
Трансформатор тока	ТВЛМ	2
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	13
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	3
Трансформатор тока	ТЛШ-10	18
Трансформатор тока	ТПОЛ	6
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	23
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	46
Трансформатор тока	ТПОЛ-К-10 У2	3
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	18
Трансформатор тока	ТПШФ	9
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-ШУ1	12
Трансформатор тока	ТШВ-15	7
Трансформатор тока	ТШЛ 20	3
Трансформатор тока	ТШЛ20Б-1	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	12
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	12
Трансформатор напряжения	НКФ110-57	6
Трансформатор напряжения	НОМ-10	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	51
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	9
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	7
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройства синхронизации времени	ИСС	1
ССД	ProLiant DL360 Gen10	1
СОД	DELL PowerEdge 2950	1
Формуляр-Паспорт	ЕКМН.466453.024 ФО-ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии «Западно-Сибирская ТЭЦ-филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК», аттестованном ФБУ «Кузбасский ЦСМ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310473 от 20.09.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «ЕВРАЗ Объединённый Западно-Сибирский металлургический комбинат» (АО «ЕВРАЗ ЗСМК»)

ИНН 4218000951

Юридический адрес: 654043, Кемеровская область – Кузбасс, г. Новокузнецк, ш. Космическое, д. 16

Телефон: (3843) 59-59-00

E-mail: zsmk@evraz.com

Изготовитель

Акционерное общество «ЕВРАЗ Объединённый Западно-Сибирский металлургический комбинат» (АО «ЕВРАЗ ЗСМК»)

ИНН 4218000951

Адрес: 654043, Кемеровская область – Кузбасс, г. Новокузнецк, ш. Космическое, д. 16

Телефон: (3843) 59-59-00

E-mail: zsmk@evraz.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области - Кузбассе» (ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

Адрес места осуществления деятельности: 654032, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Народная, д. 49

Юридический адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Телефон: 8 (3843) 36-41-41

E-mail: info@nf.kuzcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312319.