

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» марта 2025 г. № 636

Регистрационный № 85947-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 574
ПСП «Герасимовское»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 574 ПСП «Герасимовское» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на измерении массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений, при котором массу брутто нефти определяют с применением измерительных и комплексных компонентов: преобразователей объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода, температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы комплексов измерительно-вычислительных «SyberTrol» (ИВК), которые преобразуют их и вычисляют массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Масса нетто нефти вычисляется как разность массы брутто нефти и массы балласта. Масса балласта вычисляется как общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти, определяемых по результатам лабораторных исследований пробы нефти.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта.

В состав СИКН входят:

- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок измерений показателей качества нефти (БИК);
- блок поверочной установки (БПУ);
- система обработки информации (СОИ).

БИЛ представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую четыре измерительные линии (ИЛ), оснащенные средствами измерений объемного расхода, давления и температуры нефти, фильтрами, запорной и регулирующей арматурой.

БИК представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую линию контроля качества, оснащенную средствами измерений плотности, вязкости, объемной доли воды, расхода, температуры и давления нефти, циркуляционными насосами, автоматическими пробоотборниками, запорной и регулирующей арматурой.

БПУ включает в себя трубопоршневую поверочную установку (ТПУ), представляющую собой калиброванный участок трубопровода в комплекте с шаровым поршнем, оснащенный детекторами прохода поршня, средствами измерений температуры и давления нефти.

СОИ включает в себя ИВК и автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора на базе персонального компьютера с установленным программным обеспечением (ПО) «Визард СИКН ST».

Основные измерительные и комплексные компоненты, входящие в состав СИКН, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Тип СИ	Номер в ФИФОЕИ*
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	16128-01
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
	14061-15
Преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры	14683-00
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P	56381-14
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 68	22256-01
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01
Влагомер нефти поточный модели LC	16308-02
Влагомер поточный модели L	56767-14
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827	15642-01
Преобразователь плотности и вязкости FVM	62129-15
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная	12888-99
Комплексы измерительно-вычислительные «SyberTrol»	16126-02
* - регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	

Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) отображение текущих значений технологических и учетных параметров;
- 2) формирование и печать текущих и архивных данных: журналов, трендов, отчетов, паспорта качества нефти, акта приема-сдачи нефти;
- 3) запись и хранение архивов;
- 4) вычисление массы нетто нефти при «ручном вводе» с АРМ оператора параметров нефти, определяемых по результатам лабораторных исследований пробы нефти;
- 5) выполнение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) измерительного канала (ИК) объемного расхода нефти по ТПУ;
- 6) выполнение КМХ ИК плотности нефти по ареометру и по резервному ИК плотности;
- 7) обеспечение защиты ПО «Визард СИКН ST», данных архива и системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование компонентов СИКН от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с МИ 3002-2006.

Заводской номер 50377 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен на маркировочную табличку печатным способом, обеспечивающим идентификацию, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации СИКН и в эксплуатационную документацию. Маркировочная табличка СИКН представлена на рисунке 1.

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

Общий вид СИКН представлен на рисунке 2.



Рисунок 1 – Маркировочная табличка



Рисунок 2 – Общий вид СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение СИКН включает в себя встроенное ПО измерительных и комплексных компонентов в составе СИКН и ПО «Визард СИКН ST», установленное на АРМ оператора.

Встроенное ПО ИВК осуществляет сбор, обработку и передачу измерительной информации на АРМ оператора. ПО «Визард СИКН ST» осуществляет отображение технологических и учетных параметров, журнала сообщений, запись и хранение архивов, выполнение поверки и КМХ преобразователей расхода по ТПУ, выполнение КМХ преобразователей плотности по ареометру и по резервному плотномеру.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО СИКН приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИБК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	SyberTro 1	«Визард СИКН ST»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	26.08	Не ниже v.1
Цифровой идентификатор ПО	aa6daa07 модуля «FIOM I/O Module»	Имя файла
		Значение цифрового идентификатора
		Модуль «Отображение технологических параметров»
		00000072.csc E7902F021F039892DACBABB0057BBF30
		00000716.nmd 44B83D2E0E0403C8DAE789EA7A8BF783
		00000736.nmd 28204E122A5BAB62EA5B51571FEC9B06
		00000737.nmd D24F78C4765B7BE6735410EA548D6BEF
		00000738.nmd F1AC14ED6C56C2A6D5EE4034C2653B55
		Модуль «Формирование архивов»
		00000069.csc 933FD4E509E59A055ED7A8899D8152C8
		00000651.nmd 179F2F22CD1B18D0A0C1C1CEC39565F5
		00000652.nmd 381AC0F85E6DBC2607E4332B77CB5A4F
		00000739.nmd 6D56BE003A9E03D56701BD97D4526CE7
	9b8a1aab модуля «FCPB Main Processor»	00000740.nmd DD0EF03D8F4D2C6F13F2C76110C3E2FB
		00000741.nmd 1D8B8397CA219F5509A16B0679DEBA23
		Модуль «Проверка и КМХ ПР по ТПУ»
		00000680.nmd F1A1744A3570CCAA1A0188A98E8B9923
		00000703.nmd 900A00EE05A48049C3884E6E147105E7
		00000742.nmd A14755CD95FBDCAFD5A0B253B6A24735
		00000743.nmd 727BBC4FCA6F2688ACC42D80770D2A66
		Модуль «КМХ рабочего ПП по резервному ПП»
		00000735.nmd A8A4BD563A0A3E0E48704E48A661C75D
		Модуль «КМХ ПП по ареометру»
		00000685.nmd 06644DECAD1BEC7E785C72DA73B6CE19
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора исполняемого кода	CRC32	MD5

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 14 до 280
Диапазон измерений объемного расхода нефти через одну ИЛ, м ³ /ч	от 14 до 140
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики измерительных каналов (ИК)

Наименование ИК	Место установки ИК	Состав ИК		Диапазон измерений ИК	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Измерительные компоненты	Комплексные компоненты		
1	2	3	4	5	6
ИК объемного расхода нефти	БИЛ	Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	ИВК	от 14 до 280 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,15 \%$
ИК объемного расхода нефти через одну ИЛ	БИЛ	Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	ИВК	от 14 до 140 м ³ /ч	$\delta = \pm 0,15 \%$
ИК температуры нефти	БИЛ, БИК, БПУ	Преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры; преобразователи измерительные Rosemount 3144P; термопреобразователи сопротивления платиновые серии 68; термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	ИВК	от 0 до +100 °C	$\Delta = \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ИК давления нефти	БИЛ, БИК, БПУ	Преобразователи давления измерительные 3051	ИВК	от 0 до 6 МПа	$\gamma = \pm 0,25 \%$
ИК плотности нефти	БИК	Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	ИВК	от 700 до 1000 кг/м ³	$\Delta = \pm 0,3 \text{ кг/м}^3$
ИК объемной доли воды в нефти	БИК	Влагомер нефти поточный модели LC; Влагомер поточный модели L	ИВК	от 0 до 2 %	$\Delta = \pm 0,07 \%$

Продолжение таблицы 4

Наименование ИК	Место установки ИК	Состав ИК		Диапазон измерений ИК	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Измерительные компоненты	Комплексные компоненты		
1	2	3	4	5	6
ИК вязкости нефти	БИК	Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827; Преобразователь плотности и вязкости FVM	ИВК	от 0,5 до 100 мм ² /с (сСт) от 0,5 до 100 мПа·с (сП)	$\gamma = \pm 1 \%$
ИК силы постоянного тока	СОИ	-	ИВК	от 4 до 20 мА	$\delta = \pm 0,05 \%$
ИК напряжения постоянного тока	СОИ	-	ИВК	от 1 до 5 В	$\delta = \pm 0,05 \%$
ИК частотно-импульсный	СОИ	-	ИВК	от 0 до 10000 Гц	$\Delta = \pm 1$ имп
В таблице приняты следующие обозначения и сокращения: Δ – абсолютная погрешность измерений, δ – относительная погрешность измерений, γ – приведенная погрешность измерений					

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Количество измерительных линий, шт.	4
Режим работы СИКН	непрерывный или периодический
Характеристики измеряемой среды: – избыточное давление нефти, МПа – температура нефти, °С – плотность нефти, кг/м ³ – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – скорость потока нефти в БИК, м/с	от 0,3 до 5,0 от +5 до +40 от 700 до 1000 0,5 100 0,05 от 0,3 до 1,0
Параметры электрического питания СИКН: – напряжение переменного тока измерительных цепей, В – напряжение переменного тока силовых цепей, В – частота переменного тока, Гц	220±22 380±38 50±1

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды средств измерений в составе БИЛ, БИК и БПУ, °С	от +5 до +40
– температура окружающей среды средств измерений в составе СОИ, °С	от +18 до +40
Примечание: основные технические характеристики могут быть изменены при изменении технологического режима работы СИКН	

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 574 ПСП «Герасимовское»	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 574 ПСП «Герасимовское», (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2024.49098).

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 расхода жидкости»;

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

Правообладатель

Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании
(АО «Томскнефть» ВНК)
ИНН 7022000310
Юридический адрес: 636780, Томская обл., г. Стрежевой, ул. Буровиков, д. 23

Изготовитель

Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании
(АО «Томскнефть» ВНК)
ИНН 7022000310
Адрес: 636780, Томская обл., г. Стрежевой, ул. Буровиков, д. 23

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области»
(ФБУ «Томский ЦСМ»)

Адрес: 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д. 17а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313315.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» марта 2025 г. № 636

Регистрационный № 67416-17

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-15 г. Санкт-Петербург, п. Парголово, Выборгское ш. 216 к. 1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-15 г. Санкт-Петербург, п. Парголово, Выборгское ш. 216 к. 1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, её обработку и хранение.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

Передача информации от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Лента» ТЦ Л-15 г. Санкт-Петербург, п. Парголово, Выборгское ш. 216 к. 1, наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 009 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	Счетчики	УССВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	БКТП ТЦ Лента 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	T-0,66 Коэф. тр. 2000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 22656-07	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07	УССВ	Сервер ООО «Лента»	Активная Реактивная	1,1 1,8	2,0 3,8
2	БКТП ТЦ Лента 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т2	T-0,66 Коэф. тр. 2000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 22656-07	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Активная Реактивная	1,1 1,8	2,0 3,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях шкалы времени UTC(SU)							±5 с	

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденное типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	АСВЭ 146.00.000.009 ФО с Изменением № 1	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 ООО «Лента» ТЦ Л-15 г. Санкт-Петербург, п. Парголово, Выборгское ш. 216 к. 1 для оптового рынка электроэнергии», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде ФР.1.34.2018.30832.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учёт Проект» (ООО «АКУП»)

ИНН 7725743133

Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская наб., д. 8, стр. 29А

Телефон: (985) 343-55-07

E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательные центры

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ивановской области» (ФБУ «Ивановский ЦСМ»)

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: (4932) 32-84-85

Факс: (4932) 41-60-79

E-mail: post@csm.ivanovo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311781.

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

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» марта 2025 г. № 636

Регистрационный № 80718-20

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «КВС»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных МУПП «Саратовводоканал» (сервер БД), сервер ПАО «Россети Волга», программный комплекс (ПК) «Энергосфера», устройства синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Для измерительных каналов (ИК) №№ 1-23 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи поступает на входы соответствующего УСПД. Далее информация при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ПАО «Россети Волга», где осуществляется обработка, формирование и хранение поступающей информации и передача на сервер БД в виде xml-файлов установленных форматов.

Для ИК №№ 1-23 вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется в счетчиках.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер БД. На сервере БД осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Также сервер БД может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Один раз в сутки сервер БД автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде xml-файлов установленных форматов. Файл с результатами измерений по электронной почте автоматически направляется от сервера БД на АРМ ООО «РН-Энерго». Передача информации от АРМ ООО «РН-Энерго» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭМ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Регламент предоставления результатов измерений и состояний объектов измерений» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера БД, часы сервера ПАО «Россети Волга», УСВ. УСВ обеспечивают передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера БД с соответствующим УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера БД производится при расхождении показаний часов с УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера ПАО «Россети Волга» с соответствующим УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки в автоматическом режиме. Сравнение показаний часов каждого УСПД с часами сервера ПАО «Россети Волга» осуществляется не реже 1 раза в сутки в автоматическом режиме.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера БД (для ИК №№ 24-52) осуществляется в автоматическом режиме во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Сравнение показаний часов счетчиков с часами соответствующего УСПД (для ИК №№ 1-23) осуществляется в автоматическом режиме во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки.

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «КВС» наносится на этикетку, расположенную

на тыльной стороне сервера БД, типографским способом. Дополнительно заводской номер 047 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814 В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Серверы / УСВ	Вид элек- тро- энергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчики	УСПД			Границы до- пускае- мой осно- вой отно- сительной погрешно- сти ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Гусёл- ка, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, Ф.604, КЛ-6 кВ Ф.604	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Сервер ПАО «Россети- Волга» СВ-04 Рег. № 74100-19	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,1
2	ПС 110 кВ Гусёл- ка, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, Ф.609, КЛ-6 кВ Ф.609	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСПД-1: ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	Сервер МУПП «Са- ратоводо- канал»	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,1
3	ПС 110 кВ Гусёл- ка, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Ф.617, КЛ-6 кВ Ф.617	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Сервер МУПП «Са- ратоводо- канал»	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,1
4	ПС 110 кВ Гусёл- ка, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Ф.619, КЛ-6 кВ Ф.619	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110 кВ Жас-минная, РУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, Ф.1013, КЛ-10 кВ Ф.1013	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А ТПЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 44701-10 Фазы: С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСПД-2: ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	Сервер ПАО «Россети-Волга»	Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,2 5,1
6	ПС 110 кВ Жас-минная, РУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, Ф.1018, КЛ-10 кВ Ф.1018	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		СВ-04 Рег. № 74100-19	Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,2 5,1
7	ПС 110 кВ Киров-ская, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Ф.610, КЛ-6 кВ Ф.610	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		Сервер МУПП «Сара-товводо-канал»	Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
8	ПС 110 кВ Киров-ская, РУ-6 кВ, 4СШ 6 кВ, Ф.624, КЛ-6 кВ Ф.624	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСПД-3: ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
9	ПС 110 кВ Киров-ская, РУ-6 кВ, 3СШ 6 кВ, Ф.625, КЛ-6 кВ Ф.625	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ПС 110 кВ Пищевая, РУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, Ф.1014, КЛ-10 кВ Ф.1014	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСПД-4: ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	Сервер ПАО «Россети-Волга»	Активная	1,3	3,2
11	ПС 110 кВ Пищевая, РУ-10 кВ, 3СШ 10 кВ, Ф.1029, КЛ-10 кВ Ф.1029	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,3	3,2
12	ПС 110 кВ Промышленная, РУ-6 кВ, 3СШ 6 кВ, Ф.606, КЛ-6 кВ Ф.606	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД-5: ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	СВ-04 Рег. № 74100-19	Активная	1,1	3,0
13	ПС 110 кВ Промышленная, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Ф.639, КЛ-6 кВ Ф.639	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Сервер МУПП «Саратовводоканал»	Активная	1,3	3,2
14	ПС 110 кВ Мирный, РУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, Ф.1011, КЛ-10 кВ Ф.1011	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСПД-6: ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Активная	1,3	3,3
15	ПС 110 кВ Мирный, РУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, Ф.1012, КЛ-10 кВ Ф.1012	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП.4-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
							Активная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	ПС 110 кВ Сеча, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, Ф.601, КЛ-6 кВ Ф.601	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСПД-7: ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	Сервер ПАО «Россети- Волга» СВ-04 Рег. № 74100-19 Сервер МУПП «Са- ратовводо- канал» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,1	3,3
17	ПС 110 кВ Сеча, РУ-6 кВ, 4СШ 6 кВ, Ф.620, КЛ-6 кВ Ф.620	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,2
18	ПС 110 кВ Сеча, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, Ф.602	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 7069-82 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,2
19	ПС 110 кВ Сеча, РУ-6 кВ, 3СШ 6 кВ, Ф.613, КЛ-6 кВ Ф.613	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 7069-82 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,2
20	ПС 110 кВ Сеча, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, Ф.603	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-82 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Реак- тивная	2,2	5,1
21	ПС 110 кВ Сеча, РУ-6 кВ, 4СШ 6 кВ, Ф.614, КЛ-6 кВ Ф.614	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	ПС 110 кВ Сеча, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, Ф.607	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 7069-82 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСПД-7: ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	Сервер ПАО «Россети- Волга» СВ-04 Рег. № 74100-19	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,2	3,2 5,1
23	ПС 110 кВ Сеча, РУ-6 кВ, 4СШ 6 кВ, Ф.616, КЛ-6 кВ Ф.616	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Сервер МУПП «Са- раговодо- канал» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,1
24	РП Газовик 10 кВ, РУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.6, ВЛ-10 кВ №1	ТЛК-10 Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; С	НИОЛ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 31752-09 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	—	Сервер МУПП «Са- раговодо- канал» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,6
25	РП Газовик 10 кВ, РУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч.13, ВЛ-10 кВ №2	ТЛК-10 Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; С	НИОЛ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 31752-09 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная Реак- тивная	0,9 1,6	1,6 2,6
26	РП Кожзавод 6 кВ, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.1, КЛ-6 кВ Ф.601	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		Сервер МУПП «Са- раговодо- канал» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
27	РП Кожзавод 6 кВ, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.4, КЛ-6 кВ Ф.604	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
28	РП Кожзавод 6 кВ, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.20, КЛ-6 кВ Ф.620	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
29	РП Кожзавод 6 кВ, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.17, КЛ-6 кВ Ф.617	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		Сервер МУПП «Са- ратовводо- канал»	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
30	РП Поливанов- ский 10 кВ, РУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.11, КЛ-10 кВ Ф.1011	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	—	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
31	РП Поливанов- ский 10 кВ, РУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч.12, КЛ-10 кВ Ф.1012	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,5
32	ТП-826 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, 1СШ 0,4 кВ, панель 1	ТС Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,1 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
33	ТП-826 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2СШ 0,4 кВ, панель 5	ТС Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	—	Сервер МУПП «Са- ратоводо- канал» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,0	3,1
34	НС Сенومان 6 кВ, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.7	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-02 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-12 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	—		Реак- тивная	2,1	5,4
35	НС Сенومان 6 кВ, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.12	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-02 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-12 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	—		Актив- ная	1,1	3,0
36	РУ-0,4 кВ НС Лесная, 1СШ 0,4 кВ, Ввод-1 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	—		Реак- тивная	2,3	4,6
37	РУ-0,4 кВ НС Лесная, 2СШ 0,4 кВ, Ввод-2 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02.2-38 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	—		Актив- ная	1,0	3,1
38	НС Нитрон 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ 0,4 кВ, яч.4, Ввод- 1 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—		Реак- тивная	2,1	5,4
							Актив- ная	1,0	3,1
							Реак- тивная	2,1	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	НС Нитрон 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2СШ 0,4 кВ, яч.3, Ввод- 2 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		Сервер МУПП «Са- ратоводо- канал» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,0	3,1
40	РУ-0,4 кВ КНС-3, 1 СШ 0,4 кВ, па- нель 7	ТШП М-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 800/5 Рег. № 59924-15 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,3
41	РУ-0,4 кВ КНС-3, 2СШ 0,4 кВ, па- нель 9	ТШП М-0,66 У3 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 59924-15 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
42	ВРУ-0,4 кВ НС Сокол, ШВУ-1	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 22656-02 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	—		Актив- ная	1,0	3,1
43	ВРУ-0,4 кВ НС Сокол, ШВУ-2	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 6891-85 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
44	ТП-1845 (КНС-4) 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,0	3,1
							Реак- тивная	2,1	5,4
							Актив- ная	1,0	3,1
							Реак- тивная	2,1	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
45	ТП-1845 (КНС-4) 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	—	Сервер МУПП «Са- ратовводо- канал» УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,0	3,1
46	НС Вольская 10 кВ, РУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч.14, ВВ-10 кВ	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; В; С	НИОЛ-СТ-10 Кл.т. 0,5 10000√3/100√3 Рег. № 58722-14 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	—		Актив- ная	1,1	3,0
47	ВК-2 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ 0,4 кВ, панель 1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 58386-14 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	—		Актив- ная	1,0	3,1
48	ЯРП 0,4 кВ, ВРУ- 0,4 кВ, руб. ЯРП, КЛ-0,4 кВ	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—		Реак- тивная	2,1	5,4
49	ТП-2 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ 0,4 кВ, панель 7	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	—		Актив- ная	1,0	3,1
50	ТП-2 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2СШ 0,4 кВ, панель 6	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	—		Реак- тивная	2,1	5,4
							Актив- ная	1,0	3,1
							Реак- тивная	2,1	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
51	РУ-0,4 кВ НС Иловая, 2СП 0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ ГСК Томь-40А	ТТИ-30 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—	Сервер МУПП «Са- раговодо- канал»	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,3 5,5
52	РУ-0,4 кВ Клини- ка, Ввод 0,4 кВ	—	—	Ртутурый 234 АТМ-02 РВР.Р Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	—	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	3,1 5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 7-9, 13-17, 24, 25, 27, 40, 48, 51 указана для силы тока 2 % от I_{ном}; для остальных ИК указана для силы тока 5 % от I_{ном}; cosφ = 0,8инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД и УСВ на аналогичные утвержденные типов, а также замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	52
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 7-9, 13-17, 24, 25, 27, 40, 48, 51 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 7-9, 13-17, 24, 25, 27, 40, 48, 51 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °C температура окружающей среды в месте расположения серверов, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.02: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 234: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ типа УСВ-3: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ типа СВ-04: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 140000 2 220000 2 165000 2 320000 2 45000 2 110000 0,5

Продолжение таблицы 3

1	2
для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	75000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа Меркурий 234: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 170 10 45 5 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания серверов и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.
- журналы УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- журнал серверов:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки;
УСПД;
серверов.
– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
УСПД;
серверов.
Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	12
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	5
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	1
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	9
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	3
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-I	6
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ 10ХЛЗ	8
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	4
Трансформаторы тока	ТЛК-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	6
Трансформаторы тока	ТС	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	4
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	24
Трансформаторы тока	ТШП М-0,66 УЗ	6
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	6
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	3
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-30	6
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66УЗ	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	9
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП.4-10	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	НИОЛ-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-6	6
Трансформаторы напряжения	НИОЛ-СТ-10	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	16
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	24
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	9
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	3
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	7
Устройства синхронизации единого времени	СВ-04	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ПАО «Россети-Волга»	—	1
Сервер МУПП «Саратовводоканал»	—	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ЭНПР.411711.047.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «КВС», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
ИНН 5024145974

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Испытательный центр

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

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» марта 2025 г. № 636

Регистрационный № 82630-21

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Каргалинской ТЭЦ для филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Каргалинской ТЭЦ для филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

Счетчики подключаются непосредственно к ИВК через расширитель интерфейса RS-422/485 Nport 5630-16 MOXA. Устройство NPort представляет собой сервер последовательных интерфейсов, который предназначен для подключения счетчиков с интерфейсами RS-485 к сети Ethernet.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД), блок коррекции времени ЭНКС-2 (БКВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня.

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации от счетчиков электроэнергии (результат измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- передачу данных коммерческого учёта в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language – XML) смежным субъектам оптового рынка (ОРЭ), Системному оператору и Коммерческому оператору.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- сбор журналов событий счетчиков.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные 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 соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на ИВК центра сбора данных АИИС КУЭ, где производится обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, сбор и хранение результатов измерений.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). СОЕВ включает в себя часы сервера АИИС КУЭ, ЭНКС-2 и счетчиков. Блок коррекции времени ЭНКС-2 синхронизирует собственную шкалу времени с национальной шкалой времени UTC(SU) по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS, получаемым от встроенного приемника сигналов ГНСС ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени ЭНКС-2 происходит 1 раз в 60 минут. Коррекция шкалы времени сервера АИИС КУЭ выполняется при расхождении с показаниями ЭНКС-2 более чем на ± 2 с.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера осуществляется при каждом сеансе связи со счетчиками. Коррекция шкалы времени счетчика производится при расхождении времени счетчика и сервера более чем на ± 2 с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 002 указывается в паспорте-формуляре. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера». ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами АИИС КУЭ.

ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами.

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

Идентификационные данные ПК «Энергосфера» указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 9.0
Цифровой идентификатор ПО (Linux)	libpso_metr.so 01e3eae897f3ce5aa58ff2ea6b948061
Цифровой идентификатор ПО (Windows)	pso_metr.dll 6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2. Основные метрологические характеристики ИК приведены в таблице 3. Основные технические характеристики приведены в таблице 4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УССВ
1	2	3	4	5	6
1	Трансформатор Т-1 110кВ	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-05	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. № 36697-12	ЭНКС-2, Рег. № 37328-15
2	Трансформатор Т-2 110кВ	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-05	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. № 36697-12	
3	Трансформатор Т-3 110кВ	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-05	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. № 36697-12	
4	Трансформатор Т-4 110кВ	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-05	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. № 36697-12	
5	Трансформатор Т-5 110кВ	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-05	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. № 36697-12	
6	Трансформатор Т-6 110кВ	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-05	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. № 36697-12	
7	яч.25 ВЛ - 110 кВ КТЭЦ - ГП-7	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-05	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. № 36697-12	
8	яч.7 ВЛ -110 кВ КТЭЦ – Каргалинская- 1	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-05	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. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	яч.11 ВЛ -110 кВ КТЭЦ – Каргалинская-2	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-05	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. № 36697-12	ЭНКС-2, Рег. № 37328-15
10	яч.21 ВЛ -110 кВ КТЭЦ – СТЭЦ-1	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-05	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. № 36697-12	
11	яч.9 ВЛ -110 кВ КТЭЦ – СТЭЦ- 2	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-05	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. № 36697-12	
12	яч.28 ВЛ -110 кВ КТЭЦ – Гелий-1	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-05	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. № 36697-12	
13	яч.1 ВЛ -110 кВ КТЭЦ – Гелий-2-1	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-05	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. № 36697-12	
14	яч.23 ВЛ -110 кВ КТЭЦ – Гелий-2-2	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-05	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. № 36697-12	
15	яч.5 ВЛ -110 кВ КТЭЦ – Газзавод-1	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-05	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. № 36697-12	
16	яч.19 ВЛ -110 кВ КТЭЦ – Газзавод-3	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-05	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. № 36697-12	
17	Трансформатор Т-1 6 кВ	ТШВ15Б 6000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5719-76	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ЕА05RL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
18	Трансформатор Т-2 6 кВ	ТШЛ 20 6000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 84343-22	ЕА05RL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	Трансформатор Т-3 6 кВ	ТШВ15Б 6000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5719-76	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ЕА05RL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	ЭНКС-2, Рег. № 37328-15
20	яч.6А собств. нужды 1 ШР	ТВЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	ЕА05RL-B-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
21	яч.6Б собств. нужды 2 ШР	ТВЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	ЕА05RL-B-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
22	яч.24А собств. нужды 3 ШР	ТВЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	ЕА05RL-B-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
23	яч.24Б собств. нужды 4 ШР	ТВЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	ЕА05RL-B-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
24	яч.11Б собств. нужды 8 ШР	ТВЛМ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	ЕА05RL-B-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
25	яч.16В собств. нужды 9 ШР	ТВЛМ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	ЕА05RL-B-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
26	яч.16Г собств. нужды 10 ШР	ТВЛМ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	ЕА05RL-B-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
27	ГПЗ яч.2Ж ф.210 6 кВ	ТВЛМ-10 1000/5 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. № 36697-12	
28	ГПЗ яч.8Г ф.212 6 кВ	ТВЛМ-10 1000/5 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. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
29	ГПЗ яч.10Д ф.149 6 кВ	ТВЛМ-10 1000/5 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. № 36697-12	ЭНКС-2, Рег. № 37328-15
30	ГПЗ яч.12Б ф.304 6 кВ	ТВЛМ-10 1500/5 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. № 36697-12	
31	ГПЗ яч.12Г ф.101 6 кВ	ТВЛМ-10 1500/5 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. № 36697-12	
32	ГПЗ яч.14А ф.150 6 кВ	ТВЛМ-10 1000/5 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. № 36697-12	
33	ГПЗ яч.20Д ф.211 6 кВ	ТВЛМ-10 1000/5 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. № 36697-12	
34	ГПЗ яч.22Б ф.151 6 кВ	ТВЛМ-10 1500/5 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. № 36697-12	
35	ГПЗ яч.22В ф.102 6 кВ	ТВЛМ-10 600/5 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. № 36697-12	
36	ГПЗ яч.26А ф.325 6 кВ	ТВЛМ-10 1000/5 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. № 36697-12	
37	ГПЗ яч.30Г ф.320 6 кВ	ТВЛМ-10 1500/5 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. № 36697-12	
38	яч.81А собств. нужды 5 ШР	ТВЛМ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	ЕА05RL-В-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
39	яч.100А собств. нужды 6 ШР	ТВЛМ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ЕА05RL-B-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	ЭНКС-2, Рег. № 37328-15
40	яч.118А собств. нужды 7 ШР	ТВЛМ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	ЕА05L-B-4 Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97	
41	Генератор-1	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63М ЗНОМ-15-63 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 ф. А Рег. № 46277-10 ф. В, С Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
42	Генератор-2	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
43	Генератор-3	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
44	Генератор-4	ТШВ15Б 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5719-76	ЗНОЛ 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
45	Генератор-5	ТШВ15Б 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 6000/√3/100/√3, Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
46	Генератор-6	ТШВ15Б 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
47	Трансформатор 45Т яч.7 6 кВ	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ЕА02RL-P2B-3W Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
48	Резервный возбудитель 6 кВ	ТВЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ЕА02RAL-B-3W Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
49	СБК-1	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA02RL-P2BN-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	ЭНКС-2, Рег. № 37328-15
50	СБК-2	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA02RL-P2BN-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	
51	СБК-3	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA02RAL-B-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	
52	СБК-4	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA02RL-P2BN-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	
53	СБК-5	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA02RAL-B-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	
54	Наружное и охранное освещение	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA05L-B-4 Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97	
55	Собственные нужды 1Тр яч.78 6 кВ	ТЛМ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	EA02RL-P2BN-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	
58	Склад кабельного участка	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA05L-B-4 Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97	
59	ЦЦР	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA02RL-P2BN-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	
60	Сборка 13Н СПОЭР	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA05L-B-4 Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
61	Сборка 14Н СПОЭР	ТШП-0,66 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15173-06	-	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 16666-97	ЭНКС-2, Рег. № 37328-15
62	Сборка 21Н СПОЭР	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA02RL-P2BN-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	
63	Сборка 27Н СПОЭР	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 16666-97	
64	Сборка 32Н СПОЭР	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 16666-97	
65	Сборка 45Н СПОЭР	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA02RAL-B-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	
66	ВГМ-5000 СПОЭР	ТШП-0,66 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15173-06	-	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 16666-97	
67	Резервное питание проходной	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 16666-97	
68	Гаражи-1,2	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 16666-97	
70	Сборка 27ХВН ОЭСР	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA05L-B-4 Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97	
71	Дежурный гараж – склад	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA05L-B-4 Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
73	ЦЭТИ	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA02RAL-B-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	ЭНКС-2, Рег. № 37328-15
74	Рабочее питание проходной	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA05L-B-4 Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97	
75	Диспетчерская	ТОП-0,66 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-06	-	EA05L-B-4 Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97	
76	МТС-1	ТОП 0,66 40/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-01	-	EA05L-B-4 Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97	
77	МТС-2	ТОП 0,66 40/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15174-01	-	EA05L-B-4 Кл. т. 0,5S Рег. № 16666-97	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков на аналогичные утверждённых 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 УССВ на аналогичное 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.

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Таблица 3 Основные метрологические характеристики ИК			
Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-16, 27-37, 41- 46	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
17-26, 38, 39	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,6
40	Активная	1,2	5,7
47, 48	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,5	4,1
49-53, 59, 62, 65, 73	Активная	0,8	5,3
	Реактивная	1,9	2,7
54, 58, 60, 70, 71, 74-77	Активная	1,0	5,6
55	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,8
61, 63, 64, 66-68	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	
Примечания			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0.95.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	73
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94 ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83 ГОСТ Р 52425-2005	от 98 до 102 от 5 до 120 от 49,8 до 50,2 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для электросчетчиков, °C - для УСВ и сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от -10 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 2 50000 2 50000 1
Глубина хранения информации Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений, лет, не менее	45 2 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания/восстановления питания счетчика;
 - коррекции времени счетчика,

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирования;
- счетчиков электрической энергии;
 - клеммников измерительных трансформаторов;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
- защита информации на программном уровне:
 - пароль доступа на счетчики электрической энергии;
 - пароль доступа на сервер;

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока встроенный	ТВ	48
Трансформатор тока	ТШВ15Б	15
Трансформатор тока шинный	ТШЛ 20	12
Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	46
Трансформатор тока опорный	ТОП-0,66	60
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока шинный	ТШП-0,66	6
Трансформаторы тока опорные	ТОП 0,66	6
Трансформатор напряжения	НКФ110-57	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Трансформатор напряжения	НОМ-6	30
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	14
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63М	1
Трансформатор напряжения заземляемый	ЗНОЛ	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	33
Счетчик электроэнергии многофункциональный	ЕА05RL-B-4	3
Счетчик электроэнергии многофункциональный	ЕА05RL-B-3	9
Счетчик электроэнергии многофункциональный	ЕА05L-B-4	10
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕА02RL-P2B-3W	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕА02RAL-B-3W	1
Счетчик электроэнергии многофункциональный	ЕА02RL-P2BN-4	5
Счетчик электроэнергии многофункциональный	ЕА02RAL-B-4	4
Счетчик электроэнергии многофункциональный	ЕА02RL-P2BN-3	1
Счетчик электроэнергии многофункциональный	ЕА05RAL-B-4	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Устройство синхронизации времени	ЭНКС-2	1
Формуляр	РУАГ.411734.009 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Каргалинской ТЭЦ для филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314868.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»)

ИНН 6315376946

Юридический адрес: 143421, Московская обл., Красногорский р-н, автодорога «Балтия», тер. 26 км бизнес-центр «Рига-Ленд», стр. 3, оф. 506

Телефон: +7 (495) 980-59-00

Факс: +7 (495) 980-59-08

E-mail: info@tplusgroup.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»)

ИНН 6315376946

Адрес: 460024, г. Оренбург, Аксакова ул., д. 3

Юридический адрес: 143421, Московская обл., Красногорский р-н, автодорога «Балтия», тер. 26 км бизнес-центр «Рига-Ленд», стр. 3, оф. 506

Телефон: +7 (495) 980-59-00

Факс: +7 (495) 980-59-08

E-mail: info@tplusgroup.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7444052356

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

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

Телефон: +7 (351) 951-02-67

E-mail: encomplex@yandex.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» марта 2025 г. № 636

Регистрационный № 88490-23

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Смоленской ТЭЦ-2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Смоленской ТЭЦ-2 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации, а также измерения времени и интервалов времени.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ состоят из следующих уровней:

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

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

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 верхний – второй уровень системы, на котором выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, 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 в автоматизированном режиме измерительную информацию 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 от других АИИС КУЭ утвержденного типа.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК 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 счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками (не реже 1 раза в 1 сутки). При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ на ± 2 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Передача данных осуществляется по каналам связи со скоростью не менее 9600 бит/с, следовательно время задержки составляет менее 0,2 с.

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 счетчиков 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.

Возможность нанесения знака поверки на средство измерений отсутствует. Знак поверки наносится в формуляр на АИИС КУЭ и (или) на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». 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	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.6
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 6.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	Смоленская ТЭЦ-2, ТГ-1 (6 кВ)	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
2	Смоленская ТЭЦ-2, ТГ-2 (10 кВ)	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. № 1593-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
3	Смоленская ТЭЦ-2, ТГ-3 (10,5 кВ)	ТВ-СВЭЛ 10000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 67627-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 10500:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер: DEPO УССВ: УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная
4	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – Литейная с отп. I цепь (ВЛ-103)	ТВ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110-57 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22 Рег. № 86659-22 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – Литейная с отп. II цепь (ВЛ-104)	ТВ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110-57 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22 Рег. № 86659-22 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
6	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – Северная с отп. на ПС Восточная (ВЛ-135)	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110-57 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22 Рег. № 86659-22 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер: DEPO УССВ: УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная
7	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – Западная с отп. на ПС Восточная (ВЛ-136)	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110-57 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22 Рег. № 86659-22 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, КВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – КС-3-1 с отп. на ПС Феникс (КВЛ-141)	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22 НКФ 110-57 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
9	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – КС-3-2 с отп. на ПС Феникс (ВЛ-142)	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22 НКФ 110-57 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер: DEPO УССВ: УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная
10	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – Смоленск-1 с отп. на ПС Смоленск 2 I цепь (ВЛ-143)	ТВ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110-57 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22 Рег. № 86659-22 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – Смоленск-1 с отп. на ПС Смоленск 2 II цепь (ВЛ-144)	ТВ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110-57 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22 Рег. № 86659-22 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер: DEPO УССВ: УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная
12	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – Козино с отп. на ПС Диффузион I цепь (ВЛ-151)	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22 НКФ 110-57 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
13	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – Козино с отп. на ПС Диффузион II цепь (ВЛ-152)	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22 НКФ 110-57 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)

Номер ИК и классы точности компонентов (средств измерений), входящих в состав уровня ИИК	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 $P=0,95$ ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1, 2, 4 – 13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; счетчик 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,4
3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; счетчик 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,0	1,4
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,0	1,3	2,0	1,2	1,5	2,2
14, 15 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; счетчик 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,8	2,9	5,4	2,0	3,0	5,5
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электрической энергии от $+ 5^\circ \text{C}$ до $+ 35^\circ \text{C}$. 3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.							

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

Номер ИК и классы точности компонентов (средств измерений), входящих в состав уровня ИИК	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	3	4	5	6
1, 2, 4 – 13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; счетчик 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,8	1,2	2,0	1,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,5	2,6	1,7
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	4,4	2,6	4,6	2,8

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; счетчик 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	0,7	1,2	1,1
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	0,7	1,3	1,1
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,3	1,0	1,8	1,5
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	2,3	1,5	3,2	2,1
14, 15 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; счетчик 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,8	1,2	2,0	1,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,8	1,2	2,0	1,4
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	2,5	1,6	2,8	1,9
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	4,6	2,7	5,1	3,1

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 °С 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	15
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 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, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С 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

Продолжение таблицы 6

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
- среднее время восстановления работоспособности, сут, не более	3
Сервер АИИС КУЭ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
УССВ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	180000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
- при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер АИИС КУЭ:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера (серверного шкафа);

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

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

- счетчика (функция автоматизирована);
- сервера (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) Смоленской ТЭЦ-2 типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТШЛ 20	6
Трансформатор тока	ТВ-СВЭЛ	3
Трансформатор тока	ТВ	30
Трансформатор тока	ТГФМ-110 II*	1
Трансформатор тока	ТГФ110-II*	5
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(II)-СВЭЛ	3
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57	5
Трансформатор напряжения	НКФ 110	7
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	15
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	DEPO	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	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) Смоленской ТЭЦ-2, аттестованной ООО «Спецэнергопроект» г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Квадра» – «Генерирующая компания» (ПАО «Квадра»)

ИНН 6829012680

Юридический адрес: 300012, Тульская обл., г. Тула, ул. Тимирязева, д. 99в

Телефон: (4872) 25-43-59

Изготовитель

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

ИНН 3327304235

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

Телефон: (4922) 33-67-66, (4922) 33-79-60, (4922) 33-93-68

E-mail: st@sicon.ru

Испытательные центры

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

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

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

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

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

Юридический адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4,
помещ. I, ком. № 6, 7

Адрес места осуществления деятельности: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе,
д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. № 6, 7

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» марта 2025 г. № 636

Регистрационный № 81442-21

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения ПАО «Роствертол»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения ПАО «Роствертол» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

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

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

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ООО «РТ-Энерго», программный комплекс (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется формирование и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее данные по ИК передаются на сервер ООО «РТ-Энерго», где происходит оформление отчетных документов. Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в сервере ООО «РТ-Энерго».

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 2. СОЕВ включает в себя УСВ, часы сервера ООО «РТ-Энерго», часы УСПД и счётчиков. УСВ осуществляет прием и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU). Корректировка часов компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени.

Периодичность сравнения показаний часов сервера ООО «РТ-Энерго» с УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Часы УСПД синхронизируются от часов сервера ООО «РТ-Энерго». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера ООО «РТ-Энерго» отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

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

Заводской номер АИИС КУЭ 240.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

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

ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

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

Но-мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты					Сервер	Вид элек- троэнергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы до- пускае- мой осно- вой отно- сительной погреш- ности в ра- бочих усло- виях (±δ), %	Границы допускае- мой осно- вой отно- сительной погрешно- сти (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110 кВ Р7, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, яч.751, КЛ-35 кВ №751	ТВ Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 64181-16	НОМ-35-66 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 187-70	А1805RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06			Dell EMC PowerEdge R640	Активная	1,0	2,2
2	ПС 110 кВ Р7, ОРУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, яч.752, КЛ-35 кВ №752	ТВ Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 64181-16	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09	А1802RLXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ЭКМ- 3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16		Активная	0,9	1,6
3	ПС 110 кВ Р7, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.7, КЛ- 6 кВ №705	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02	А1802RLXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06				Активная	1,1	3,0
4	ПС 110 кВ Р7, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.14, КЛ-6 кВ №706	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02	А1802RLXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06				Активная	1,1	3,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11	ТП-11 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч.9	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02	НТМК-6-48 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 323-49	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450- 16	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Dell EMC PowerEdge R640	Активная	1,3	3,2
12	РП-6 6 кВ, РУ- 6 кВ, СШ 6 кВ, яч.1	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450- 16				Реактивная	2,5	5,5
13	ТП-8 6 кВ, РУ- 6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч.16	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450- 16				Активная	1,3	3,2
14	ТП-1 6 кВ, РУ- 6 кВ, СШ 6 кВ, яч.7	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450- 16				Реактивная	2,5	5,5
15	ПГВ 35 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.6, ф.5806	ТПЛ Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450- 16				Активная	1,3	3,3
								Реактивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
16	ПГВ 35 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.14, ф.645	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450- 16	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Dell EMC PowerEdge R640	Активная	1,3	3,2
17	ПГВ 35 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.30, ф.5830	ТПЛ Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450- 16				Активная	1,3	3,3
18	ТП-10 6 кВ, ЗРУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, яч.2, КЛ-0,4 кВ ф.1002	ТТЭ Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 67761-17	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460- 18				Активная	1,0	3,1
19	ТП-10 6 кВ, ЗРУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, яч.20, КЛ-0,4 кВ ф.1020	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460- 18				Активная	1,0	3,2
20	ТП-29 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.12	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450- 16				Активная	1,3	3,2
21	ТП-16 6 кВ, ЗРУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, яч.8, КЛ-0,4 кВ ф.1608	ТТК-А Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 76349-19	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460- 18				Активная	1,0	3,1
								Реактивная	2,5	5,5
								Реактивная	2,1	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
22	ТП-13 6 кВ, ЗРУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, яч.12, КЛ-0,4 кВ ф.1312	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460- 18	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Dell EMC PowerEdge R640	Активная	1,0	3,2
23	ТП-12 6 кВ, ЗРУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, яч.1, КЛ-0,4 кВ ф.1201	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460- 18				Активная	1,0	3,2
24	ТП-12 6 кВ, ЗРУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, яч.2, КЛ-0,4 кВ ф.1202	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460- 18				Активная	1,0	3,2
25	РП-5 6 кВ, РУ- 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.6	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697- 08				Активная	1,3	3,3
26	РП-5 6 кВ, РУ- 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.7	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697- 08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Dell EMC PowerEdge R640	Активная	1,3	3,3
27	ТП-45 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч.3, ф.3215	ТЛК10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450- 16				Активная	1,3	3,2
								Реактивная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	ТП-40 6 кВ, ЗРУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, яч.25, КЛ-0,4 кВ ф.4025	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460- 18	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Dell EMC PowerEdge R640	Активная	1,0	3,2
28	ТП-40 6 кВ, ЗРУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, яч.27, КЛ-0,4 кВ ф.4027	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460- 18				Реактивная	2,1	5,5
29	РУ-4001 0,4 кВ нежилого здания, Ввод 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.4001	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460- 18				Активная	1,0	3,2
30	ТП-3 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, яч.18, КЛ- 0,4 кВ ф.318	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460- 18				Реактивная	2,1	5,5
31	ЯРП-334А 0,4 кВ, РЩ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.Жилой дом	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 57218-14	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460- 18	Активная			1,0	3,1	
32	ЯРП-334Б 0,4 кВ, РЩ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.Кравченко Г.Н.	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450- 16	Реактивная			2,1	5,4	
33										Активная
								Реактивная	2,0	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
34	ТП-56 6 кВ, ввод №2, яч. №5	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Рег. № 51676-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697- 17	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Dell EMC PowerEdge R640	Активная	1,3	3,3
35	ТП-56 6 кВ, ввод №1, яч. №1	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Рег. № 51676-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697- 17				Реактивная	2,5	5,6
36	РУ-0,4 кВ не- жилого зда- ния, КЛ-0,4 кВ ф.3408	ТШ Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1407-60	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460- 18				Активная	1,0	3,1
37	РУ-0,4 кВ не- жилого зда- ния, КЛ-0,4 кВ ф.3407	ТШ Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1407-60	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460- 18				Реактивная	2,1	5,4
38	ПС 110 кВ Ро- ствертол, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТВГ-УЭТМ® Кл. т. 0,2S Ктт 300/1 Рег. № 52619-13	ЗНГА-110 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 60290-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	Активная			0,6	1,5	
39	ПС 110 кВ Ро- ствертол, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТВГ-УЭТМ® Кл. т. 0,2S Ктт 300/1 Рег. № 52619-13	ЗНГА-110 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 60290-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	Реактивная			1,3	2,6	

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	39
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{смк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для электросчетчика ЭКОМ-3000 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 100000 2 70000 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 электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 45 45 10 3,5

Надежность системных решений:
защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТВ	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	12

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	14
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	3
Трансформатор тока	ТПЛ	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	ТТЭ	3
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	24
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТТК-А	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	6
Трансформатор тока	ТЛК10	2
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	6
Трансформатор тока	ТШ	6
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ®	6
Трансформатор напряжения	НОМ-35-66	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения	НТМК-6-48	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	9
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформатор напряжения	ЗНГА-110	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RLXQ-P4GB-DW-4	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RLXQ-P4GB-DW-4	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	13
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.03	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Сервер ООО «РТ-Энерго»	Dell EMC PowerEdge R640	1
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.240.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения ПАО «Роствертол», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 59793-2021 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РТ-Энергоэффективность»
(ООО «РТ-Энерго»)

ИНН 7729663922

Адрес: 115054, г. Москва, Стремянный пер., д. 11

Юридический адрес: 119415, г. Москва, ул. Удальцова, д. 1А

Телефон: (499) 426-00-96

Web-сайт: www.rtenergy.ru

E-mail: info@rtenergy.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РТ-Энергоэффективность»
(ООО «РТ-Энерго»)

ИНН 7729663922

Адрес: 115054, г. Москва, Стремянный пер., д. 11

Юридический адрес: 119415, г. Москва, ул. Удальцова, д. 1А

Телефон: (499) 426-00-96

Web-сайт: www.rtenergy.ru

E-mail: info@rtenergy.ru

Испытательные центры

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

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

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

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

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» марта 2025 г. № 636

Регистрационный № 81065-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1504
ПСП «Лугинецкое»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1504 ПСП «Лугинецкое» (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 помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные сигналы счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают в комплекс измерительно-вычислительный, который их преобразует и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму как разность массы брутто нефти и массы балласта, определяемой по результатам лабораторных исследований пробы нефти, как общая массы воды, хлористых солей и механических примесей в нефти. Часть измерительных компонентов СИКН формируют измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются комплектным методом.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (БИК), блока поверочной установки (БПУ), системы обработки информации (СОИ). Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на однотипные с аналогичными метрологическими характеристиками.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер ФИФ ОЕИ
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF, модификации CMF300 (далее – СРМ)	45115-10
Преобразователи измерительные 644	14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	52638-13

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер ФИФ ОЕИ
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	15644-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05
Счетчик нефти турбинный МИГ, исполнение 32Ш	26776-08
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91
Манометры показывающие точных измерений МПТИ	53902-13
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB (далее – ТПУ)	44252-10
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-Л») с «горячим» резервированием (далее – ИВК)	43239-09

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) автоматическое измерение массы брутто нефти, плотности нефти, объемной доли воды в нефти, избыточного давления и температуры нефти;
- 2) автоматический и ручной отбор проб;
- 3) вычисление массы нетто нефти при вводе с клавиатуры АРМ оператора значений содержания воды, хлористых солей и механических примесей, определенных в лаборатории;
- 4) выполнение контроля метрологических характеристик (КМХ):
 - рабочего и резервного СРМ по ТПУ;
 - рабочего преобразователя плотности по резервному ПП;
 - рабочего и резервного ПП по результатам измерений плотности в лаборатории;
 - рабочего влагомера по резервному влагомеру;
 - рабочего и резервного влагомеров по результатам измерений объемной доли воды в лаборатории;
- 5) регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов.

Пломбирование компонентов СИКН от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с описаниями типов СИ входящих в состав СИКН и МИ 3002-2006.

Заводской номер 607 в виде цифрового обозначения, состоящего из трех арабских цифр, нанесен на маркировочную табличку печатным способом, обеспечивающим идентификацию, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации СИКН и в эксплуатационную документацию. Маркировочная табличка СИКН представлена на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 2.

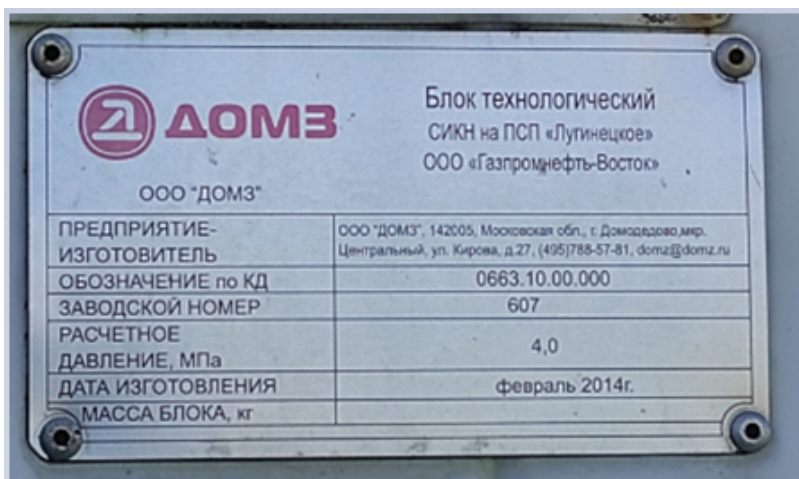


Рисунок 1 – Маркировочная табличка



Рисунок 2 – Общий вид СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и АРМ оператора. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	«Rate АРМ оператора УУН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.05	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	DFA87DAC	B6D270DB

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти через одну измерительную линию (ИЛ), т/ч	от 20 до 136
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 20 до 240
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики измерительных каналов (ИК)

Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК		Диапазон измерений ИК	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
		Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
ИК массового расхода нефти через одну ИЛ	2	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF-300	Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л»	от 20 до 136 т/ч	±0,25 %

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Количество измерительных линий, шт.	2
Диапазон избыточного давления нефти, МПа	от 0,04 до 4,00
Диапазон температуры нефти, °С	от +2 до +30
Плотность нефти при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	от 700 до 900
Кинематическая вязкость нефти при рабочей температуре, сСт	от 1,0 до 15,0
Массовая доля воды, %, не более	0,50
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы СИКН	Непрерывный
Параметры электрического питания СИКН: – напряжение переменного тока измерительных цепей, В – напряжение переменного тока силовых цепей, В – частота переменного тока, Гц	220±22 380±38 50±1
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды для средств измерений в составе БИЛ, БИК и БПУ, °С	от +5 до +25
– температура окружающей среды для средств измерений в составе СОИ, °С	от +15 до +30
– относительная влажность, %	от 30 до 90
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1504 ПСП «Лугинецкое», зав. № 607	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 1504 ПСП «Лугинецкое» (свидетельство об аттестации методики измерений № RA.RU.313939/29-701-2024, аттестующая организация ФБУ «Томский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313939).

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 расхода жидкости»;

Приказ Росстандарта от 1 ноября 2019 г. № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»;

Приказ Росстандарта от 23 декабря 2020 г. № 2198 «Об утверждении Государственного первичного эталона единицы температуры в диапазоне от 0 до 3200 °С»;

Приказ Росстандарта 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

ГОСТ 8.614-2013 «Межгосударственный стандарт. Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.1.1).

Правообладатель

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

ИНН: 7017126251

Юридический адрес: 634045, г. Томск, ул. Нахимова, д.13а, стр. 1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Домодедовский опытный машиностроительный завод» (ООО «ДОМЗ»)

ИНН 7710535349

Адрес: 142005, Московская обл., г. Домодедово, ул. Кирова, д. 27

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области»
(ФБУ «Томский ЦСМ»)

Адрес: 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д. 17а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313315.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» марта 2025 г. № 636

Регистрационный № 84107-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными объектами филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация», сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) и измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики электрической энергии многофункциональные (далее - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-327 (рег. № 41907-09), устройство синхронизации времени типа УССВ-2 (рег. № 54074-13) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе специализированного программного обеспечения из состава «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии Альфа-ЦЕНТР» (рег № 44595-10) включает в себя сервер баз данных (СБД), автоматизированное рабочее место (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- измерение 30-ти минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ);
- хранение информации о результатах измерений в специализированной базе данных по заданным критериям;
- передача информации о результатах измерений АО «АТС» и внешним пользователям;
- доступ к информации и передача ее в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ);
- диагностика и функционирование средств измерений, технических и программных средств АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются ТТ и ТН в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям измерительных цепей поступают на соответствующие входы счетчика. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, 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 УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям связи с использованием интерфейса RS-485 на сервер, а также отображение информации на подключенных к УСПД автоматизированных рабочих местах. Далее цифровой сигнал при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и передача измерительной информации.

СБД автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергии. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи. Архивы информации о результатах измерений приращений потребленной электроэнергии хранятся не менее 5 лет.

Коммерческая информация, передаваемая внешним пользователям, отражает результаты потребления электроэнергии по ИК за интервал времени 30 мин. Передача информации происходит в формате XML.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ с национальной шкалой времени UTC (SU) с помощью приема сигналов от навигационной системы ГЛОНАСС/GPS УССВ-2, имеющего погрешность синхронизации с национальной шкалой времени UTC (SU) ± 1 мкс. Синхронизация внутренних часов УСПД и сервера БД происходит автоматически при расхождении со шкалой времени УССВ-2 более чем на ± 2 с не реже 1 раза в час. Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД на величину более чем ± 2 с выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. Заводской номер 05 указывается в паспорте на АИИС КУЭ типографским способом. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

ПО является метрологически значимым.

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 каналов передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии ПО и цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма), которые отображаются на мониторе при запуске программы.

Идентификационные данные (признаки) ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки) ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2. Основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала			УСПД/ УССВ/ Сервер ИБК
		ТТ	ТН	Счетчик	
29	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-3 10 кВ 481150002213003	ТШВ 15Б 8000/5, КТ 0,5 рег. №5719-76	ЗНОМ-15-63 10000:√3/100:√3, КТ 0,5 рег.№ 1593-70	Альфа А1800 исп. А1802RL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	RTU-327LV рег. №41907-09/ УССВ-2, рег.№ 54074-13/ Proliant DL380G4
30	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-1 18 кВ 481150002132001	ТШЛ 20 8000/5, КТ 0,2 рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 18000: √3/100:√3, КТ 0,5 рег. №1593-62	Альфа А1800 исп. А1802RL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
31	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-2 10 кВ 481150002213002	ТШВ 15Б 8000/5, КТ 0,5 рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 10000: √3/100:√3, КТ 0,5 рег. № 1593-70	Альфа А1800 исп. А1802RL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
32	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-4 10 кВ 481150002213004	ТШЛ 20 10000/5, КТ 0,2 рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000: √3/100:√3, КТ 0,5 рег. № 1593-70	Альфа А1800 исп. А1802RL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
33	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-5 10 кВ 481150002213005	ТШВ 15Б 8000/5, КТ 0,5 рег. № 5719-76	ЗНОЛ.06 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. № 3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
Примечания: 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов. 3 Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО) 4 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики

Номера ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы относительной 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
29, 31, 33	Активная	1,1	2,4	± 5
	Реактивная	2,0	4,7	
30, 32	Активная	0,9	2,7	
	Реактивная	2,1	3,9	

Примечания:

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

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности $P=0.95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	5
Начальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	от 90 до 110 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности: $\cos \varphi$ $\sin \varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, $^{\circ}\text{C}$ - температура окружающей среды для счётчика Альфа А1800, $^{\circ}\text{C}$ - температура окружающей среды для сервера ИВК, $^{\circ}\text{C}$	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от -45 до +40 от -40 до +65 от +10 до +30
Надёжность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счётчик Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327LV: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 250000 2 80000 1

1	2
Глубина хранения информации:	
Счётчик Альфа А1800:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее	180
- хранение данных при отключении питания, лет, не менее	
УСПД RTU-327LV:	30
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее	45
- хранение данных при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации состояния средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервное питание УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование канала связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клемников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчике;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервере БД.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТШВ 15Б	6
	ТШЛ 20	9
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-20-63	3
	ЗНОМ-15-63	9
	ЗНОЛ.06	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RL-P4GB-DW-4	5
УСПД	RTU-327 LV	1
УССВ	УССВ-2	1
Сервер ИВК	Proliant DL380G4	1
ПО	АльфаЦЕНТР	1
Документация		
Паспорт	2021РД-13.04 ЭСУ.ПС	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в методике измерений, зарегистрированной в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.34.2021.40874, аттестованной ФБУ «Липецкий ЦСМ» (Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312081).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Квадра – Генерирующая компания» (ПАО «Квадра»), филиал ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация»

ИНН 6829012680

Адрес: 398600, Липецкая обл., г. Липецк, ул. Московская, д. 8а

Юридический адрес: 300012, Тульская обл., г. Тула, ул. Тимирязева, д. 99в

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Квадра – Генерирующая компания» (ПАО «Квадра»), филиал ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация»

ИНН 6829012680

Адрес: 398600, Липецкая обл., г. Липецк, ул. Московская, д. 8а

Юридический адрес: 300012, Тульская обл., г. Тула, ул. Тимирязева, д. 99в

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Липецкой области»
(ФБУ «Липецкий ЦСМ»)

Адрес: 398017, г. Липецк, ул. И.Г. Гришина, д. 9а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311563.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» марта 2025 г. № 636

Регистрационный № 84108-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» на объекте Липецкая ТЭЦ-2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» на объекте Липецкая ТЭЦ-2 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени на объекте Липецкая ТЭЦ-2 филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация», сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) и измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики электрической энергии многофункциональные (далее - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-327 (рег. № 41907-09), устройство синхронизации времени типа УССВ-2 (рег. № 54074-13) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе специализированного программного обеспечения из состава «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии Альфа-ЦЕНТР» (рег № 44595-10) включает в себя сервера баз данных (СБД), автоматизированное рабочее место (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- измерение 30-ти минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ);
- хранение информации о результатах измерений в специализированной базе данных по заданным критериям;
- передача информации о результатах измерений АО «АТС» и внешним пользователям;
- доступ к информации и передача ее в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ);
- диагностика и функционирование средств измерений, технических и программных средств АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются ТТ и ТН в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям измерительных цепей поступают на соответствующие входы счетчика. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, 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 УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям связи с использованием интерфейса RS-485 на сервер, а также отображение информации на подключенных к УСПД автоматизированных рабочих местах. Далее цифровой сигнал при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и передача измерительной информации.

СБД автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергии. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи. Архивы информации о результатах измерений приращений потребленной электроэнергии хранятся не менее 5 лет.

Коммерческая информация, передаваемая внешним пользователям, отражает результаты потребления электроэнергии по ИК за интервал времени 30 мин. Передача информации происходит в формате XML.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ с национальной шкалой времени UTC (SU) с помощью приема сигналов от навигационной системы ГЛОНАСС/GPS УССВ-2, имеющего погрешность синхронизации с национальной шкалой времени UTC (SU) ± 1 мкс. Синхронизация внутренних часов УСПД и сервера БД происходит автоматически при расхождении со шкалой времени УССВ-2 более чем на ± 2 с не реже 1 раза в час. Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД на величину более чем ± 2 с выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. Заводской номер 44 указывается в паспорте на АИИС КУЭ типографским способом. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

ПО является метрологически значимым.

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 каналов передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии ПО и цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма), которые отображаются на мониторе при запуске программы.

Идентификационные данные (признаки) ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки) ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2. Основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/ УССВ/ Сервер
1	2	3	4	5	6
1	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч. №11, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 –Металлургическая Левая (ВЛ 110 кВ ТЭЦ– 2 Левая) 483070001107201	ТБМО-110 УХЛ1 200/1, КТ 0,2S рег. №23256-05	НКФ 110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №92793-24	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-06	RTU-327LV рег. №41907-09/ УССВ-2, рег. № 54074-13/ Proliant DL380G4
2	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч. №10, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 –Металлургическая Правая (ВЛ 110 кВ ТЭЦ– 2 Правая) 483070001107102	ТБМО-110 УХЛ1 200/1, КТ 0,2S рег. №23256-05	НКФ 110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №92793-24	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-06	
3	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч. №5, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 -Металлургическая I цепь 483070001107203	ТБМО-110 УХЛ1 200/1, КТ 0,2S рег. №23256-05	НКФ 110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №92793-24	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-06	
4	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч. №25, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Правая (ВЛ 110 кВ Чугун Правая) 483070001107103	ТБМО-110 УХЛ1 200/1, КТ 0,2S рег. №23256-05	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №92838-24	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-06	
5	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч. №26, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Левая (ВЛ-110 кВ Чугун Левая) 483070001107204	ТБМО-110 УХЛ1 200/1, КТ 0,2S рег. №23256-05	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №92838-24	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-06	
6	Липецкая ТЭЦ-2, РУСН-6кВ ВК, яч. №13, КЛ-6кВ СМО-1 481150002314101	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 рег. №2473-69	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5; рег. №3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-06	
7	Липецкая ТЭЦ-2, РУСН-6кВ ВК, яч. №2, КЛ-6кВ СМО-2 481150002314201	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 рег. №2473-69	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5; рег. №3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 1 сек.ш. I, II СШ 110 кВ, Яч.2 483070001107101	ТБМО-110 УХЛ1 300/1, КТ 0,2S рег. №23256-05	НКФ 110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №92793-24	Альфа А1800, исп. А1802RAL-P4GB-DW- 4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	RTU-327LV per. №41907-09/ YCCB-2, per. № 54074-13/ Proliant DL380G4
9	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 1 сек.ш. I, II СШ 110 кВ, Яч.1 483070001107202	ТБМО-110 УХЛ1 300/1, КТ 0,2S рег. №23256-05	НКФ 110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №92793-24	Альфа А1800, исп. А1802RAL-P4GB-DW- 4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
10	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 1 сек.ш. I, II СШ 110 кВ, Яч.4 483070001107104	ТБМО-110 УХЛ1 300/1, КТ 0,2S рег. №23256-05	НКФ 110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №92793-24	Альфа А1800, исп. А1802RAL-P4GB-DW- 4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
11	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 2 сек.ш. I, II СШ 110 кВ, Яч.20 483070001107120	ТФЗМ 150Б-1У1 1200/5, КТ 0,5 рег. №5313-76	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №92838-24	Альфа А1800, исп. А1802RAL-P4GB-DW- 4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
12	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 2 сек.ш. I, II СШ 110 кВ, Яч.19 483070001107219	ТФЗМ 150Б-1У1 1200/5, КТ 0,5 рег. №5313-76	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №92838-24	Альфа А1800, исп. А1802RAL-P4GB-DW- 4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
13	Липецкая ТЭЦ-2, РУСН-6кВ ГК, яч. №9, КЛ-6кВ РТК-1 481150002314104	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,2S рег. №48923-12	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5; рег. №3344-04	Альфа А1800, исп. А1802RAL-P4GB-DW- 4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
14	Липецкая ТЭЦ-2, РУСН-6кВ ГК, яч. №10, КЛ-6кВ РТК-2 481150002314205	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,2S рег. №48923-12	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5; рег. №3344-04	Альфа А1800, исп. А1802RAL-P4GB-DW- 4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
15	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч. №28, ВЛ-110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Ситовка I цепь 483070001107108	ТВ, модиф. ТВ- 110 600/1, КТ 0,2S рег. №64181-16	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №92838-24	Альфа А1800, исп. А1802RAL-P4GB-DW- 4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
16	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч. №30, ВЛ-110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 - Ситовка II цепь 483070001107109	ТВ, модиф. ТВ- 110 600/1, КТ 0,2S рег. №64181-16	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. №92838-24	Альфа А1800, исп. А1802RAL-P4GB-DW- 4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	
17	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-3 10 кВ 481150002213003	ТШВ 15Б 8000/5, КТ 0,5 рег. №5719-76	ЗНОМ-15-63 10000:√3/100:√3, КТ 0,5 рег.№ 1593-70	Альфа А1800 исп. А1802RL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег.№31857-11	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-1 18 кВ 481150002132001	ТШЛ 20 8000/5, КТ 0,2 рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 18000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$, КТ 0,5 рег. №1593-62	Альфа А1800 исп. А1802RL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег. №31857-11	RTU-327LV per. №41907-09/ УССВ-2, per. № 54074-13/ Proliant DL380G4
19	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-2 10 кВ 481150002213002	ТШВ 15Б 8000/5, КТ 0,5 рег. №5719-76	ЗНОМ-15-63 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$, КТ 0,5 рег. № 1593-70	Альфа А1800 исп. А1802RL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег. №31857-11	
20	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-4 10 кВ 481150002213004	ТШЛ 20 10000/5, КТ 0,2 рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$, КТ 0,5 рег. № 1593-70	Альфа А1800 исп. А1802RL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег. №31857-11	
21	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-5 10 кВ 481150002213005	ТШВ 15Б 8000/5, КТ 0,5 рег. № 5719-76	ЗНОЛ.06 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,5 рег. № 3344-04	Альфа А1800 исп. А1802RL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 рег. №31857-11	

Примечания:

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

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.

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

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики

Номера ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы относительной 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
1-5, 8-10, 13-16	Активная Реактивная	0,5 1,4	1,1 2,6	±5
6, 7, 11, 12	Активная Реактивная	0,6 2,0	1,7 4,1	
17, 19, 21	Активная Реактивная	1,1 2,0	2,4 4,7	
18, 20	Активная Реактивная	0,9 2,1	2,7 3,9	

Примечания:

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

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

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	21
Начальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды, °C	от 90 до 110 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности: $\cos \varphi$ $\sin \varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды для счётчика Альфа А1800, °C - температура окружающей среды для сервера ИВК, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от -45 до +40 от -40 до +65 от +10 до +30
Надёжность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счётчик Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327LV: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 120000 2 250000 2 80000 1
Глубина хранения информации: Счётчик Альфа А1800: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - хранение данных при отключении питания, лет, не менее УСПД RTU-327LV: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее - хранение данных при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояния средств измерений, лет, не менее	 180 30 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- резервное питание УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование канала связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клемников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчике;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервере БД.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	24
	ТЛМ-10	10
	ТФЗМ 150Б-1У1	6
	ТВ-110	6
	ТШВ 15Б	9
	ТШЛ 20	6
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57	6
	НКФ-110-57	6
	ЗНОЛ.06	9
	ЗНОМ-15-63	9
	ЗНОМ-20-63	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RAL-P4GB-DW-4	16
	A1802RL-P4GB-DW-4	5
УСПД	RTU-327 LV	1
УССВ	УССВ-2	1
Сервер ИВК	Proliant DL380G4	1
ПО	АльфаЦЕНТР	1
Документация		
Паспорт	2021РД-13.03 ЭСУ.ПС	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в методиках измерений, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номерами ФР.1.34.2021.40874 и ФР.1.34.2021.40875, аттестованными ФБУ «Липецкий ЦСМ» (Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312081).

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Квадра – Генерирующая компания» (ПАО «Квадра»), филиал ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация»

ИНН 6829012680

Адрес: 398600, Липецкая обл., г. Липецк, ул. Московская, д. 8а

Юридический адрес: 300012, Тульская обл., г. Тула, ул. Тимирязева, д. 99в

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Квадра – Генерирующая компания» (ПАО «Квадра»), филиал ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация»

ИНН 6829012680

Адрес: 398600, Липецкая обл., г. Липецк, ул. Московская, д. 8а

Юридический адрес: 300012, Тульская обл., г. Тула, ул. Тимирязева, д. 99в

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Липецкой области» (ФБУ «Липецкий ЦСМ»)

Адрес: 398017, г. Липецк, ул. И.Г. Гришина, д. 9а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311563.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» марта 2025 г. № 636

Регистрационный № 77506-20

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 812

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 812 (далее – СИКН) предназначена для динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводу за отчетный интервал времени.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводам, с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительного контроллера, 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 изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты. Часть измерительных компонентов СИКН формируют измерительные каналы (ИК) массы и массового расхода нефти.

СИКН состоит из:

- блока фильтров (БФ);
- блока измерительных линий (БИЛ);
- блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- системы сбора, обработки информации и управления;
- системы дренажа.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Измерительные компоненты

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (далее – СРМ)	45115-16
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Преобразователи давления измерительные 2088	60993-15
Преобразователи давления измерительные 2051	56419-14
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16
Преобразователи плотности и расхода CDM	63515-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (далее – ИВК)	64224-16
Счетчик нефти турбинный МИГ	26776-08

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массы брутто нефти прямым методом динамических измерений за установленные интервалы времени в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;

- автоматизированные вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в аккредитованной испытательной химико-аналитической лаборатории или массовой доли воды, вычисленной по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером;

- автоматические измерения плотности нефти;

- автоматические измерения вязкости нефти;

- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

- контроль метрологических характеристик (КМХ) рабочего СРМ с применением контрольного-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного;

- поверка и КМХ СРМ с применением передвижной поверочной установки;

- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

- автоматический контроль технологических параметров нефти в СИКН, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

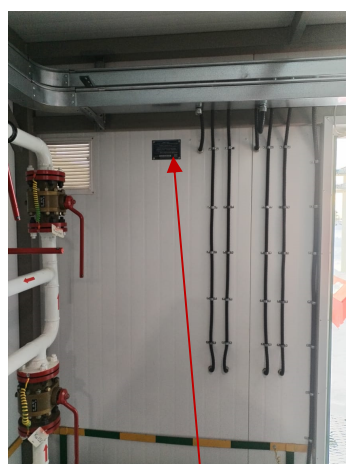
Общий вид СИКН приведен на рисунке 1.

Заводской номер СИКН нанесен на маркировочную табличку, закрепленную внутри блок-бокса СИКН, методом металлографии согласно рисунку 2.

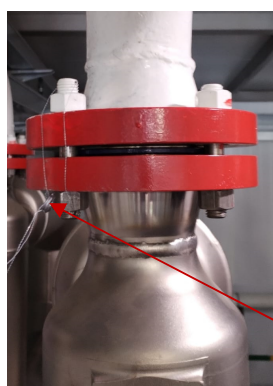
Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, на фланцевых соединениях и электронном преобразователе модели 2700 СРМ предусмотрены места для установки пломб. Пломбировка осуществляется нанесением знака поверки давлением на пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных фланцах, и контрольной проволоке, ограничивающей доступ в электронный преобразователь модели 2700, согласно рисунку 2.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН



Место нанесения
заводского номера



Места установки
пломб и нанесения
знака поверки



Рисунок 2 – Места нанесения заводского номера, знака поверки и места установки пломб

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора. ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы в СИКН и испытано при испытаниях СИКН в целях утверждения типа. Идентификационные данные ПО ИВК приведены в таблице 2.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Linux Binary.app	OilQual
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.21/21	1.2
Цифровой идентификатор ПО	6051	A1B93442

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН приведены в таблицах 3, 4 и 5.

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений ¹⁾ , т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК, %
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1, 2	ИК массы и массового расхода нефти	2 (ИЛ 1, ИЛ 2)	СРМ	ИВК	от 20 до 60	$\pm 0,25\ %^{2)}$, $\pm 0,20\ %^{3)}$
¹⁾ Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений. ²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода и массы нефти с рабочим СРМ и контрольно-резервным СРМ, применяемым в качестве резервного. ³⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода и массы нефти с контрольно-резервным СРМ, применяемым в качестве контрольного.						

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 20 до 60
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Избыточное давление, МПа, не более:	
- рабочее	1,2
- минимально допустимое	0,2
- максимально допустимое	1,6

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Режим работы СИКН	периодический
Суммарные потери давления в СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: - в рабочем режиме - в режиме поверки и КМХ	0,2 0,4
Режим управления: - запорной арматурой - регуляторами расхода и давления	ручной ручной
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное; 220±22, однофазное 50
Потребляемая мощность, кВт, не более	25
Условия эксплуатации: - температура воздуха в блок-боксе БФ, БИЛ, БИК, °С: - в отопляемый период - в летний период, не более	от +5 до +30 +35
Средний срок службы, лет, не менее	8
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Температура, °С	от +5 до +35
Плотность, кг/м ³ , не более	920
Вязкость кинематическая при рабочих условиях, мм ² /с (сСт), не более	90
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля серы, %, не более	4,5
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	100
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	100
Массовая доля органических хлоридов, млн ⁻¹ (ppm), не более	10
Содержание свободного газа	не допускается

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 812, заводской № 015.00.00.000 СБ	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 812» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2024.48719).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 812

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Технологические системы и оборудование» (ООО «ТСО»)

ИНН 7705501866

Адрес: 125057, г. Москва, ул. Новопесчаная, д. 8, к. 1

Телефон (факс): (495) 363-48-19

E-mail: info@tso-msk.ru

Web-сайт: www.tso-msk.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»)

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

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

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

E-mail: office@vniir.org

Web-сайт: www.vniir.org

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