

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» мая 2025 г. № 925

Регистрационный № 90392-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УРАЛЭНЕРГОСБЫТ» 1-я очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УРАЛЭНЕРГОСБЫТ» 1-я очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

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

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени (далее – УСВ) ИСС и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются 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.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, 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 УСВ осуществляется с периодичностью не реже 1 раза в 1 сутки. При наличии расхождения более чем ± 1 с производится синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется при каждом опросе счетчика, но не реже 1 раза в 1 сутки. При наличии расхождения более чем ± 2 с производится синхронизация шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ.

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.

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

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

Заводской номер АИИС КУЭ: 119.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

ПО ПК «Энергосфера» не оказывает влияния на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии и мощности	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ, сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП АТС РУ-10 кВ, КЛ-10 кВ в сторону ГСК Рубин-3	ТПЛ-10У3 ТПЛ Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 1276-59 Рег. № 47958-16	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 4947-75	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20	УСВ: ИСС Рег. № 71235-18	активная реактивная	±1,2 ±2,9	±3,3 ±5,7
2	ТП АТС РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ГСК Рубин-3М	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 52667-13	—	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80589-20	сервер: Microsoft Hyper-V	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±2,3 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	КТП ДПР 27,5, РУ-04, вывод Т-1 0,4 кВ	ТШП Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1 Рег № 80590-20	УСВ: ИСС Рег. № 71235-18 сервер: Microsoft Hyper-V	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,6
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с ±5								
Примечания								
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Основная погрешность указана для $\cos\varphi = 0,9$ при $I=I_{ном}$. 4 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ при $I=0,05 I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0°C до $+40^{\circ}\text{C}$. 5 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. 6 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения, использования ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 8 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	3
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	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 +45 от 0 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее: – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ не менее, ч – среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	350000 3 70000 1 125000 2
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее – при отключении питания, лет, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

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

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

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (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.
Трансформатор тока	ТПЛ-10УЗ	1
Трансформатор тока	ТПЛ	1
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор тока	ТШП	3
Трансформатор напряжения	НОМ-10-66	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 236 ART-03 PQRS	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	1
Устройство синхронизации времени	ИИС	1
Сервер АИИС КУЭ	Microsoft Hyper-V	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	98276366.422231.119.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 «УРАЛЭНЕРГОСБЫТ» 1-я очередь, аттестованном 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 59793-2021 «Информационные технологии. 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 «Уральская энергосбытовая компания» (ООО «УРАЛЭНЕРГОСБЫТ»)

ИНН 7453313477

Юридический адрес: 454090, Челябинская обл., г.о. Челябинский, вн. р-н Центральный, г. Челябинск, пр-кт Ленина, д. 28Д, помещ. 4, эт. 3, оф. 6

Телефон: +7 (351) 259-64-59

Факс: +7 (351) 259-64-59

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Агентство энергетических решений» (ООО «АЭР»)

ИНН 7722771911

Адрес: 111116, г. Москва, ул. Лефортовский Вал, д. 7Г, стр. 5

Телефон: +7 (499) 681-15-52

Факс: +7 (499) 681-15-52

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» мая 2025 г. № 925

Регистрационный № 92883-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти №543
ПСП «Ватъеган»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №543 ПСП «Ватъеган» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью расходомеров массовых Promass (модификации Promass 300) (далее – ПР). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей ПР поступают на соответствующие входы контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

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.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока стационарной трубопоршневой поверочной установки (ПУ), узла подключения передвижной ПУ и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из четырех измерительных линий (ИЛ): трех рабочих ИЛ и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИК выполняет функции определения текущих показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: ИВК, осуществляющие сбор измерительной информации; автоматизированные рабочие места оператора на базе программного обеспечения «АРМ оператора ESPRO SIKN» (далее – АРМ оператора), формирующие отчетные данные и оснащенные средствами отображения, управления и печати.

Средства измерений (СИ), входящие в состав СИКН и участвующие в измерениях массы нефти, их регистрационные номера в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №), приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Средства измерений из состава СИКН

Наименование СИ	Рег. №
Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300)	68358-17
Датчики давления Метран-150	32854-13
Датчики температуры Rosemount 644	63889-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Промышленные плотномеры жидкости серии 7835	13800-94
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16
Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н-01	82252-21

В состав СИКН входят стационарная ПУ, применяемая для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (далее – КМХ) ПР, ипоказывающие СИ объема, давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерение объемного расхода ($\text{м}^3/\text{ч}$) и объема (м^3) нефти в рабочем диапазоне;
- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа), плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$) и объемной доли воды (%) в нефти;
- автоматическое вычисление массовой доли воды (%) в нефти по результатам измерений объемной доли воды в нефти и плотности нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений массового содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и КМХ ПР по стационарной ПУ;
- автоматический и ручной отбор объединенных проб нефти, а также ручной отбор точечных проб нефти по ГОСТ 2517;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящие в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с МИ 3002-2006.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Заводской номер 01/22 наносится на шильд-таблички, закрепленные на рамном основании БИЛ СИКН и на шкафе ИВК СИКН.

Программное обеспечение

обеспечивает реализацию функций СИКН. Программное обеспечение (ПО) СИКН реализовано в ИВК и АРМ оператора. Идентификационные данные ПО АРМ оператора и ИВК приведены в таблицах 2 и 3.

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

Т а б л и ц а 2– Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Модуль КМХ МПР по МПР (cmc_mpr_mpr.exe)	Модуль поверки / КМХ МПР по ТПУ (proving_mpr_prover.exe)	Модуль КМХ ПП по ареометру (cmc_dens.exe)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.05	1.05	1.05
Цифровой идентификатор ПО	A0C82E71	DFE26368	043656B4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32		

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Модуль КМХ ПВ по лаборатории (cmc_wm_lab.exe)	Модуль КМХ ПВ по ПВ (cmc_wm_wm.exe)	Модуль формирования отчетных документов (doc.exe)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.05	1.05	1.05
Цифровой идентификатор ПО	342AC731	7B9B85FE	1E772890
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32		

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.27/27
Цифровой идентификатор ПО	2694
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 132 до 1020
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Т а б л и ц а 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 и соответствующая требованиям ТР ЕАЭС 045/2017
Характеристики измеряемой среды: - температура, °С - давление, МПа - плотность в рабочих условиях, кг/м³ - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более - содержание свободного газа, %	от +14 до +40 от 0,3 до 3,6 от 770 до 890 0,5 0,05 100 не допускается
Количество ИЛ, шт.	4 (3 рабочие и 1 контрольно-резервная)
Параметры электрического питания: - напряжение питания переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - напряжение питания постоянного тока, В	220±22, 380±38 50±1 24
Температура окружающего воздуха: - для первичных измерительных преобразователей, °С - для ИВК и АРМ оператора, °С	от +5 до +40 от +5 до +35
Режим работы СИКН	непрерывный

Т а б л и ц а 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти №543 ПСП «Ватъеган»	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 1194 - 2022 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №543 ПСП «Ватъеган» ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ФР.1.29.2022.44779.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Территориально-производственное предприятие «Повхнефтегаз» Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)

ИНН 8608048498

Юридический адрес: 628486, Тюменская обл., ХМАО – Югра, г. Когалым, ул. Дружбы народов, д. 15

Изготовитель

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

ИНН 5904241217

Адрес: 614002, Пермский край, г. Пермь, ул. Н. Островского, д. 65

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» мая 2025 г. № 925

Регистрационный № 74271-19

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная массового расхода (массы) нефтепродукта поз. 616FT330 цеха № 08 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»

Назначение средства измерений

Система измерительная массового расхода (массы) нефтепродукта поз. 616FT330 цеха № 08 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначена для измерений массового расхода (массы) нефтепродукта.

Описание средства измерений

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

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

Таблица 1 – Состав ПИП

Наименование	Количество	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модификация CMF, модель CMF300 с преобразователем серии 2700)	1	45115-10
Преобразователи давления измерительные КМ35 (модель КМ35-И, исполнение 4033)	1	71088-18
Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304	1	50519-17

Состав СОИ представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав СОИ

Наименование	Количество	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи измерительные серии К модели KFD2-STC5-Ex1	1	65857-16
Преобразователи измерительные серии К модели KFD2-STC5-Ex2	1	65857-16
Система измерительно-управляющая ExperionPKS	1	56481-14

Основные функции ИС:

- измерение температуры, давления и массового расхода (массы) нефтепродукта;
- формирование отчетов, архивирование, хранение и передача на операторскую станцию измеренных и вычисленных значений;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер ИС (№ 616FT330) в виде буквенно-цифрового обозначения наносится на маркировочную табличку, закрепленную на внутренней стороне двери шкафа СОИ, методом шелкографии и на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Конструкция ИС и условия эксплуатации ИС не предусматривают нанесение знака поверки и знака об утверждении типа.

Пломбирование ИС не предусмотрено. Пломбирование средств измерений, входящих в состав ИС, выполняется в соответствии с их описаниями типа.

Программное обеспечение

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

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

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ExperionPKS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже R400.2
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтепродукта, т/ч	от 10 до 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода (массы) нефтепродукта, %	±0,25

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой приведенной погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА в значение измеряемого параметра, %	$\pm 0,15$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений времени, %	$\pm 0,05$
Примечание – Нормирующим значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений.	

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Температура нефтепродукта, °С	от 0 до +50
Избыточное давление нефтепродукта, кгс/см ²	от 2 до 8
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220^{+22}_{-33} 50 ± 1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ПИП – в месте установки СОИ б) относительная влажность (без конденсации влаги), % в) атмосферное давление, кПа	от -40 до +50 от +16 до +25 не более 80 от 84,0 до 106,7
Габаритные размеры отдельных шкафов, мм, не более: – глубина – ширина – высота	800 600 2100
Масса отдельных шкафов, кг, не более	280

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная массового расхода (массы) нефтепродукта поз. 616FT330 цеха № 08 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Массовый расход и масса нефтепродукта. Методика измерений системой измерительной массового расхода и массы нефтепродукта поз. 616FT330 цеха № 08 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК», регистрационный номер ФР.1.29.2019.32964 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК» (ОАО «ТАИФ-НК»)

ИНН 1651025328

Адрес: 423570, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, ОПС-11, а/я 20

Телефон: (8555) 38-17-15, факс: (8555) 38-17-36

E-mail: referent@taifnk.ru

Web-сайт: <https://www.taifnk.ru>

Испытательный центр

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

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

Телефон: (843) 214-20-98

Факс: (843) 227-40-10

E-mail: office@ooostp.ru

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» мая 2025 г. № 925

Регистрационный № 75901-19

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества нефтепродуктов АНП НПС «Черкассы-ПП»

Назначение средства измерений

Система измерений количества нефтепродуктов АНП НПС «Черкассы-ПП» (далее - система) предназначена для измерений и регистрации объема, массы, температуры и плотности светлых нефтепродуктов (далее – нефтепродукт) отпускаемых при герметизированном (закрытом) верхнем дозированном автоматизированном наливке в автоцистерны, прицепы-цистерны и полуприцепы-цистерны (далее - цистерны), обработки, сбора и передачи результатов измерений в учетную систему верхнего уровня при учетно - расчетных операциях на автоналивном пункте НПС «Черкассы-ПП» АО «Транснефть-Урал».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на прямом методе динамических измерений объема, массы и температуры нефтепродуктов в потоке при проведении операций налива в цистерны. Измерение плотности нефтепродуктов при проведении операций налива в цистерны осуществляется косвенным методом в соответствии с аттестованной методикой измерений.

При наливке дозы по заданию, поступающему из автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) оператора или АРМ налива автоматизированной системы оперативно-коммерческого учета (далее – АСОКУ), заданное значение отгружаемого количества нефтепродукта обрабатывается и отсылается в блок измерений и обработки информации (БИОИ). Данные об отпущенной массе (объеме) и температуре нефтепродукта от измерительного преобразователя счетчика-расходомера массового поступают в БИОИ. Связь между счетчиком-расходомером массовым и БИОИ осуществляется по цифровому интерфейсу RS-485.

БИОИ производит обработку результатов измерений массы (объема) и температуры отпущенного нефтепродукта, сравнивает с заданным значением отгружаемого количества нефтепродукта с фактически отпущенным количеством в реальном масштабе времени, и при равенстве этих значений выдает управляющий сигнал на прекращение налива. Значение измеренной массы отпущенного нефтепродукта передается на АРМ оператора и далее в систему учета и контроля предприятия.

Система состоит из 4 устройств налива, имеющие по 2 поста налива, в которые входят:

- восемь установок измерительных, каждая из которых состоит из:
 - счетчика-расходомера массового Micro Motion CMF300, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 45115-16 (8 шт.);
 - БИОИ - системы управления модульной B&R X20, регистрационный номер 57232-14 (8 шт.);
 - электронасосного агрегата KM 100-80-170E-м;

- управляемой запорной арматуры (затворы дисковые межфланцевые DN80, кран шаровой DN15, клапан электромагнитный отсечной);
- обратного клапана, после сепарационной емкости, с фильтрующим элементом и дыхательным клапаном;
- вспомогательного оборудования;
- манометров показывающих МП-160-У, регистрационный номер 44970-15;
- консоль верхнего герметичного налива в автоцистерны, исполнение (левостороннее/правостороннее);
- сигнализатор предельного уровня камертонного типа;
- блок заземления автоцистерн;
- наливная арматура из труб, связанных герметичными шарнирными соединениями, дающими возможность центрирования наливной трубы по отношению к горловине автомобильной цистерны;
- АРМ оператора;
- АРМ налива АСОКУ.

АРМ оператора представляет собой персональный компьютер с установленным программным обеспечением (ПО), далее – внешнее ПО (ВПО) и выполняет следующие функции:

- передачу в БИОИ заданного в системе учета и контроля количества нефтепродукта для отпуска в цистерны на постах налива;
- отображение и регистрация заданного и измеренного значения массы (объема) нефтепродуктов;
- передачу результатов измерений массы, объема, плотности и температуры нефтепродуктов в систему учета и контроля предприятия по каждой отгруженной партии нефтепродуктов (для контроля отгружаемого нефтепродукта заказчиком).

АРМ налива АСОКУ представляет собой персональный компьютер с установленным ПО и выполняет следующие функции:

- отображение и регистрация заданного и измеренного значения массы (объема) нефтепродуктов;
- передачу результатов измерения массы, объема, плотности и температуры нефтепродуктов в систему учета и контроля предприятия по каждой отгруженной партии нефтепродуктов (для контроля отгружаемого нефтепродукта заказчиком);
- ведения журнала событий, формирование актов, отчетов на основании измерений системы.

Общий вид поста налива и системы представлены на рисунках 1 и 2.

Схемы пломбировки от несанкционированного доступа, для нанесения знака поверки на фланцы счетчиков-расходомеров массовых и шкаф БИОИ представлены на рисунках 3 и 4.



Рисунок 1 – Общий вид поста налива



Рисунок 2 – Общий вид системы



Схема пломбировки преобразователя счетчика-расходомера массового

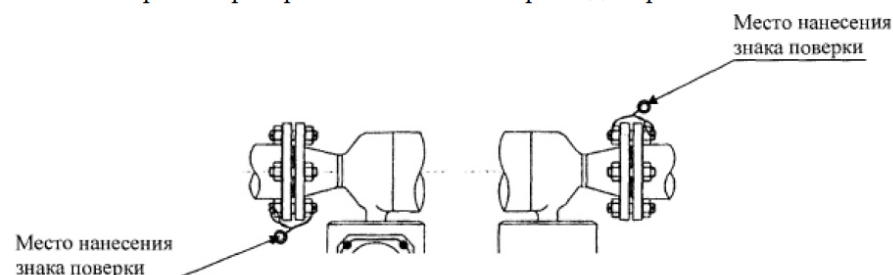


Схема пломбировки фланцев счетчика-расходомера массового Micro Motion CMF300

Рисунок 3 – Схема пломбировки преобразователя и фланцев счетчиков-расходомеров массовых



Места нанесения знака поверки

Рисунок 4 – Схема пломбировки шкафа БИОИ

Программное обеспечение

Система измерений количества нефтепродуктов АНП НПС «Черкаassy-ПП» имеет резидентное ПО и ВПО.

Резидентное ПО устанавливается в БИОИ (систему управления модульную V&R X20) при изготовлении системы, в процессе эксплуатации не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс и служит для: обработки результатов измерений, получаемых от средств измерений, входящих в состав системы.

ВПО устанавливается на АРМ оператора, защищено с помощью авторизации пользователя, паролей и ведения журнала событий, и служит для формирования отчетов по результатам измерений, управления наливом и передача результатов измерений в вышестоящие системы учета.

ПО АРМ налива АСОКУ не содержит метрологически значимой части.

Метрологические характеристики системы определены с учетом применения ПО.

В соответствии с Р 50.2.077-2014 уровень защиты ПО БИОИ «высокий», а ВПО «средний».

Идентификационные данные резидентного ПО и ВПО приведены в таблицах 1 и 2 соответственно.

Таблица 1 – Идентификационные данные резидентное ПО БИОИ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AGIDEL.001
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v1.001001
Цифровой идентификатор ПО	-*
* - Данные недоступны, так как данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после опломбирования	

Таблица 2 – Идентификационные данные ВПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AGIDEL.001
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.7
Цифровой идентификатор ПО	-*
* - Данные недоступны, так как данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после опломбирования	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Минимальный массовый (объемный) расход нефтепродуктов, т/ч (м³/ч)	4 (5,5)
Номинальный массовый (объемный) расход нефтепродуктов, т/ч (м³/ч)	78,3 (90)
Минимальная доза отпускаемых нефтепродуктов, кг (дм³)	1400 (2000)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений: - массы нефтепродукта, % - объема нефтепродукта, %	±0,25 ±0,25
Диапазон измерений плотности отпускаемых нефтепродуктов, кг/м³	от 725 до 845
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности отпускаемых нефтепродуктов, %	±0,5
Диапазон измерений температуры отпускаемых нефтепродуктов, °С	от -30 до +30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры отпускаемых нефтепродуктов, °С	±2,0

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество постов налива в автомобильные цистерны, шт.	8
Рабочее давление в трубопроводах при наливе нефтепродуктов, МПа, не более	0,5
Напряжение электропитания от сети переменного тока частотой (50±1) Гц, В	от 187 до 242; от 323 до 418
Рабочие условия эксплуатации: - плотность измеряемых нефтепродуктов, кг/м - температура отпускаемых нефтепродуктов, °С - температуры окружающей среды, °С: - технических средств постов налива - АРМ-оператора - шкафа БИОИ, с использованием обогрева	от 725 до 845 от -30 до +30 от -41 до +39 от +10 до +35 от -49 до +39

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, крепящуюся снаружи на функциональные блоки системы в виде наклейки, и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества нефтепродуктов АНП НПС «Черкассы-ПП», заводской № 380-01	–	1 шт.
Эксплуатационная документация	–	1 компл.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в документе «Инструкция. Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества нефтепродуктов автомобильного наливного пункта НПС «Черкассы-ПП» АО «Транснефть - Урал», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 499-RA.RU.312546-2024 от 19.12.2024 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.3.1);

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)

ИНН 0278096217

Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, д. 205а

Телефон: +7 (347) 292-79-10; +7 (347) 292-79-11; +7 (347) 292-79-13

Факс: +7 (347) 292-79-15

E-mail: ozna-eng@ozna.ru

Испытательные центры

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

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

Телефон (факс): +7 (495) 491-78-12

E-mail: sittek@mail.ru, kip-mce@nm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311313.

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

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

Телефон: (495) 950-87-00, факс: (495) 950-85-97

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» мая 2025 г. № 925

Регистрационный № 89883-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОЭСК» 1-я очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОЭСК» 1-я очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

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), 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 (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Энфорс», устройство синхронизации времени (УСВ), каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), 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.

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 и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Дополнительно сервер 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 (ОРЭ).

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» 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 УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УСВ не более ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера не менее ± 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 «ОЭСК» 1-я очередь наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энфорс». ПО «Энфорс» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «Энфорс» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «Энфорс» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Энфорс»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	remote_procedures.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	2d4e07dccbe68518923be6dda05e4c41
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 электро- энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 35 кВ Красно- каменская, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 16, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 800/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: ABC	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G5 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,7
2	ПС 35 кВ Красно- каменская, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 30, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 800/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: ABC	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G5 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,7
3	ТП-2 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ АВК	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 150/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80589-20	УСВ-3 Рег. № 84823-22		Актив- ная	1,0	3,2
							Реактив- ная	2,1	5,6
4	ПС 35 кВ Красно- каменская, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 14, КЛ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: ABC	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G5 Кл. т. 05S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 35 кВ Красная, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 35, КЛ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G5 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,7
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 указана для силы тока 5 % от I_{ном}; cos φ = 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 УСВ на аналогичное утвержденное типа, а также замена сервера 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
Количество ИК	5
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 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 $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от 0 до +35 от 0 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 УСВ: 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	320000 2 180000 2 50000 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	170 5 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 счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;

пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках 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.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	4
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Формуляр	2023ОЭСК_Д0005.ФО с Изменением № 1	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» 1-я очередь», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации 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.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Объединенная энергосбытовая компания» (ООО «ОЭСК»)

ИНН 7725427603

Юридический адрес: 141580, Московская обл., г.о. Солнечногорск, тер. Свободной Экономической Зоны Шерризон, админ. зд. 1, оф. 31

Телефон: (495) 234-25-50

E-mail: info@oesk.ru

Web-сайт: www.oesk.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Агентство энергетических решений» (ООО «АЭР»)

ИНН 7722771911

Адрес: 111116, г. Москва, ул. Лефортовский Вал, д. 7Г, стр. 5

Телефон: (916) 603-83-82

E-mail: mail@energoagent.com

Web-сайт: www.energoagent.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.