

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» июня 2025 г. № 1298

Регистрационный № 95762-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ВЕРОФАРМ», филиала АО «ВЕРОФАРМ» в г. Белгороде

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ВЕРОФАРМ», филиала АО «ВЕРОФАРМ» в г. Белгороде (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного 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 и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер АИИС КУЭ в составе верхнего – второго уровня системы.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и 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 со второго уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию, получаемую посредством интеграции и/или в формате XML-макетов в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet, от АИИС КУЭ утвержденного типа.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК).

Сервер АИИС КУЭ оснащен УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемников. Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения более $\pm 0,1$ с (программируемый параметр) сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ равного ± 2 с (программируемый параметр) и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 044) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике типографским способом в виде цифрового кода на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР Плюс» АльфаЦЕНТР Коммуникатор 5.10.12
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2023.7.12.69
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР Плюс» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	КЛ-6 кВ город-24, ПКУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±6,2
2	КЛ-6 кВ город-23, ПКУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±6,2
3	ТП 6 кВ №973, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч.56, ввод Т1	ТТИ Кл.т. 0,5S Ктт 2500/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±6,1
4	ТП 6 кВ №973, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч.2, ввод Т2	ТТИ Кл.т. 0,5S Ктт 2500/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±6,1
5	ТП 6 кВ №973, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч.13, ЩС №2, КЛ-0,4 кВ	ТТИ Кл.т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 81837-21	-	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
6	ТП 6 кВ №973, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч.13, ЩС №1, КЛ-0,4 кВ	ТТЕ Кл.т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 73808-19	-	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ТП 6 кВ №973, РУ-0,4 кВ, 1СШ 0,4 кВ, яч.3, 1ШП, КЛ-0,4 кВ	ТТИ Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 81837-21	-	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
8	ТП 6 кВ №973, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч.14, 2ШП, КЛ-0,4 кВ	ТТИ Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 81837-21	-	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
9	ПС 110 кВ Покров, ЗРУ 10 кВ, 4 сш 10 кВ, яч. 145	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 23544-07	ТЕ3000 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±3,8
10	ПС 110 кВ Покров, ЗРУ 10 кВ, 3 сш 10 кВ, яч. 146	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 23544-07	ТЕ3000 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±3,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК от -40 до +60 °С.
- 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
- 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик.
- 6 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.
- 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 8 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.
- 9 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	10
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от -25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 165000 2 70000 1
УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 45000 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	 45 30 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:

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

– журнал сервера:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- полученные с уровней ИИК «Журналы событий».

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;

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

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	6
Трансформаторы тока	ТТИ	15

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТТЕ	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ3000	2
Блок коррекции времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР Плюс»	1
Паспорт-формуляр	ТЕРЦ.100.00.044 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ВЕРОФАРМ», филиала АО «ВЕРОФАРМ» в г. Белгороде, аттестованном ФБУ «Нижегородский ЦСМ», г. Нижний Новгород, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00269-2013.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая Компания «Эксперт» (ООО «ЭСК «ЭКСПЕРТ»)

ИНН 3663154219

Юридический адрес: 394042, г. Воронеж, ул. Остужева, д. 2/1, помещ. 1/5

Изготовитель

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

ИНН 3702268237

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 9/37, оф. 4

Испытательный центр

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

ИНН 6658513154

Адрес: 620028, г Екатеринбург, б-р Верх-Исетский, д. 13, лит. «Н», помещ. № 22,
помещ. № 26

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314006.

