

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 19 » января 2026 г. № 76

Регистрационный № 97446-26

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК ОЭЗ Липецк» (3-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК ОЭЗ Липецк» (3-я очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), 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 электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000, ARIS-2805 (далее – УСПД) со встроенным приемником сигналов точного времени (далее – УСВ), принимающим сигналы точного времени от глобальной навигационной системы ГЛОНАСС и каналаобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее – УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналообразующую аппаратуру.

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК №№ 1-3 поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК №№ 4-9 поступает на входы УСПД.

На УСПД ЭКОМ-3000 в части ИК №№ 4-7 осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на сервер БД. На сервере БД в части ИК №№ 4-7 осуществляется хранение измерительной информации.

На УСПД ARIS-2805 в части ИК №№ 8-9 осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на сервер БД. На сервере БД в части ИК №№ 8-9 осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВКЭ входит УСВ, на основе приемника сигналов точного времени, встроенного в УСПД, который синхронизирован с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС.

Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УССВ, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС.

УСВ в составе ИВКЭ, обеспечивает автоматическую коррекцию шкалы времени УСПД. При расхождении шкал времени УСПД и УСВ равном или более 1 с, производится коррекция шкалы времени УСПД. При расхождении шкал времени счетчиков ИК №№ 4-9 и УСПД равном или более 2 с, проводится коррекция шкалы времени счетчиков.

УССВ в составе ИВК обеспечивает автоматическую коррекцию шкалы времени сервера БД. При расхождении шкал времени сервера БД и УССВ равном или более 1 с, производится коррекция шкалы времени сервера БД. Коррекция шкал времени счетчиков для ИК №№ 1-3 производится от сервера БД. При каждом сеансе связи происходит сравнение шкал времени сервера БД со счетчиками. При расхождении шкал времени счетчиков ИК №№ 1-3 и сервера БД равном или более 2 с, проводится коррекция шкалы времени счетчиков.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отображают факты коррекции с указанием времени (дату, часы, минуты, секунды) коррекции указанных устройств.

Журналы событий УСПД и сервера БД отображают факты коррекции с указанием времени (дату, часы, минуты, секунды) коррекции указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1416) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» 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 «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – 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 средств измерений 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	Счётчик	УСПД / УССВ		Основна я погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ ОЭЗ, Ввод 1 Двуречки – правая 110 кВ	ТГФ110-II* Кл. т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 34096-07	ЗНГА-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60290-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	активная реактивная	$\pm 0,6$	$\pm 1,7$	
2	ПС 110 кВ ОЭЗ, Ввод 2 Двуречки – левая 110 кВ	ТГФ110-II* Кл. т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 34096-07	ЗНГА-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60290-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		$\pm 1,3$	$\pm 3,9$	
3	ПС 110 кВ ОЭЗ, ячейка 110 кВ Йокогама	ТГФМ-110 II* Кл. т. 0,2S Ктт 100/5 Рег. № 36672-08	ЗНГА-110 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60290-15	ТЕ3000.00 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	-- / УССВ-2 Рег. № 54074-13	$\pm 0,6$	$\pm 1,7$	
						$\pm 1,3$	$\pm 3,9$	
						$\pm 0,6$	$\pm 1,7$	
						$\pm 1,3$	$\pm 3,9$	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 220 кВ Казинка, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Казинка - Металлургическая I цепь	SB 0,8 Кл. т. 0,2S КТТ 800/1 Рег. № 55006-13	TEMP 245 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 55517-13	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,3$	$\pm 1,7$ $\pm 3,9$
5	ПС 220 кВ Казинка, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Казинка - Металлургическая II цепь	SB 0,8 Кл. т. 0,2S КТТ 800/1 Рег. № 55006-13	TEMP 245 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 55517-13	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-19 / --	активная реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,3$	$\pm 1,7$ $\pm 3,9$
6	ПС 220 кВ Казинка, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Липецкая - Казинка I цепь	SB 0,8 Кл. т. 0,2S КТТ 2000/1 Рег. № 55006-13	TEMP 245 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 55517-13	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,3$	$\pm 1,7$ $\pm 3,9$
7	ПС 220 кВ Казинка, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Липецкая - Казинка II цепь	SB 0,8 Кл. т. 0,2S КТТ 2000/1 Рег. № 55006-13	TEMP 245 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 55517-13	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,3$	$\pm 1,7$ $\pm 3,9$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ПС 110 кВ ОЭЗ Елец-1, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	SAS 123 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 74177-19	SVS 123 Кл. т. 0,2 Ктн $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 87514-22	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ARIS- 2805 Рег. № 67864-17 / --	активная реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,3$	$\pm 1,7$ $\pm 3,9$
9	ПС 110 кВ ОЭЗ Елец-1, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	SAS 123 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 74177-19	SVS 123 Кл. т. 0,2 Ктн $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 87514-22	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	активная реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,3$	$\pm 1,7$ $\pm 3,9$	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного 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. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,8$ инд, $I = 0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-9 от минус 40°C до плюс 60°C.
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 в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичное устройство, утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. 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
1	2
Количество измерительных каналов	9
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - 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 $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$: - 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 УСПД ЭКОМ-3000, °C: - температура окружающей среды в месте расположения УСПД ARIS-2805, °C: - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,5 до 50,5 от -40 до +40 от -40 до +60 от -30 до +50 от -40 до +60 от -10 до +55 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.16 (рег. № 36697-12) - для счетчиков ТЕ3000.00 (рег. № 77036-19) - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 220000 220000 2
УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для УСПД ЭКОМ-3000 (рег. № 17049-19) - для УСПД ARIS-2805 (рег. № 67864-17) - среднее время восстановления работоспособности, ч	350000 125000 24
УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч	74500 2
Сервер БД:	70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	113
- при отключении питания, лет, не менее	40
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, год, не менее	
Сервер БД:	10
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений, лет, не менее	
	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
 - журнал УСПД;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - журнал сервера БД;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике УСПД и сервере БД;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере БД (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 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	ТГФ110-II*	6
Трансформатор тока	ТГФМ-110 II*	3
Трансформатор тока	SB 0,8	12
Трансформатор тока	SAS 123	6
Трансформатор напряжения	ЗНГА-110	6
Трансформатор напряжения	TEMP 245	6
Трансформатор напряжения	SVS 123	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	ТЕ3000.00	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство сбора и передачи данных	ARIS-2805	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	«Альфа ЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1416 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 «ЭСК ОЭЗ Липецк» (3-я очередь), аттестованном ООО "ПИКА", г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

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 «Энергосбытовая компания особой экономической зоны Липецк»

(ООО «ЭСК ОЭЗ Липецк»)

ИНН 4825054269

Юридический адрес: 398010, Липецкая область, Грязинский район, город Грязи, тер. ОЭЗ ППТ Липецк, стр. 4а, офис 007/1

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская область, г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная, д. 14А

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации»

(ООО «ПИКА»)

ИНН 3328009874

Адрес: 600016, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81, каб. 307

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709

