

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» марта 2025 г. № 555

Регистрационный № 94965-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЕвразЭнергоТранс» промплощадки КГОК

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЕвразЭнергоТранс» промплощадки КГОК (далее по тексту – АИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее-УСПД) - устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000», каналаобразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных (ССД), сервер обмена данными (СОД) (далее по тексту - сервер ИВК), устройство синхронизации времени ИСС (далее-ИСС), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика:

– 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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений АИИС КУЭ передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для измерительных каналов (ИК) № 1-9 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации и ее передача на сервер ИВК. УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для измерительных каналов (ИК) № 10-17 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК.

Сервер ИВК выполняет дальнейшую обработку измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и отображение информации на мониторах АРМ. Сервер ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами ОРЭМ и с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе АО «АТС» и прочими заинтересованными организациями. Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов установленных форматов, в том числе заверенных электронной цифровой подписью (ЭЦП).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа ИСС, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК АИИС КУЭ, периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени ИСС и при наличии любого расхождения шкалы времени, сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени ИСС.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера ИВК осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени УСПД от шкалы времени сервера ИВК равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени УСПД.

Для ИК № 1-9 сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Для ИК № 10-17 сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 01/25. Заводской номер указывается в формуляре 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 формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ps0_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	6C13139810A85B44F78E7E5C9A3EDB93
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ГОК-Качканар 1	GSR 600/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-110 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
2	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ГОК-Качканар 2	GSR 600/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-110 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
3	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ГОК-Качканар 3	GSR 600/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-110 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
4	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ГОК-Качканар 4	GSR 600/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-110 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
5	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ГОК-Качканар 5	GSR 600/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-110 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
6	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ГОК-Качканар 6	GSR 600/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-110 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
7	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ГОК-Качканар 9	GSR 600/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-110 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
8	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ГОК-Качканар 10	GSR 600/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-110 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
9	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ОВМ - 110 кВ	ТФ3М 110Б 600/5, КТ 0,5 Рег. № 24811-03	-	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

«ЭКОМ-3000», рег. № 17049-09

ИСС, рег. № 71235-18 / сервер ИВК

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	ПС 110 кВ № 3 (г.Качканар), ЗРУ 6 кВ, ввод 6 кВ Т- 1	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
11	ПС 110 кВ № 3 (г.Качканар), ЗРУ 6 кВ, ввод 6 кВ Т- 2	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
12	ПС 110 кВ № 3 (г.Качканар), ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 75/5, КТ 0,5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
13	ПС 110 кВ № 3 (г.Качканар), ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП М-0,66 УЗ 75/5, КТ 0,5S Рег. № 59924-15	-	СЭТ-4ТМ.03.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
14	ПС 110 кВ № 9, РУ 6 кВ, яч.10	ТПЛ-10-М 150/5, КТ 0,5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
15	ПС 110 кВ № 9, РУ 6 кВ, яч.14	ТПЛ-10-М 150/5, КТ 0,5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
16	ПС 110 кВ № 10, ЗРУ 6 кВ, яч. 20	ТПЛ-НТЗ-10-11 400/5, КТ 0,5S Рег. № 69608-17	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
17	ТП-1022 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 600/5, КТ 0,5 Рег. № 15173-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		

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 ИСС, УСПД на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ 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 ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
1-8	Активная	0,4	1,0
	Реактивная	1,1	1,7
9	Активная	0,8	2,8
	Реактивная	2,1	4,4
10, 11, 14, 15	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,7	5,2
12, 17	Активная	0,9	3,1
	Реактивная	2,3	5,1
13	Активная	0,9	2,1
	Реактивная	2,3	3,6
16	Активная	1,1	2,2
	Реактивная	2,7	3,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), с			±5
Примечания:			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая)			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.			
3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\varphi=0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{\text{ном}}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{\text{ном}}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от плюс 5 °C до плюс 35 °C			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	17
Нормальные условия	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{\text{ном}}$	от 98 до 102
- ток, % от $I_{\text{ном}}$	от 100 до 120
- коэффициент мощности	0,9
- частота, Гц	50
температура окружающей среды для счетчиков, °C	от плюс 21 до плюс 25
Условия эксплуатации	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{\text{ном}}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{\text{ном}}$	от 1(2) до 120
- коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$)	от 0,5 инд. до 1 емк
- частота, Гц	от 49,6 до 50,4
температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C	от минус 60 до плюс 40
температура окружающей среды для счетчиков, °C	от плюс 5 до плюс 35
температура окружающей среды для сервера ИВК, °C	от плюс 10 до плюс 30
температура окружающей среды для УСПД, °C	от плюс 15 до плюс 25
атмосферное давление, кПа	от 80,0 до 106,7
относительная влажность, %, не более	98

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов	
Счетчики:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04) ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07)	220000 90000 140000
ИСС (рег. № 71235-18):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
УСПД:	
«ЭКОМ-3000» (рег. № 17049-09):	
- наработка на отказ, ч, не менее	75000
Сервер ИВК:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30	
минут, сут	113,7
СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30	
минут, сут	114
ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30	
минут, сут	113
УСПД:	
«ЭКОМ-3000» (рег. № 17049-09)	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях	
электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии,	
потребленной за месяц, сут, не менее	45
Сервер ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации о	
состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика и УСПД;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;
- сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	GSR	24
	ТОП М-0,66 У3	3
	ТОП-0,66	3
	ТПЛ-10-М	6
	ТПЛ-НТЗ-10-11	3
	ТПОЛ-10	6
	ТФЗМ 110Б	3
	ТШП-0,66	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	6
	НТМИ-6	5
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М.04	1
	СЭТ-4ТМ.03	6
	СЭТ-4ТМ.03.01	5
	СЭТ-4ТМ.03.09	2
	СЭТ-4ТМ.03М	3
Устройство сбора и передачи данных	«ЭКОМ-3000»	1
Устройство синхронизации времени	ИСС	1
Сервер ИВК	-	1
Автоматизированное рабочее место	-	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/338/25	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ЕвразЭнергоТранс» промплощадки КГОК. МВИ 26.51/338/25, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», г. Самара. Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

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 «ЕвразЭнергоТранс»
(ООО «ЕвразЭнергоТранс»)
ИНН 4217084532

Юридический адрес: 654006, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк,
ул. Рудокопровая (Центральный р-н), д. 4

Телефон: 8 (3843) 921-700

E-mail: energotrans@evraz.com

Изготовитель

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

ИНН 7714348389

Адрес: 125124, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, к. 12, эт. 2, помещ. II, ком. 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1

Телефон: 8 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.

