

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Сакмарской ТЭЦ филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

Счетчики электрической энергии цифровым выходом интерфейс RS-485 производят измерения и вычисления потребленной активной и реактивной электроэнергии. Интервал времени усреднения мощности для коммерческого учета установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память измерительные величины (активной и реактивной энергии, интегрированной реактивной мощности) на глубину не менее 45 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе и их последовательность, определяется при программировании счетчика

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД), и коммутационное оборудование.

УСПД типа ЭКОМ-3000 обеспечивает сбор данных со счетчиков, расчет (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН) и архивирование результатов измерений электрической энергии в энергонезависимой памяти с привязкой ко времени, передачу этой информации в информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК). Полученная информация накапливается в энергонезависимой памяти УСПД. Расчетное значение глубины хранения архивов составляет не менее 35 суток. Точное значение глубины хранения информации определяется при конфигурировании УСПД.

Коммутационное оборудование обеспечивает преобразование интерфейсов, а также обеспечивает высокую пропускную способность коммуникационных каналов.

Уровень ИВКЭ обеспечивает интеграцию с автоматизированной системой управления технологическими процессами (АСУ ТП).

3-й уровень – ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации от ИВКЭ (результаты измерений, журнал событий);
- сбор информации от счетчиков электроэнергии (результат измерений, журнал событий);
- конфигурирование программного обеспечения УСПД;
- обработку данных и их архивирование;

- преобразование информации для ее передачи по электронной почте в диспетчерский пункт филиала «Оренбургский» ОАО СО «ЕЭС»;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ).

ИВК состоит из центра сбора и обработки данных (далее – ЦСОД) и каналобразующей аппаратуры, а также системы обеспечения единого времени (СОЕВ) на базе УСВ-1, используется программное обеспечение (далее - ПО) «Энергосфера».

Сервер баз данных АИИС (SQL-сервер) представляет собой IBM PC совместимый компьютер с установленным адаптером Ethernet. Также к коммутатору подключено автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) персонала.

Для работы с АИИС КУЭ на уровне подстанции предусматривается организация АРМ АИИС КУЭ.

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя 1-й, 2-й и 3-й уровни АИИС КУЭ.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на сервер баз данных (БД), где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК центра сбора данных АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ на базе УСВ-1, установленной на сервере и включающей в себя часовую станцию со встроенным цифровым электронным индикатором и автономными органами управления, цифровой радиоприемник и программное обеспечение. Время сервера синхронизируется со временем УСВ-1, сличение ежечасное, погрешность синхронизации ± 20 мс. Сличение времени сервера со временем УСПД осуществляется каждый час, корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД на величину не более ± 2 с. Сличение времени счетчиков со временем УСПД осуществляется 1 раз в сутки, корректировка времени счетчиков производится при расхождении со временем УСПД более ± 2 с.

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

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий коррективке.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2 и технические характеристики в таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование присоединения	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД		Основная погрешность ($\pm\delta$), %	Погрешность в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Генератор № 1	ТШЛ-20-1 6000/5 КТ 0,5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ-10 III УХЛ1 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 33044-06	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКМ-3000 Рег. № 17049-14	Активная	$\pm 1,1$	$\pm 5,5$
						Реактивная	$\pm 2,3$	$\pm 2,8$
2	Генератор № 2	ТШВ-15 6000/5 КТ 0,5 Рег. № 1836-63	ЗНОМ-15-63 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная	$\pm 1,1$	$\pm 5,5$
						Реактивная	$\pm 2,3$	$\pm 2,8$
3	Генератор № 3	ТШЛ-20 6000/5 КТ 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Активная	$\pm 1,1$	$\pm 5,5$
						Реактивная	$\pm 2,5$	$\pm 4,1$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Генератор № 4	ТШЛ-20 6000/5 КТ 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Активная	± 1,1	± 5,5
						Реактивная	± 2,3	±2,8
5	Генератор №5	ТШЛ-20 8000/5 КТ 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		Активная	± 1,1	± 5,5
					Реактивная	± 2,3	±2,8	
6	Генератор № 6	ТШЛ-20 8000/5 КТ 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Активная	± 1,1	± 5,5
						Реактивная	± 2,3	±2,8
7	Яч. 2 Трансформатор связи Т-1 10 кВ	ТПШЛ-10 5000/5 КТ 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		Активная	± 1,0	± 5,6
					Реактивная	±2,2	±3,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	Яч. 18 Трансформатор связи Т-2 10 кВ	ТПШЛ-10 5000/5 КТ 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Активная	± 1,0	± 5,6
						Реактивная	±2,2	±3,5
9	Яч. 34 Трансформатор связи Т-3 10 кВ	ТПШЛ-10 5000/5 КТ 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01		Активная	± 0,9	± 5,4
						Реактивная	± 2,0	± 2,7
10	Яч. 6 ТСН 20 Т 10 кВ	ТПШЛ-10 2000/5 КТ 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		Активная	± 1,0	± 5,6
					Реактивная	±2,2	±3,5	
11	Яч. 7 ТСН 21 Т 10 кВ	ТПШЛ-10 2000/5 КТ 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	Активная	± 1,0	± 5,6	
					Реактивная	±2,2	±3,5	
12	Яч. 15 ТСН 22 Т 10 кВ	ТПШЛ-10 2000/5 КТ 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	Активная	± 1,0	± 5,6	
					Реактивная	±2,2	±3,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	Яч. 35 ТСН 23 Т 10 кВ	ТПШЛ-10 2000/5 КТ 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Активная Реактивная	± 1,0 ±2,2	± 5,6 ±3,5
14	25 Т ввод раб.пит. VI сек. шин 6 кВ	ТВЛМ-10 1500/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,5	± 5,5 ± 4,1
15	26 Т ввод раб.пит. VII сек. шин 6 кВ	ТОЛ-10 1500/5 КТ 0,5 Рег. № 7069-82	НОМ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 46786-11	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ±3,6
16	Трансформатор 30 ТР	TG145 У1 600/5 КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Активная Реактивная	± 1,0 ± 1,8	± 2,8 ± 4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	Яч.4 ТСН ТВК-1 10 кВ	ТПШЛ-10 5000/5 КТ 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Активная	± 1,0	± 5,6
						Реактивная	±2,2	±3,5
18	Яч.40 ТСН ТВК-2 10 кВ	ТПШЛ-10 5000/5 КТ 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01		Активная	± 0,9	± 5,4
						Реактивная	± 2,0	± 2,7
19	Яч.5 ФШК 10 кВ	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		Активная	± 1,0	± 5,6
					Реактивная	±2,2	±3,5	
20	Яч.8/2 ФШК 10 кВ	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	Активная	± 1,0	± 5,6	
					Реактивная	±2,2	±3,5	
21	Яч.13 ФШК 10 кВ	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	Активная	± 1,0	± 5,6	
					Реактивная	±2,2	±3,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	Яч.17 ФШК 10 кВ	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Активная	± 1,0	± 5,6
						Реактивная	±2,2	±3,5
23	Яч.19 ФШК 10 кВ	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		Активная	± 1,0	± 5,6
						Реактивная	±2,2	±3,5
24	Яч.20 ФШК 10 кВ	ТВК-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 8913-82	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		Активная	± 1,0	± 5,6
					Реактивная	±2,2	±3,5	
25	Яч.31 ФШК 10 кВ	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Активная	± 0,9	± 5,4	
					Реактивная	± 2,0	± 2,7	
26	Яч.32 ФШК 10 кВ	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	Активная	± 0,9	± 5,4	
					Реактивная	± 2,0	± 2,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	Яч.33 ФШК 10 кВ	ТВК-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 8913-82	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Активная	± 1,0	± 5,6
						Реактивная	±2,2	±3,5
28	Яч.37 ФШК 10 кВ	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		Активная	± 1,0	± 5,6
						Реактивная	±2,2	±3,5
29	Яч.9 УНПК ОГУ 10 кВ	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		Активная	± 1,0	± 5,6
					Реактивная	±2,2	±3,5	
30	Яч.11/1 ТД ОССК 10 кВ	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	Активная	± 1,0	± 5,6	
					Реактивная	±2,2	±3,5	
31	Яч.11/2 ДСК 10 кВ	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	Активная	± 1,0	± 5,6	
					Реактивная	±2,2	±3,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
32	Яч.11/3 НМЗ 10 кВ	ТВЛМ-10 200/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Активная	± 1,0	± 5,6
						Реактивная	±2,2	±3,5
33	Яч.22/1 ОССК 10 кВ	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		Активная	± 1,0	± 5,6
						Реактивная	±2,2	±3,5
34	Яч.22/2 ДСК 10 кВ	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01		Активная	± 0,9	± 5,4
						Реактивная	± 2,0	± 2,7
35	Яч.23/1 ОГУ «УНПК ОГУ» 10 кВ	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	Активная	± 1,0	± 5,6	
					Реактивная	±2,2	±3,5	
36	Яч.27 ЗСЭ 10 кВ	ТВЛМ-10 200/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	Активная	± 1,0	± 5,6	
					Реактивная	±2,2	±3,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
37	Яч.36/3 «Рыбное хозяйство» 10 кВ	ТВЛМ-10 200/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Активная	± 1,0	± 5,6
						Реактивная	±2,2	±3,5
38	Яч.36/2 СП ОЭР 10 кВ	ТВЛМ-10 150/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		Активная	± 1,0	± 5,6
					Реактивная	±2,2	±3,5	
39	Яч.36/1 НМЗ 10 кВ	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Активная	± 1,0	± 5,6
						Реактивная	±2,2	±3,5
40	Яч.16 ВЛ 110 кВ СТЭЦ-Ростоши	TG145N УХЛ1 600/5 КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		Активная	± 1,0	± 2,8
					Реактивная	± 1,8	± 4,2	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
41	Яч.9 ВЛ 110 кВ СТЭЦ- Оренбургская 1	TG145 У1 600/5 КТ 0,2S Пер. № 30489-05	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	Активная	± 1,0	± 2,8
						Реактивная	± 1,8	± 4,2
42	Яч.10 ВЛ 110 кВ СТЭЦ- Оренбургская 2	TG145 У1 600/5 КТ 0,2S Пер. № 30489-05	НКФ110-83У1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01		Активная	± 1,0	± 2,8
						Реактивная	± 1,8	± 4,2
43	Яч.19 ВЛ 110 кВ СТЭЦ- Машзавод 1	TG145 У1 600/5 КТ 0,2S Пер. № 30489-05	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Пер. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01	Активная	± 1,0	± 2,8	
					Реактивная	± 1,8	± 4,2	
44	Яч.20 ВЛ 110 кВ СТЭЦ- Машзавод 2	TG145 У1 600/5 КТ 0,2S Пер. № 30489-05	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01	Активная	± 1,0	± 2,8	
					Реактивная	± 1,8	± 4,2	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
45	Яч.2 ВЛ 110 кВ Октябрьская	TG145 У1 600/5 КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Активная	± 1,0	± 2,8
						Реактивная	± 1,8	± 4,2
46	Яч.7 ВЛ 110 кВ СТЭЦ-КТЭЦ 1	TG145 У1 600/5 КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		Активная	± 1,0	± 2,8
						Реактивная	± 1,8	± 4,2
47	Яч.4 ВЛ 110 кВ СТЭЦ-КТЭЦ 2	TG145 У1 600/5 КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ110-83У1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	Активная	± 1,0	± 2,8	
					Реактивная	± 1,8	± 4,2	
48	Яч.15 ВЛ 110 кВ СТЭЦ- Юго-Восточная	TG145N УХЛ1 600/5 КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	Активная	± 1,0	± 2,8	
					Реактивная	± 1,8	± 4,2	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
49	Яч.5 ВЛ 110 кВ СТЭЦ- Каргалинская	TG145 У1 600/5 КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Активная	± 0,8	± 2,2
						Реактивная	± 1,5	± 2,3
50	Яч.0 ВЛ 110 кВ СТЭЦ-Узловая	TG145 У1 600/5 КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ110-83У1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		Активная	± 1,0	± 2,8
						Реактивная	± 1,8	± 4,2
51	Яч.1 ВЛ 110 кВ СТЭЦ-Степная	ТВ-110/50 600/5 КТ 0,5 Рег. № 3184-72	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	Активная	± 1,2	± 5,7	
					Реактивная	± 2,5	± 3,6	
52	Яч.3 ВЛ 110 кВ СТЭЦ- Белоусовская	TG145 У1 600/5 КТ 0,2 Рег. № 15651-96	НКФ110-83У1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	Активная	± 1,0	± 2,9	
					Реактивная	± 1,8	± 2,9	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
53	Яч.00 ВЛ 110 кВ СТЭЦ-ШОВ 1	ТФЗМ-110Б-ШУ1 600/5 КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94 НКФ110-83У1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Активная	± 1,2	± 5,7
						Реактивная	± 2,5	±3,6
54	Яч.17 ВЛ 110 кВ СТЭЦ-ШОВ 2	TG 145 N УХЛ1 600/5 КТ 0,2S Рег. № 30489-09	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 24218-08 НКФ-110-57 У1 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		Активная	± 1,0	± 2,8
						Реактивная	± 1,8	± 4,2

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ на базе УСВ-1, Рег. № 28716-05, сличение ежечасное, погрешность синхронизации ± 20 мс.

Примечания

1. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 минут).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов. Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	54
<p>Нормальные условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц <p>температура окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 	<p>от 98 до 102 от 100 до 120 0,87 от 49,8 до 50,2</p> <p>от +21 до +25 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц <p>диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С</p> <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД 	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +70 от +15 до +35 от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>электросчетчики СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.02:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08):</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-12):</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УСПД ЭКОМ-3000:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>90000 2 140000 2 165000 2 75000 2</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	50000 1
Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	113 35 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

журнал счетчика и УСПД:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени;

журнал УСПД:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение сервера.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;

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

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- 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
1	2	3
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТШВ-15	3 шт.
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ-20	12 шт.
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	18 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	40 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	TG145	42 шт.
Трансформаторы тока	ТВК-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-110/50	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-ШУ1	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-10 Ш УХЛ1	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	15 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-6	1 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-6	1 шт.
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	46 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	3 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	1 шт.
ПО	ПК «Энергосфера»	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-063-2019	1 экз.
Паспорт-формуляр	РУАГ.411734.015 ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-063-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Сакмарской ТЭЦ филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс». Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» в июле 2019 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
 - трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
 - счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
 - счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.4111.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
 - счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12) – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
 - счетчиков активной и реактивной энергии переменного тока статических многофункциональных СЭТ-4ТМ.02 – в соответствии с документом «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки». Методика поверки согласована ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ;
 - УСПД ЭКОМ-3000 – в соответствии с документом ПБКМ.421459.007 МП «Устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000». Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» 20 апреля 2014 г.;
 - радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений 27008-04;
 - переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками АИИС КУЭ и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
 - прибор комбинированный Testo-622 (рег.№ 53505-13).
- Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ с требуемой точностью.
- Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ Сакмарской ТЭЦ ОАО «Оренбургская теплоэнергетическая компания» (АИИС КУЭ СТЭЦ)».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Сакмарской ТЭЦ филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

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

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»

Изготовитель

Филиал «Оренбургский» Публичного акционерного общества «Т Плюс»
(Филиал «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»)
ИНН 6315376946
Адрес: 460024, г. Оренбург, Аксакова ул., д. 3
Телефон: + 7 (3532) 797-361, факс: + 7 (3532) 797-841
E-mail: info-ortgk@ies-holding.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
Адрес: 455000, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Советской Армии, д. 8/1, оф.703
Телефон: +7 (351) 951-02-67
E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.