

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» апреля 2024 г. № 864

Регистрационный № 37936-08

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная Пермской ТЭЦ-14 филиала ОАО «ТГК-9»

Назначение средства измерений

Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная Пермской ТЭЦ-14 филиала ОАО «ТГК-9» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений количества электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, накопления и обработки информации о генерации, отпуске и потреблении электрической энергии и мощности, хранения и отображения полученной информации, формирования отчетов по генерации, отпуску и потреблению электроэнергии для Администратора торговой системы, Системного оператора и смежных участников оптового рынка электроэнергии.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состояний объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень, который включает в себя 43 измерительно-информационных комплекса точек учета электроэнергии (ИИК ТУ), предназначенных для измерения и учета электрической энергии и мощности и построенных на базе следующих средств измерений:

- измерительных трансформаторов тока (ТТ);
- измерительных трансформаторов напряжения (ТН);
- многофункциональных счетчиков активной и реактивной электрической энергии (счетчики).

Второй уровень АИИС КУЭ - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» (далее – УСПД) со встроенным приемником точного времени глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГНСС), каналообразующую аппаратуру.

Третий уровень АИИС КУЭ - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных АИИС КУЭ, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, каналообразующую аппаратуру.

Счетчики электрической энергии с заданной периодичностью измеряют мгновенные значения тока и напряжения, действующие на их входах, и вычисляют на основе полученных значений данные о потреблении электрической энергии и мощности за заданные промежутки времени. При этом измерения входных сигналов тока и напряжения, приведенных ко входам счетчиков с помощью измерительных трансформаторов тока и напряжения, осуществляются при помощи токовых трансформаторов (датчиков тока, входящих в состав фильтра сетевого), включенных последовательно в каждую цепь тока и резистивных делителей напряжения (датчиков напряжения, включенных в каждую параллельную цепь напряжения). Сигналы с датчиков тока и напряжения поступают на соответствующие входы АЦП.

АЦП осуществляет измерение мгновенных значений величин, пропорциональных фазным напряжениям и токам, параллельно по шести каналам, преобразование их в цифровой код и передачу по скоростному последовательному каналу микроконтроллера (МК).

МК по выборкам мгновенных значений напряжений и токов производит вычисление средних за период сети значений активной мощности, реактивной мощности для каждой фазы сети, среднеквадратичных значений напряжений и токов по каждой фазе и среднее за период значение реактивной мощности.

По измеренным за период сети средним значениям активной и реактивной мощности формируются импульсы телеметрии на четырех конфигурируемых испытательных выходах счетчика. Сформированные импульсы подсчитываются контроллером и сохраняются в регистрах текущих значений энергии и профиля мощности по каждому виду энергии (мощности) и направлению свершения события.

По свершению события, текущие значения энергии или мощности добавляются в соответствующие энергонезависимые регистры учета энергии и массивы профиля мощности. При этом в качестве события выступает время окончания текущего тарифа или время окончания интегрирования мощности для массива профиля, определяемое по встроенным энергонезависимым часам реального времени.

Результаты измерений передаются со счетчиков измерительных каналов (ИК) на вход УСПД, которое выполняет следующие функции:

- сбор измерительной и диагностической информации с ИИК ТУ;
- контроль достоверности измерительной информации;
- ведение журнала событий УСПД;
- предоставление доступа к собранной информации и журналам событий;
- периодическую коррекцию (синхронизацию) времени в УСПД и в обслуживаемых УСПД счетчиках электроэнергии.

Средняя активная/реактивная электрическая мощность и приращение активной/реактивной электрической энергии на интервале времени усреднения 30 минут для каждого ИИК ТУ вычисляются путем умножения данных профиля нагрузки счетчика этого ИИК ТУ за рассматриваемый получасовой интервал на соответствующие коэффициенты.

ИБК АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- автоматический сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- замещение отсутствующей измерительной информации;
- формирование архива измеренных величин;
- формирование архива технической и диагностической информации;
- доступ к коммерческой информации;
- доступ к технологической и диагностической информации;
- формирование сальдо по электропотреблению;
- контроль за состоянием программно-технических средств АИИС;
- подготовка отчета в XML-формате для передачи требуемых данных в АО «АТС»

по электронной почте;

- завершение подготовленного отчета электронно-цифровой подписью и отправка его в АО «АТС» по электронной почте;

- доступ ИАСУ КУ АО «АТС» к информации АИИС КУЭ в рамках процедуры технического контроля.

В качестве программного обеспечения ИБК АИИС КУЭ используется программный комплекс «Энергосфера» программно-технического измерительного комплекса «ЭКОМ», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №) 19542-00.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). Синхронизация времени в ИБКЭ осуществляется по сигналам точного времени ГНСС с использованием встроенного в УСПД приемника ГНСС (используемая система - ГЛОНАСС). Пределы допускаемых смещений формируемой шкалы времени УСПД относительно национальной шкалы времени UTC (SU) в режиме синхронизации по источнику точного времени ГНСС с использованием PPS-сигнала ± 1 мс.

УСПД обеспечивает синхронизацию шкал времени счетчиков и сервера баз данных. Сравнение времени УСПД с временем счетчиков ИИК ТУ происходит непрерывно. Корректировка времени счетчиков происходит при расхождении с временем УСПД 3 с. При непрерывном сравнении времени сервера базы данных с временем УСПД корректировка времени в сервере происходит при расхождении 4 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и УСПД АИИС КУЭ отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств, расхождение времени в секундах между УСПД и корректирующим устройством и время на счетчике в момент времени, непосредственно предшествующий корректировке.

К средству измерений данного типа относится система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная Пермской ТЭЦ-14 филиала ОАО «ТГК-9», заводской номер 01. Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен типографским способом в Разделе 3 Формуляра 50306307.422222.103 ФО. Сведения о формате, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов приводятся в эксплуатационной документации АИИС КУЭ (паспорт/формуляр/паспорт-формуляр) по каждому типу средств измерений, входящему в состав системы.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера». Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ указаны в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBE B6F 6CA693 18BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИИК ТУ	№ ИК	Вид электроэнергии	Наименование объекта, наименование присоединения	Типы средств измерений, входящих в состав ИК; класс точности; номинальный первичный и вторичный ток/напряжение для трансформатора тока/напряжения (в виде дроби); регистрационный номер в Федеральном информационном фонде			УСПД	Сервер
				ТТ	ТН	Счетчик		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	активная отдача	ПТЭЦ-14 ГРУ-6кВ яч.26 ТГ-1	ТШВ-15 КТ 0,5 8000/5 Рег. № 1836-63	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	«ЭКОМ-3000», Рег. № 17049-19	Сервер баз данных
	2	реактивная отдача						
2	3	активная отдача	ПТЭЦ-14 ГРУ-6кВ яч.6 ТГ-2	ТШВ 15 КТ 0,2S 8000/5 Рег. № 5719-08	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
	4	реактивная отдача						
3	5	активная отдача	ПТЭЦ-14 6кВ ТГ-3	ТШВ-15 КТ 0,5 8000/5 Рег. № 1836-63	ЗНОМ-15-63М КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46277-10	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
	6	реактивная отдача						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	7	активная отдача	ПТЭЦ-14 18кВ ТГ-4	ТШЛ20Б-1 КТ 0,2 8000/5 Пер. № 4016-74	ЗНОМ-20-63 КТ 0,5 18000/√3/100/√3 Пер.№ 51674-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17	«ЭКОМ-3000», Пер. № 17049-19	Сервер баз данных
	8	реактивная отдача						
5	9	активная отдача	ПТЭЦ-14 6кВ ТГ-5	ТШЛ20Б-1 КТ 0,2 8000/5 Пер. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Пер. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17		
	10	реактивная отдача						
6	11	активная отдача	ПТЭЦ-14 ОРУ- 110кВ яч.10 ВЛ 110кВ ТЭЦ 14 – ТЭЦ 13 №1	ТВ-110-I КТ 0,5S 600/5 Пер. № 19720-06	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17		
	12	активная прием						
	13	реактивная отдача						
	14	реактивная прием						
7	15	активная отдача	ПТЭЦ-14 ОРУ- 110кВ яч.6 ВЛ 110кВ ТЭЦ 14 – ТЭЦ 13 №2	ТВ-110-I КТ 0,5S 600/5 Пер. № 19720-06	НКФ-110-57 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 Пер. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17		
	16	активная прием						
	17	реактивная отдача						
	18	реактивная прием						
8	19	активная отдача	ПТЭЦ-14 ОРУ- 110кВ яч.2 ВЛ 110кВ ТЭЦ 14 – Крым №1	ТВ-110-II КТ 0,5 600/5 Пер. № 19720-06	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17		
	20	реактивная отдача						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	21	активная отдача	ПТЭЦ-14 ОРУ-110кВ яч.4 ВЛ 110кВ ТЭЦ 14 – Крым №2	ТВ-110-II КТ 0,5 600/5 Пер. № 19720-06	НКФ-110-57 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 Пер. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17	«ЭКОМ-3000», Пер. № 17049-19	Сервер баз данных
	22	реактивная отдача						
10	23	активная отдача	ПТЭЦ-14 ОРУ-110кВ яч.19 ВЛ 110кВ ТЭЦ 14 – Химград №1	ТВ-110/50 КТ 0,5 600/5 Пер. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17		
	24	реактивная отдача						
11	25	активная отдача	ПТЭЦ-14 ОРУ-110кВ яч.20 ВЛ 110кВ ТЭЦ 14 – Химград №2	ТВ-110-I КТ 0,5S 600/5 Пер. № 19720-06	НКФ-110-57 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 Пер. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17		
	26	реактивная отдача						
12	27	активная отдача	ПТЭЦ-14 ОРУ-110кВ яч.13 ВЛ 110кВ ТЭЦ 14 – ГПП-4 №1	ТВ-110-I КТ 0,5S 600/5 Пер. № 19720-06	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 Пер. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17		
	28	реактивная отдача						
13	29	активная отдача	ПТЭЦ-14 ОРУ-110кВ яч.14 ВЛ 110кВ ТЭЦ 14 – ГПП-4 №2	ТВ-110-II КТ 0,5 600/5 Пер. № 19720-05	НКФ-110-57 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 Пер. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17		
	30	реактивная отдача						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	31	активная отдача	ПТЭЦ-14 ОРУ- 110кВ яч.17 ВЛ 110кВ ТЭЦ 14 – Оверята №1	ТВ-110-I КТ 0,5S 600/5 Рег. № 19720-06	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	«ЭКОМ-3000», Рег. № 17049-19	Сервер баз данных
	32	активная прием						
	33	реактивная отдача						
	34	реактивная прием						
15	35	активная отдача	ПТЭЦ-14 ОРУ- 110кВ яч.18 ВЛ 110кВ ТЭЦ 14 – Оверята №2	ТВ-110-I КТ 0,5S 600/5 Рег. № 19720-06	НКФ-110-57 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
	36	активная прием						
	37	реактивная отдача						
	38	реактивная прием						
16	39	активная отдача	ПТЭЦ-14 ОРУ- 110кВ яч.5 ВЛ 110кВ ТЭЦ 14 – Оверята №3	ТВ-110-I КТ 0,5S 600/5 Рег. № 19720-06	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
	40	активная прием						
	41	реактивная отдача						
	42	реактивная прием						
17	43	активная отдача	ПТЭЦ-14 ОРУ- 110кВ яч.8 ВЛ 110кВ ТЭЦ 14 – Оверята №4	ТВ-110-I КТ 0,5S 600/5 Рег. № 19720-06	НКФ-110-57 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
	44	активная прием						
	45	реактивная отдача						
	46	реактивная прием						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	61	активная отдача	ПТЭЦ-14 ГРУ-6кВ яч.3А Фидер РП-4Б	ТПОЛ-10 КТ 0,5 600/5 Пер. № 1261-59	ЗНОЛП КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Пер. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17	«ЭКОМ-3000», Пер. № 17049-19	Сервер баз данных
	62	реактивная отдача						
24	63	активная отдача	ПТЭЦ-14 ГРУ-6кВ яч.24 Фидер РП-5А	ТПОЛ-10 КТ 0,5 1000/5 Пер. № 1261-59	ЗНОЛП КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Пер. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17		
	64	реактивная отдача						
25	65	активная отдача	ПТЭЦ-14 ГРУ-6кВ яч.10А Фидер РП-5Б	ТПОЛ-10 КТ 0,5 1000/5 Пер. № 1261-59	ЗНОЛП КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Пер. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17		
	66	реактивная отдача						
26	67	активная отдача	ПТЭЦ-14 ГРУ-6кВ яч.19Б Фидер ЖБК	ТВЛМ-10 КТ 0,5 150/5 Пер. № 1856-63	ЗНОЛП КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Пер. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17		
	68	реактивная отдача						
27	69	активная отдача	ПТЭЦ-14 ГРУ-6кВ яч.25А Фидер Город	ТПОЛ 10 КТ 0,5S 1000/5 Пер. № 1261-02	ЗНОЛП КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Пер. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17		
	70	реактивная отдача						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
28	71	активная отдача	ПТЭЦ-14 ГРУ-6кВ яч.3Б Фидер Прачечная-1	ТПОЛ-10 КТ 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛП КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	«ЭКОМ-3000», Рег. № 17049-19	Сервер баз данных
	72	реактивная отдача						
29	73	активная отдача	ПТЭЦ-14 ГРУ-6кВ яч.7А Фидер Прачечная-2	ТПОЛ-10 КТ 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛП КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
	74	реактивная отдача						
30	75	активная отдача	ПТЭЦ-14 ГРУ-6кВ яч.9 Фидер 3ЗСК	ТВЛМ-10 КТ 0,5 1000/5 Рег. № 1856-63	ЗНОЛП КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
	76	реактивная отдача						
31	77	активная прием	ПТЭЦ-14 ГРУ-6кВ яч.20 Фидер с.н.1	ТПОЛ-10 КТ 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛП КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
	78	реактивная прием						
32	79	активная прием	ПТЭЦ-14 ГРУ-6кВ яч.2 Фидер с.н.2	ТПОЛ-10 КТ 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛП КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
	80	реактивная прием						

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности передачи и обработки данных, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления средней мощности, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	± 5
Границы интервала относительной погрешности ИК, %, при измерениях электрической энергии и средней мощности при доверительной вероятности 0,95: - активная энергия и мощность: - для ИК №№ 1, 5, 9, 11, 12, 15, 16, 19, 21, 23, 25, 27, 29, 31, 32, 35, 36, 39, 40, 43, 44, 47, 48, 51, 52, 55, 57, 59, 61, 63, 65, 67, 69, 71, 73, 75, 77, 79, 81, 83, 85, 87, 89, 91, 93, 95, 97, 99, 101, 102 - для ИК №№ 3, 7, 9	$\pm 0,9$ $\pm 0,8$
- реактивная энергия и мощность: - для ИК №№ 2, 6, 13, 14, 17, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 33, 34, 37, 38, 41, 42, 45, 46, 49, 50, 53, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 74, 76, 78, 80, 82, 84, 86, 88, 90, 92, 94, 96, 98, 100, 103, 104 - для ИК №№ 4, 8, 10	$\pm 1,1$ $\pm 0,9$
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовая): 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны доверительные границы интервала, соответствующие доверительной вероятности 0,95. 3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО. 4 Представленные значения погрешности ИК получены расчетным путем на основании значений составляющих погрешности ИК в предположениях: условия эксплуатации – нормальные, измеряемые токи и напряжения равны номинальным, фазовый угол между измеряемыми током и напряжением равен 0 или $\pi/2$ при измерении активной или реактивной энергии соответственно. В случае отклонения условий измерений от указанных, предел относительной погрешности измерения для каждого ИК может быть рассчитан согласно соотношениям, приведенным в методике поверки МП 37-26-2021.	

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации АИИС КУЭ: - электропитание от стандартной сети переменного тока: - напряжение, В - частота, Гц	220 50
- температура окружающей среды для измерительных трансформаторов и счетчиков АИИС КУЭ - температура окружающей среды для УСПД и АРМ АИИС КУЭ, °С	в соответствии с эксплуатационной документацией на эти средства от +10 до +40
Мощность, потребляемая отдельным компонентом АИИС КУЭ, Вт, не более	50
Показатели надежности компонентов АИИС КУЭ: - средняя наработка на отказ, ч, счетчика электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М - средний срок службы, лет, счетчика электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ УСПД, ч - средний срок службы УСПД, лет	в соответствии с эксплуатационной счетчика 30 350000 25
Глубина хранения информации:	
- электросчетчик: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее	100 10
- УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных значениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут - сохранение данных при отключении питания, лет, не менее	100 (функция автоматизирована) 10
- ИВК	хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений за весь срок эксплуатации системы

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале события счетчика: параметрирования, пропадания напряжения, коррекции времени в счетчике;
- в журнале событий УСПД: параметрирования, пропадания напряжения, коррекции времени в УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование;
- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера.

Защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТШВ-15	11 шт.
Трансформатор тока	ТШВ 15	3 шт.
Трансформатор тока	ТШЛ20Б-1	6 шт.
Трансформатор тока	ТВ-110-I	24 шт.
Трансформатор тока	ТВ-110/50	6 шт.
Трансформатор тока	ТВ-110-II	9 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	7 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	22 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	10 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	6 шт.
Трансформатор тока	ТВТ-35-І	3 шт.
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63М	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-20-63	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	9 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2 шт.
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	2 шт.
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	41 шт.
Устройство сбора и передачи данных с приемником точного времени ГНСС	«ЭКОМ-3000»	1 шт.
Программное обеспечение	«Программный комплекс «Энергосфера»	1 шт.
Формуляр	50306307.422222.103 ФО	1 экз.
Технорабочий проект. Том 3. Эксплуатационная документация	50306307.422222.103	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Разделе 4.2 «Методика (метод) измерений» Формуляра 50306307.422222.103 ФО.

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.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная фирма «Телемеханик» (ООО НПФ «Телемеханик»)

ИНН 6661055401

Адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Шаумяна, д. 83, оф. 403

Телефон: +7 (343) 234-63-05, +7 (343) 234-63-02

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии - филиал ФГУП «Всероссийского научно-исследовательского института метрологии имени Д.И.Менделеева» (УНИИМ - филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Телефон: +7 (343) 350-26-18

Факс: +7 (343) 350-20-39

E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.