

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии объектов инженерной инфраструктуры и транспортной сети портовой особой экономической зоны на территории муниципального образования «Чердаклинский район» Ульяновской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии объектов инженерной инфраструктуры и транспортной сети портовой особой экономической зоны на территории муниципального образования «Чердаклинский район» Ульяновской области (далее-АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

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 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);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии 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.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.01 класса точности (КТ) 0,5S/1 в ГР №36697-12 по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электроэнергии, указанных в таблице 2 (32 точки измерения).

2-й уровень - измерительно-вычислительные комплексы энергоустановок (ИВКЭ), включают в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 Т (далее - УСПД ЭКОМ-3000 Т) со встроенным модулем синхронизации времени GPS в ГРН№17049-09, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи, источники бесперебойного питания;

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер сбора и базы данных, автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи.

Первичные фазные 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 1 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 1с мощности, вычисляется для интервалов времени 1с. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы локального УСПД (уровень – ИВКЭ), где осуществляется накопление измерительной информации, хранение и передача накопленных данных по внутренним каналам связи на верхний уровень системы (уровень – ИВК), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется обработка измерительной информации, получаемой с энергообъектов, вычисление электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в организации – участникам оптового и розничного рынков электроэнергии осуществляется через Интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Измерение времени происходит автоматически, внутренними часами счетчиков, УСПД, сервера ИВК. Синхронизация встроенных часов осуществляется при помощи прибора спутниковой связи GPS-приемника, входящего в состав УСПД ЭКОМ-3000Т, который считывает единое астрономическое время. В УСПД заложена программа, корректирующая полученное время согласно часовому поясу. Сравнение времени GPS с временем УСПД происходит ежесекундно. При разнице во времени GPS с временем УСПД на $\pm 1,5$ секунды происходит коррекция времени УСПД. При каждом сеансе связи происходит сравнение времени УСПД с временем счетчиков. Корректировка времени счетчиков происходит при расхождении часов счетчика с часами УСПД на ± 3 секунды. При каждом сеансе связи происходит сравнение времени сервера с временем УСПД, корректировка времени в сервере происходит при расхождении часов сервера с часами УСПД на ± 2 секунды. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с в сутки. 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 корректровке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ использовано программное обеспечение ПО ПК «Энергосфера». Версия 7.1

Идентификационные данные (признаки) приведены в таблице №1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Идентификационное наименование ПО	ПО «Сервер опроса»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.1.2.881
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976 E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014– высокий.

На метрологические характеристики модуля вычислений оказывают влияние пересчётные коэффициенты, которые используются для пересчёта токов и напряжений, считанных со счётчика, в результирующий параметр (потребляемую мощность). Значения пересчетных коэффициентов защищены от изменения путём ограничения доступа – паролем, опломбированием УСПД и фиксацией изменений в журнале событий. Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты (с разграничением прав доступа, использование ключевого носителя, пароли), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных. Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений.

Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов, входящих в измерительный канал АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений представлен в Таблице 2.

Таблица 2

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Пределы относительной погрешности, %	Пределы относительной погрешности в рабочих условиях, %
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	Ввод 1 РП-1, 1 с.ш. ячейка №7 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S ,800/5 ф.А № 01836-15 ф.В № 01871-15 ф.С № 01864-15	НАМИТ-10 КТ 0,5 10000/100 Зав. № 3589140000002	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142688	УСПД «ЭКОМ-»	А Р	±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	РП-1, 1 с.ш., ячейка №11 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №36852-14 Зав. №36793-14 Зав. №36752-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142558			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
9	РП-1, 1 с.ш., ячейка №13 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-12 КТ 0,5S,75/5 Зав. №36588-14 Зав. №36635-14 Зав. №37112-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810143022			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
10	РП-1, 1 с.ш. ячейка №15 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,150/5 Зав. №36646-14 Зав. №36762-14 Зав. №36756-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810143036			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
11	РП-1, 1 с.ш., ячейка №17 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-12 КТ 0,5S,75/5 Зав. №36679-14 Зав. №36693-14 Зав. №36699-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142359			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
12	РП-1, 1 с.ш., ячейка №19 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-12 КТ 0,5S,75/5 Зав. №36650-14 Зав. №36597-14 Зав. №37157-14	НАМИТ-10 КТ 0,5 10000/100 Зав. №	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810143186			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
13	РП-1, 1 с.ш., ячейка №21 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №37269-14 Зав. №36806-14 Зав. №36750-14	3589140000002	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810143043			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
14	РП-1, 1 с.ш., ячейка №23 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №37942-14 Зав. №37268-14 Зав. №36792-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142596			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
15	РП-1, 1 с.ш., ячейка №25 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №36755-14 Зав. №36746-14 Зав. №37315-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142591			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
19	Ввод 2 РП-1, 2 с.ш. ячейка №8 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,800/5 Зав. №01832-15 Зав. №01872-15 Зав. №01867-15	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Зав. № 3588140000001	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142779			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1

УСПД «ЭКОМ-3000» Т Зав. № 11145716

А
Р

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	РП-1, 2 с.ш., ячейка №12 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №36715-14 Зав. №36824-14 Зав. №36744-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810143001			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
21	РП-1, 2 с.ш., ячейка №14 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-12 КТ 0,5S,75/5 Зав. №36587-14 Зав. №36686-14 Зав. №36678-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142934			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
22	РП-1, 2 с.ш., ячейка №16 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,150/5 Зав. №36786-14 Зав. №36671-14 Зав. №36733-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142826			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
23	РП-1, 2 с.ш., ячейка №18 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-12 КТ 0,5S,75/5 Зав. №36685-14 Зав. №36680-14 Зав. №36692-14	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Зав. № 3588140000001	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810143050	УСПД «ЭКОМ-3000» Т Зав. № 11145716	А Р	±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
24	РП-1, 2 с.ш., ячейка №20 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-12 КТ 0,5S,75/5 Зав. №36598-14 Зав. №36771-14 Зав. №36636-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142831			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
25	РП-1, 2 с.ш., ячейка №22 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №36736-14 Зав. №36721-14 Зав. №36714-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142565			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
26	РП-1, 2 с.ш., ячейка №24 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №36741-14 Зав. №36735-14 Зав. №36768-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142714			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
29	Ввод 1 РП-2, 1 с.ш., ячейка №5 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,800/5 Зав. №36971-14 Зав. №37014-14 Зав. №37289-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142685			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
31	РП-2, 1 с.ш., ячейка №11 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №36770-14 Зав. №36984-14 Зав. №37156-14	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142681	±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1			

Продолжение таблицы 2

32	РП-2, 1 с.ш., ячейка №13 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-12 КТ 0,5S,100/5 Зав. №36990-14 Зав. №36962-14 Зав. №36838-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142594			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1	
33	РП-2, 1 с.ш., ячейка №15 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №36901-14 Зав. №37022-14 Зав. №37084-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142761			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1	
34	РП-2, 1 с.ш., ячейка №17 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №36720-14 Зав. №36919-14 Зав. №37009-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142666			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1	
35	РП-2, 1 с.ш., ячейка №19 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №36885-14 Зав. №36854-14 Зав. №36994-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142695			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
36	РП-2, 1 с.ш., ячейка №21 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №36814-14 Зав. №36794-14 Зав. №36935-14	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Зав. № 3588140000001	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142905			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1	
40	Ввод 2 РП-2, 2 с.ш., ячейка №6 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,800/5 Зав. №37033-14 Зав. №37301-14 Зав. №37063-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0812143445		ЭКОМ- 3000 Т, Зав. № 11146714	±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1	
42	РП-2, 2 с.ш., ячейка №12 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №06408-14 Зав. №07049-14 Зав. №36801-14	НАМИТ-10 КТ 0,5 10000/100 Зав. №	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142599			А Р	±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
43	РП-2, 2 с.ш., ячейка №14 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-12 КТ 0,5S,100/5 Зав. №37058-14 Зав. №37133-14 Зав. №37097-14	3588140000002	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142572				±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
44	РП-2, 2 с.ш., ячейка №16 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №36831-14 Зав. №36853-14 Зав. №06799-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142880				±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1

Продолжение таблицы 2

45	РП-2, 2 с.ш., ячейка №18 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №36869-14 Зав. №37070-14 Зав. №37036-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142926			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
46	РП-2, 2 с.ш., ячейка №20 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №36961-14 Зав. №36936-14 Зав. №37202-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142707			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
47	РП-2, 2 с.ш., ячейка №22 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №36951-14 Зав. №37024-14 Зав. №37034-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142804			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1
48	РП-2, 2 с.ш., ячейка №24 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5S,200/5 Зав. №06402-14 Зав. №36937-14 Зав. №37003-14		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Зав. №0810142671			±1,3 ±2,1	±3,1 ±5,1

Примечание к таблице 2.

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
 3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;
 4. Нормальные условия:
параметры сети: напряжение ($0,98 \div 1,02$) $U_{ном}$; ток ($1 \div 1,2$) $I_{ном}$
температура окружающей среды- (20 ± 5)°С
 5. Рабочие условия:
- параметры сети для ИК: напряжение ($0,9 \div 1,1$) $U_{ном}$;
- сила тока ($0,01 \div 1,2$) $I_{ном}$; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos \varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$;
- допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 °С до + 70 °С, для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М; от минус 40 °С до +60 °С; для УСПД ЭКОМ 3000Т от -20°С до плюс 55°С, для сервера от +10 °С до + 35 °С;
 6. Погрешность в рабочих условиях для ИК перечисленных в таблице №2 указана для ($I = 0,01 I_{ном}$), $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии многофункциональных от +15°С до +35°С;
 7. Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения - ГОСТ 1983-2001, счетчиков электрической энергии – ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и по ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
- Доверительные границы погрешности результата измерений активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях АИИС КУЭ представлены в таблице 3.

Таблица 3

Номера каналов	Значение $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока ТТ), %							
		$(1)2\leq I_{\text{раб}} < 5$		$5\leq I_{\text{раб}} < 20$		$20\leq I_{\text{раб}} < 100$		$100\leq I_{\text{раб}} < 120$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
7-15,19-26,29,31-36,40,42-48	0,5	$\pm 5,6$	$\pm 3,6$	$\pm 3,2$	$\pm 2,7$	$\pm 2,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,4$	$\pm 2,5$
	0,8	$\pm 3,1$	$\pm 5,1$	$\pm 1,9$	$\pm 3,5$	$\pm 1,5$	$\pm 3,0$	$\pm 1,5$	$\pm 3,0$
	1	$\pm 2,2$	Не норм	$\pm 1,3$	Не норм	$\pm 1,1$	Не норм	$\pm 1,1$	Не норм

Надежность применяемых в системе компонентов:

трансформатор тока (напряжения)

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{\text{ср}} = 400\,000$ ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более $t_{\text{в}} = 2$ ч;

электросчетчик СЭТ-4ТМ.03М

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{\text{ср}} = 140\,000$ часов;
- средний срок службы – не менее 30 лет.

УСПД ЭКОМ 3000Т

- среднее время наработки на отказ не менее $T = 75\,000$ ч.,
- средний срок службы – не менее 20 лет.

сервер сбора и БД

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{\text{ср}} = 107\,300$ ч,
- коэффициент готовности не менее 0,99,

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью резервного источника питания;
- резервирование электрического питания УСПД и каналобразующей аппаратуры с помощью резервного источника питания;
- резервирование электрического питания сервера с помощью источников бесперебойного питания.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
- параметрирования;
- воздействия внешнего магнитного поля;
- вскрытие счетчика;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал событий УСПД:
- даты начала регистрации измерений;
- перерывов электропитания;
- потери и восстановления связи со счётчиками;
- программных и аппаратных перезапусков;
- корректировки времени в УСПД и каждом счетчике;
- изменения ПО и перепараметрирования УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчетчиков;
- испытательных коробок;

- УСПД;
- сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии объектов инженерной инфраструктуры и транспортной сети портовой особой экономической зоны на территории муниципального образования «Чердаклинский район» Ульяновской области

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование компонента системы	Номер в ГР	Количество (шт.)
Счетчик электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.01, КТ 0,5S/1,0	36697-12	32
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-11, КТ 0,5S	32139-06	42
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-12, КТ 0,5S	32139-06	24
Трансформатор напряжения НАМИТ-10, КТ 0,5	16687-97	2
Сервер HP Proliant DL560 Gen8 E5-4603	-	1
ПО ПК «Энергосфера»	-	1 комплект
Устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» Т со встроенным модулем синхронизации времени GPS	17049-09	2
GSM/ GPRS коммуникатор IRZ GPRS router RUH	-	3
ИБП APC Smart-UPS 5U 5000VA 230V Rackmount	-	1
АРМ(автоматизированное рабочее место)	-	3
Методика поверки МП 4222-01-7328080049-2015	-	1
Формуляр ФО 4222-01-7328080049-2015	-	1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-01-7328080049-2015 «Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электрической энергии объектов инженерной инфраструктуры и транспортной сети портовой особой экономической зоны на территории муниципального образования «Чердаклинский район» Ульяновской области. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Самарский ЦСМ» 20.08.2015г.

Результаты поверки удостоверяются свидетельством о поверке, которое заверяется подписью поверителя и знаком поверки в виде оттиска и (или) наклейки со штрих кодом

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ1 МП. Методика поверки.
- радиочасы МИР РЧ-01 принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), ПГ±1 мкс.
- устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000Т в соответствии с методикой «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1^\circ$. Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне (15 – 300) В- ПГ± 0,2 %; в диапазоне (15-150) мВ, ПГ±2,0%. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока в диапазоне (0,002 – 1,5) А, ПГ ± 0,3 %; в диапазоне (0,25 - 7,5) А, ПГ ± 0,3 %. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии объектов инженерной инфраструктуры и транспортной сети портовой особой экономической зоны на территории муниципального образования «Чердаклинский район» Ульяновской области приведены в документе - «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии объектов инженерной инфраструктуры и транспортной сети портовой особой экономической зоны на территории муниципального образования «Чердаклинский район» Ульяновской области. МВИ 4222-01-7328080049-2015. Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации №108/RA.RU 311290/2015 от 21.08.2015

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии объектов инженерной инфраструктуры и транспортной сети портовой особой экономической зоны на территории муниципального образования «Чердаклинский район» Ульяновской области

- ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
- ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
- ГОСТ 31819.22-2012. «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
- ГОСТ 31819.23-2012. «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

Изготовитель

Филиал Акционерное общество «Особые экономические зоны» в Ульяновской области.
Адрес: 432059, РФ, г. Ульяновск, ул. 40-летия Победы, д.29.
Тел. 8(8422) 303-463.
ИНН 7328080049.

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»).

Адрес: 443013, пр.Карла Маркса,134, г.Самара.

Тел. (846) 3360827.

Е-mail: smrcsm@saminfo.ru.

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30017-13 от 21.10.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агенства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ___ » _____ 2015 г.