

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Котовская ТЭЦ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Котовская ТЭЦ» предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также передачу данных в утвержденных форматах другим удаленным заинтересованным пользователям. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой 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),
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа,
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений,
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей),
- 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 - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,2S, 0,5S и 0,5 по ГОСТ 7746-01, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-01, многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М и его модификация СЭТ-4ТМ.03М.08 (ГР № 36697-12) класса точности (КТ) 0,2S/0,5 по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электрической энергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электрической энергии, указанных в таблице 2 (35 точек измерения). Ввиду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности (КТ) 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности (КТ) 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее-УСПД) типа RTU-325T (модификация RTU-325T-E2-M4-V8-In-D (ГР № 44626-10), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включающий в себя сервер с установленным программным обеспечением «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени типа УССВ-2 (ГР № 54074-13),

локально-вычислительную сеть, 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 доступа к информации.

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 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин. Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем- третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН), и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача результатов измерения и состояний средств измерений (журналы событий) в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ осуществляется от ИВК по сети Internet в автоматическом режиме в формате XML с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени УССВ-2, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС) и синхронизирующим собственное время по сигналам времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приёмника. Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Время в УСПД RTU-325T и сервера синхронизируется с временем УССВ-2, сличение времени ежесекундное, погрешность синхронизации не более $\pm 0,1$ с. Сличение времени счетчиков ИИК с временем УСПД RTU-325T осуществляется каждые 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении времени более чем на ± 2 с.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ± 5 с/сутки.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера 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 на уровне ИВК используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Версия 12.1
Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

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

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты-разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ должны соответствовать положениям постановления Правительства РФ от 31.10.2009 г. №879 «Об утверждении положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации», ГОСТ 8.009-84, РМГ 29-2013, а также действующим национальным стандартам на средства измерений.

Перечень компонентов АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав измерительного канала (далее-ИК) представлен в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень компонентов, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ

Номер измерительного канала	Наименование присоединения	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД	УССВ	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТГ-4	ТШВ-15Б ф.А № 652 ф.В № 657 ф.С № 633 8000/5 ,КТ 0,5	ЗНОМ-15 ф.А №41603 ф.В №40607 ф.С №41805 10000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162252 КТ 0,2S/0,5	RTU-325T-E2-M4-B8-In-D, зав. № 010004	УССВ-2, зав. № 001869	Активная Реактивная
2	ВЛ 110 кВ Котовской ТЭЦ-2 - Ко- товская I цепь (ВЛ-110кВ Шаховская -1)	ТВ-110-1-5-У2 ф.А № 1523 ф.В № 1511 ф.С № 0545 600/5, КТ 0,5S	НАМИ-110 УХЛ1 ф.А №137 ф.В №193 ф.С №233 110000/100 КТ 0,2	СЭТ-4ТМ.03М № 0803160001 КТ 0,2S/0,5			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
3	ВЛ 110 кВ Котовской ТЭЦ-2 - Котовская II цепь (ВЛ-110кВ Шаховская -2)	ТВГ-УЭТМ-110 ф.А № 2214-13 ф.В № 2213-13 ф.С № 2212-13 600/5, КТ 0,2S	НАМИ-110 УХЛ1 ф.А №235 ф.В №275 ф.С №176 110000/100, КТ 0,2	СЭТ-4ТМ.03М № 0801160169 КТ 0,2S/0,5	RTU-325T-E2-M4-B8-In-D, зав. № 010004	УССВ-2, зав. № 001869	Активная Реактивная
4	ВЛ 110 кВ Котовской ТЭЦ-2- Тамбовская №4 II цепь с отпайками	ТВ-110-1-5-У2 ф.А № 1515 ф.В № 1513 ф.С № 1519 600/5, КТ 0,5S	НАМИ-110 УХЛ1 ф.А №137 ф.В №193 ф.С №233 110000/100, КТ 0,2	СЭТ-4ТМ.03М № 0801160174 КТ 0,2S/0,5			
5	ВЛ 110 кВ Котовской ТЭЦ-2-Тамбовская №4 I цепь с отпайками	ТВ-110-1-5-У2 ф.А № 1522 ф.В № 1516 ф.С № 1514 600/5, КТ 0,5S	НАМИ-110 УХЛ1 ф.А №235 ф.В №275 ф.С №176 110000/100 КТ 0,2	СЭТ-4ТМ.03М № 0801160024 КТ 0,2S/0,5			
6	ВЛ 35кВ Котовская ТЭЦ-2- Знаменская с отпайками (ВЛ 35 кВ Знаменская-1)	ТВ-35-П-1 ф.А № 1224 ф.В № 1217 ф.С № 1225 300/5, КТ 0,5	НОМ-35-66 ф.А № 1272601 ф.В № 1272565 ф.С № 1278692 35000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162312 КТ 0,2S/0,5			
7	Т-3 Трансформатор блока ТГ-4	ТВИ-110 ф.А № 780 ф.В № 778 ф.С № 779 1000/5, КТ 0,5S	НАМИ-110 УХЛ1 ф.А №235 ф.В №275 ф.С №176 110000/100 КТ 0,2	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162189 КТ 0,2S/0,5			
8	Линия собственного расхода №1	ТПК-10 ф.А № 01070 ф.С № 01062 600/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-2УХЛ2 ф.А,В,С № 0836 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0801160088 КТ 0,2S/0,5			
9	Линия собственного расхода №2	ТПК-10 ф.А № 01057 ф.С № 01068 600/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-2УХЛ2 ф.А,В,С № 0831 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162209 КТ 0,2S/0,5			
10	Линия резервного питания №1	ТПК-10 ф.А № 01063 ф.С № 01061 600/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-2УХЛ2 ф.А,В,С № 0836 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803160103 КТ 0,2S/0,5			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
11	Линия резервного питания №2	ТПК-10 ф.А № 01053 ф.С № 01069 600/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-2УХЛ2 ф.А,В,С № 0831 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803160089 КТ 0,2S/0,5	RTU-325T-E2-M4-B8-In-D, зав. № 010004	УССВ-2, зав. № 001869	Активная Реактивная
12	Т-1 сторона 35 кВ	ТВ-35-25-У2 ф.А № 2315 ф.В № 2328 ф.С № 2552 300/5, КТ 0,5	НОМ-35-66 ф.А № 1272601 ф.В № 1272565 ф.С № 1278692 35000/100, КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803161323 КТ 0,2S/0,5			
13	Т-2 сторона 35 кВ	ТВ-35-25-У2 ф.А № 1929 ф.В № 1932 ф.С № 1825 300/5, КТ 0,5	ЗНОМ-35-65 ф.А № 1341033 ф.В № 1340986 ф.С № 1341615 35000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803161391 КТ 0,2S/0,5			
14	Линия связи с ТЭЦ-1 №1	ТПОФ-10 ф.А № 3035 ф.С № 2496 1000/5, КТ 0,5	НАМИТ-10-2УХЛ2 ф.А,В,С № 0836 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162326 КТ 0,2S/0,5			
15	Линия связи с ТЭЦ-1 №2	ТПОЛ-10 ф.А № 30961 ф.С № 1603 1000/5, КТ 0,5	НАМИТ-10-2УХЛ2 ф.А,В,С № 0831 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162221 КТ 0,2S/0,5			
16	Т-1 сторона 6 кВ	ТПК-10 ф.А № 01067 ф.В № 01064 ф.С № 01066 1500/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-2УХЛ2 ф.А,В,С № 0836 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162291 КТ 0,2S/0,5			
17	Т-2 сторона 6 кВ	ТПК-10 ф.А № 00615 ф.В № 01065 ф.С № 00614 1500/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-2УХЛ2 ф.А,В,С № 0831 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803161349 КТ 0,2S/0,5			
18	СУ ТЭЦ	ТПОФ-10 ф.А № 1909 ф.С № 1032 600/5, КТ 0,5	НАМИТ-10-2УХЛ2 ф.А,В,С № 0836 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162284 КТ 0,2S/0,5			
19	ЛКЗ №3	ТПОФ-10 ф.А № 2873 ф.С № 1151 600/5, КТ 0,5	НАМИТ-10-2УХЛ2 ф.А,В,С № 0831 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162301 КТ 0,2S/0,5			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
20	КЗНМ	ТПОЛ-10 ф.А № 21812 ф.В № 21813 ф.С № 21814 600/5, КТ 0,2S	НАМИТ-10- 2УХЛ2 ф.А,В,С № 0831 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803161336 КТ 0,2S/0,5	RTU-325T-E2-M4-B8-In-D, зав. № 010004	УССВ-2, зав. № 001869	Активная Реактивная
21	ЛКЗ №2	ТПОФ-10 ф.А № 1040 ф.С № 2434 600/5, КТ 0,5	НАМИТ-10- 2УХЛ2 ф.А,В,С № 0831 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162319 КТ 0,2S/0,5			
22	ТСК-1	ТПОЛ-10 ф.А № 35789 ф.С № 46625 1000/5, КТ 0,5	НАМИТ-10- 2УХЛ2 ф.А,В,С № 0836 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162270 КТ 0,2S/0,5			
23	Новый объект-5	ТПОЛ-10 ф.А № 8595 ф.С № 6708 1000/5, КТ 0,5	НАМИТ-10- 2УХЛ2 ф.А,В,С № 0836 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162350 КТ 0,2S/0,5			
24	ЛКЗ №1	ТПОФ-10 ф.А № 2883 ф.С № 1864 600/5, КТ 0,5	НАМИТ-10- 2УХЛ2 ф.А,В,С № 0836 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803161012 КТ 0,2S/0,5			
25	АО «Алмаз»	ТПК-10 ф.А № 01059 ф.В № 01060 ф.С № 01058 400/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10- 2УХЛ2 ф.А,В,С № 0831 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162228 КТ 0,2S/0,5			
26	Новый объект-33	ТПОЛ-10 ф.А № 24741 ф.В № 24868 ф.С № 24734 1000/5, КТ 0,5	НАМИТ-10- 2УХЛ2 ф.А,В,С № 0831 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0812136753 КТ 0,2S/0,5			
27	ТСК-2	ТПОЛ-10 ф.А № 24736 ф.В № 24718 ф.С № 24740 1000/5, КТ 0,5	НАМИТ-10- 2УХЛ2 ф.А,В,С № 0831 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0812136220 КТ 0,2S/0,5			
28	Линия резервного питания №3	ТПОЛ-10 ф.А № 3930 ф.В № 2995 ф.С № 3097 1500/5, КТ 0,5	НАМИТ-10- 2УХЛ2 ф.А,В,С № 0836 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803160906 КТ 0,2S/0,5			
29	Ввод рабочего пи- тания на сек- цию "ЗР"	ТОЛ-10-У3 ф.А № 4589 ф.С № 4788 1500/5, КТ 0,5	НТМИ-6-66-У3 ф.А,В,С № 10378 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803160997 КТ 0,2S/0,5			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
30	Ввод рабочего питания на секцию "4Р"	ТОЛ-10-У3 ф.А № 4599 ф.С № 4728 1500/5, КТ 0,5	НТМИ-6-66-У3 № 70365 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162294 КТ 0,2S/0,5	RTU-325T-E2-M4-B8-In-D зав. № 010004	УССВ-2, зав. № 001869	Активная Реактивная
31	Т-1 сторона 110 кВ	ТВ-110-1-5-У2 ф.А № 1520 ф.В № 1521 ф.С № 1518 200/5, КТ 0,5	НАМИ-110 УХЛ1 ф.А №137 ф.В №193 ф.С №233 110000/100 КТ 0,2	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162266 КТ 0,2S/0,5			
32	Т-2 сторона 110 кВ	ТВ-110-1-5-У2 ф.А № 1512 ф.В № 1517 ф.С № 1510 200/5, КТ 0,5	НАМИ-110 УХЛ1 ф.А №235 ф.В №275 ф.С №176 110000/100 КТ 0,2	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162207 КТ 0,2S/0,5			
33	Ввод резервного питания на секцию "3Р"	ТОЛ-10-У3 ф.А № 4696 ф.С № 4691 1500/5, КТ 0,5	НТМИ-6-66-У3 ф.А,В,С № 10378 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162308 КТ 0,2S/0,5			
34	Ввод резервного питания на секцию "4Р"	ТОЛ-10-У3 ф.А № 4744 ф.С № 4745 1500/5, КТ 0,5	НТМИ-6-66-У3 ф.А,В,С № 70365 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М № 0803162322 КТ 0,2S/0,5			
35	Ввод-0,4 кВ Контейнер "Билайн"	ТОП-0,66 ф.А № 3017388 ф.В № 3017384 ф.С № 3017389 10/5, КТ 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 № 0802161204 КТ 0,2S/0,5			

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее-ИК) при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение (0,9-1,1)Uном, ток (0,01-1,2) Iном для ИК №2,3,4,5,7, 8-11,16,17,20,25,35; ток (0,05-1,2) Iном для ИК №1,6,12-15,18,19,21-24,26-30,33,34; 0,5 инд, ≤cos φ≤0,8 емк; допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 до плюс 60 °С, для счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 60°С, для УСПД от 5 до 50 °С, сервера от 10 до 35 °С) приведены в таблице 3. Температура воздуха в местах расположения счетчиков для ИК №1-34 от 15 до 35 °С, для ИК № 35 от минус 40 до плюс 40 °С.

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электроэнергии энергии в рабочих условиях

Номер ИК	Значение cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях, %							
		d _{I(2)} %, I _{I(2)} % £ I _{изм} < I ₅ %		d ₅ %, I ₅ % £ I _{изм} < I ₂₀ %		d ₂₀ %, I ₂₀ % £ I _{изм} < I ₁₀₀ %		d ₁₀₀ %, I ₁₀₀ % £ I _{изм} £ I ₁₂₀ %	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
2,4,5,7	0,5	±5,3	±2,6	±2,8	±1,5	±1,9	±1,2	±1,9	±1,2
	0,8	±2,8	±4,4	±1,5	±2,5	±1,1	±1,8	±1,1	±1,8
	1	±1,8	Не норм	±1,0	Не норм	±0,7	Не норм	±0,7	Не норм

Продолжение таблицы 3

		A	P	A	P	A	P	A	P
1,6,12-15, 18,19,21-24, 26-30,33,34	0,5	-	-	±5,4	±2,5	±2,9	±1,4	±2,2	±1,1
	0,8	-	-	±2,9	±4,3	±1,6	±2,4	±1,3	±1,8
	1	-	-	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм
3	0,5	±2,1	±1,4	±1,3	±1,1	±1,0	±1,0	±1,0	±1,0
	0,8	±1,3	±2,0	±0,9	±1,5	±0,7	±1,3	±0,7	±1,3
	1	±1,0	Не норм	±0,7	Не норм	±0,5	Не норм	±0,5	Не норм
20	0,5	±2,3	±1,6	±1,7	±1,3	±1,5	±1,2	±1,5	±1,2
	0,8	±1,5	±2,2	±1,1	±1,7	±0,9	±1,5	±0,9	±1,5
	1	±1,2	Не норм	±0,9	Не норм	±0,7	Не норм	±0,7	Не норм
8-11, 16,17,25	0,5	±5,4	±2,5	±3,0	±1,4	±2,2	±1,1	±2,2	±1,1
	0,8	±2,9	±4,3	±1,7	±2,4	±1,3	±1,8	±1,3	±1,8
	1	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм	±0,9	Не норм
31,32	0,5	-	-	±5,3	±2,5	±2,7	±1,5	±1,9	±1,2
	0,8	-	-	±2,8	±4,4	±1,5	±2,4	±1,1	±1,8
	1	-	-	±1,8	Не норм	±0,9	Не норм	±0,7	Не норм
35	0,5	±5,5	±3,6	±3,0	±3,0	±2,3	±2,8	±2,3	±2,8
	0,8	±2,9	±5,4	±1,8	±4,1	±1,4	±3,7	±1,4	±3,7
	1	±1,9	Не норм	±1,2	Не норм	±0,9	Не норм	±0,9	Не норм

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электрической энергии (параметры сети: напряжение (0,98-1,02) $U_{ном}$; ток (0,01-1,2) $I_{ном}$ для ИК №2,3,4,5,7,8-11,16,17,20,25,35 и ток (0,05-1,2) $I_{ном}$ для ИК №1,6,12-15,18,19,21-24,26-30,33,34; $\cos\phi=0,9$ инд; температура окружающей среды $(20\pm 5)^\circ\text{C}$ приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электрической энергии

Номер ИК	Значение $\cos\phi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии, %							
		$d_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_5\%,$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		A	P	A	P	A	P	A	P
2,4,5,7	0,5	±5,3	±2,5	±2,8	±1,4	±1,9	±1,1	±1,9	±1,1
	0,8	±2,8	±4,3	±1,5	±2,3	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	1	±1,7	Не норм	±1,0	Не норм	±0,7	Не норм	±0,7	Не норм
1,6,12-15, 18,19,21-24, 26-30,33,34	0,5	-	-	±5,4	±2,5	±2,9	±1,4	±2,2	±1,1
	0,8	-	-	±2,9	±4,3	±1,6	±2,4	±1,2	±1,8
	1	-	-	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм
3	0,5	±2,0	±1,3	±1,3	±0,9	±0,9	±0,8	±0,9	±0,8
	0,8	±1,3	±1,8	±0,9	±1,3	±0,6	±1,0	±0,6	±1,0
	1	±1,0	Не норм	±0,7	Не норм	±0,5	Не норм	±0,5	Не норм
20	0,5	±2,3	±1,4	±1,7	±1,1	±1,4	±1,0	±1,4	±1,0
	0,8	±1,5	±2,0	±1,1	±1,6	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	1	±1,1	Не норм	±0,8	Не норм	±0,7	Не норм	±0,7	Не норм
8-11, 16,17,25	0,5	±5,4	±2,5	±3,0	±1,4	±2,2	±1,1	±2,2	±1,1
	0,8	±2,9	±4,3	±1,7	±2,4	±1,2	±1,8	±1,2	±1,8
	1	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм	±0,9	Не норм
31,32	0,5	-	-	±5,3	±2,5	±2,7	±1,4	±1,9	±1,1
	0,8	-	-	±2,8	±4,3	±1,5	±2,2	±1,1	±1,6

Продолжение таблицы 4

		A	P	A	P	A	P	A	P
	1	-	-	±1,7	Не норм	±0,9	Не норм	±0,7	Не норм
35	0,5	±5,3	±2,4	±2,7	±1,3	±1,8	±1,0	±1,8	±1,0
	0,8	±2,8	±4,3	±1,5	±2,3	±1,0	±1,5	±1,0	±1,5
	1	±1,7	Не норм	±0,9	Не норм	±0,6	Не норм	±0,6	Не норм

Надежность применяемых в системе компонентов электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М

- среднее время наработки на отказ не менее 140 000 ч,

Сервер

- среднее время наработки на отказ не менее 70 000 ч,

УСПД

- среднее время наработки на отказ не менее 55 000 ч,

УССВ-2

- среднее время наработки на отказ не менее 74500 ч,

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;

- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;

- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках УСПД и сервере;

- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика;

- фактов пропадания напряжения;

- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчике (функция автоматизирована);

- УСПД (функция автоматизирована);

- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М - каждый массив профиля при времени интегрирования 30 мин составляет 113 суток;

- УСПД- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу- не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;

- ИВК- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Номер в Гос.реестре СИ	Количество
1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М, КТ 0,2S/0,5	36697-12	35 шт.
Трансформатор тока ТШВ-15Б, КТ 0,5	5719-08	3 шт.
Трансформатор тока ТВ-110-1 (модификация ТВ-110-1 -5-У2, КТ 0,5S	19720-05	15 шт.
Трансформатор тока ТВГ-УЭТМ-110 , КТ 0,2S	52619-13	3 шт.
Трансформатор тока ТВ-35-П-1, КТ 0,5	3186-72	3 шт.
Трансформатор тока ТВИ-110, КТ 0,5 S	30559-11	3 шт.
Трансформатор тока ТПК-10, КТ 0,5S	22944-07	17 шт.
Трансформатор тока ТВ-35-25-У2, КТ 0,5	3187-72	6 шт.
Трансформатор тока ТПОФ-10, КТ 0,5	518-50	10 шт.
Трансформатор тока ТПОЛ-10, КТ 0,5	1261-08	18 шт.
Трансформатор тока ТОЛ-10-У3, КТ 0,5	6009-12	8 шт.
Трансформатор тока ТОП-0,66, КТ 0,5S	47959-11	3 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОМ-15, КТ 0,5	1593-05	3 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1, КТ 0,2	24218-13	6 шт.
Трансформатор напряжения НОМ-35-66, КТ 0,5	187-05	3 шт.
Трансформатор напряжения НАМИТ-10-2УХЛ2, КТ 0,5	16687-06	2 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66-У3, КТ 0,5	2611-70	5 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65, КТ 0,5	912-07	3 шт.
УСПД RTU-325T	44626-10	1 шт.
Сервер сбора и хранения БД типа IPC-610MB-F	-	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени УССВ-2	54074-13	1 шт.
Автоматизированное рабочее место	-	2 шт.
Специализированное ПО «АльфаЦЕНТР» в составе ИВК	-	1 шт.
Наименование документации		
Методика поверки МП 4222-01-7719888719-2016	-	1экз.
Формуляр ФО 4222-01-7719888719-2016	-	1экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 4222-01-7719888719-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Котовская ТЭЦ». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 20.09.2016 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

-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 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1», утвержденной руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2011 г.

- устройство синхронизации времени УССВ-2 в соответствии с документом МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 г.

-УСПД RTU-325T в соответствии с документом «Устройства сбора и передача данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки ДЯИМ.466215.005МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

- радиочасы МИР РЧ-01, ГР №27008-04.

- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», ГР № 33750-12.

- вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А», ГР №22029-10.

Допускается применять средства поверки, не приведенные в перечне, но обеспечивающие определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрих кодом и заверяется подписью поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ООО «Котовская ТЭЦ» приведены в документе - «Методика (методы) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ООО «Котовская ТЭЦ» - МВИ 4222-01-7719888719-2016. Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» по ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 138/RA.RU 311290/2015/2016 от 12 сентября 2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Котовская ТЭЦ»

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S.

ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD).

Изготовитель

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

Адрес: Российская Федерация, 121552, г. Москва, ул. Ярцевская, д.34, стр.1, офис 8
ИНН 7709340987

Заявитель

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

Адрес: Российская Федерация, 105037, г. Москва, ул. 3-я Прядильная, дом 11, комната 6
ИНН 7719888719

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

Телефон: 8 (846) 3360827

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.