

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Орской ТЭЦ-1 ОАО «Волжская ТГК» (АИИС КУЭ Орской ТЭЦ-1)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Орской ТЭЦ-1 ОАО «Волжская ТГК» (АИИС КУЭ Орской ТЭЦ-1) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) ЭКОМ-3000 и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер баз данных (далее – сервер БД) с программным обеспечением (далее – ПО) «Энергосфера», устройство синхронизации времени УСВ-1, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трёх уровней АИИС КУЭ.

Первичные 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы соответствующего УСПД ЭКОМ-3000, хранение измерительной информации, ее накопление и

передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

По запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень системы с помощью сети Ethernet. На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-1, синхронизирующим собственное системное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-1. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC составляют $\pm 0,5$ с. Часы сервера БД синхронизированы с УСВ-1, сличение осуществляется каждый час, погрешность синхронизации ± 20 мс. Часы УСПД синхронизированы с часами сервера БД, сличение часов осуществляется каждый час, коррекция часов УСПД выполняется при расхождении ± 2 с. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений астрономического времени УСПД ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи со счётчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД ± 2 с, но не чаще одного раза в сутки. Передача информации от счётчиков электрической энергии до УСПД, от УСПД до сервера БД реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Энергосфера», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Энергосфера».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	Сервер опроса PSO.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.5.95.3372
Цифровой идентификатор ПО	38c7d28efefe7239324b4c0a56b7c40b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ Орской ТЭЦ-1 и их основные метрологические характеристики

Номер точки измерений на однолинейной схеме	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1	Орская ТЭЦ-1, ГРУ 10 кВ, ТСШ, яч. 23 Т5	ТПШФ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав. № 26059 Зав. № 25689 Зав. № 26802	НОМ-20 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 251163 Зав. № 251170 Зав. № 251164	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 05030107	ЭКОМ-3000 Зав. № 07134992	активная реактивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,2 ± 5,1
1.2	Орская ТЭЦ-1, ТСН 13, ввод 10 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 787 Зав. № 6480	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1363	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 05030088	ЭКОМ-3000 Зав. № 07134991	активная реактивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,2 ± 5,1
1.3	Орская ТЭЦ-1, ТСН 12, ввод 10 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 19167 Зав. № 19177	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 67291	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 02036159		активная реактивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,2 ± 5,1
1.4	Орская ТЭЦ-1, ТСН 10, ввод 10 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 3379 Зав. № 3397	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1360	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 02033035		активная реактивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,2 ± 5,1
1.5	Орская ТЭЦ-1, ГРУ 10 кВ, ЗСШ, яч. 56 Т3	ТПШФА-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав. № 10195 Зав. № 8313 Зав. № 8387	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 662398	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 05031071		активная реактивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,2 ± 5,1
1.6	Орская ТЭЦ-1, ГРУ 10 кВ, 2СШ, яч. 26 Т2	ТПШФА-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав. № А1665 Зав. № А1633 Зав. № А1736	НТМИ-10-66 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № ВСТ	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 06032067	ЭКОМ-3000 Зав. № 07134992	активная реактивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,2 ± 5,1
1.7	Орская ТЭЦ-1, ГРУ 10 кВ, 1СШ, яч. 25 Т1	ТПШФА-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Зав. № 121550 Зав. № 15480 Зав. № 10202	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № ВХП	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 06031182		активная реактивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,2 ± 5,1
1.8	Орская ТЭЦ-1, ГРУ 10 кВ, 2СШ, яч. 4 Т4	ТПШФА-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав. № 13390 Зав. № 13448	НТМИ-10-66 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № ВСТ	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 06030153	активная реактивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,2 ± 5,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.9	Орская ТЭЦ-1, ТСН 11, ввод 10 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 1350 Зав. № 2458	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1441	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 02035107	ЭКОМ-3000 Зав. № 07134991	актив- ная	± 1,3	± 3,2
						реак- тивная	± 2,5	± 5,1
30	Орская ТЭЦ-1, ввод 10кВ генератора 9	ТШВ-15Б Кл.т. 0,2 6000/5 Зав. № 93 Зав. № 51 Зав. № 95	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1360	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 02054690		актив- ная	± 0,9	± 1,6
						реак- тивная	± 1,5	± 2,3
31	Орская ТЭЦ-1, ввод 10кВ генератора 10	ТШВ-15Б Кл.т. 0,2 6000/5 Зав. № 10 Зав. № 8 Зав. № 9	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1441	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 02054687		актив- ная	± 0,9	± 1,6
					реак- тивная	± 1,5	± 2,3	
32	Орская ТЭЦ-1, ввод 10кВ генератора 11	ТШВ-15Б Кл.т. 0,2 6000/5 Зав. № 20 Зав. № 21 Зав. № 22	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 67291	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059339	актив- ная	± 0,9	± 1,6	
					реак- тивная	± 1,5	± 2,3	
33	Орская ТЭЦ-1, ввод 10кВ генератора 12	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 5000/5 Зав. № 3002 Зав. № 1708 ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 5000/5 Зав. № 1327	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1363	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 02054382	актив- ная	± 1,1	± 3,0	
					реак- тивная	± 2,3	± 4,5	
1.46	Орская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч.13, КЛ-10 кВ ЮУМЗ	ТПОФ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 08237 Зав. № 05232	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № ВХП	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0811082522	ЭКОМ-3000 Зав. № 04134819	актив- ная	± 1,3	± 3,2
						реак- тивная	± 2,5	± 5,5
1.47	Орская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч.11, КЛ-10 кВ №21 Мехзавод	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 10387 Зав. № 17291 Зав. № 13453		СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 06032139		актив- ная	± 1,3	± 3,2
					реак- тивная	± 2,5	± 5,1	
1.48	Орская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч.9, КЛ-10 кВ №8 и №19 Машзавод	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 10655 Зав. № 4077 Зав. № 10968		СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 06031035	актив- ная	± 1,3	± 3,2	
					реак- тивная	± 2,5	± 5,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.56	Орская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч.16, КЛ-10 кВ №6 Мехзавод	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 4603 ТЛМ-10-1 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 4208 ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 4602	НТМИ-10-66 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № ВСТ	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 06031215	ЭКОМ-3000 Зав. № 04134819	актив- ная	± 1,3	± 3,2
						реак- тивная	± 2,5	± 5,1
1.57	Орская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч.14, КЛ-10 кВ ЮУМЗ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 4608 ТПОФ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 252610				СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 06031028	актив- ная	± 1,3
						реак- тивная	± 2,5	± 5,1
1.58	Орская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч.12, КЛ-10 кВ ЮУМЗ	ТПОФ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 09654 Зав. № 01301 Зав. № 06383		СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0811082459		актив- ная	± 1,3	± 3,2
						реак- тивная	± 2,5	± 5,5
1.62	Орская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, 3СШ, яч.45, КЛ-10 кВ №4 и №15 Машзавод	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 5981 Зав. № 10795 Зав. № 5982		СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 06031187		актив- ная	± 1,3	± 3,2
						реак- тивная	± 2,5	± 5,1
1.67	Орская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, 3СШ, яч.46, КЛ-10 кВ ЮУМЗ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 23292 ТПОФ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 4867 Зав. № 66282	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 662398	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 05030245		актив- ная	± 1,3	± 3,2
					реак- тивная	± 2,5	± 5,1	
2.1	Орская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч.33, КЛ-10кВ Крекинг-1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Зав. № 22036 Зав. № 22041 Зав. № 22037	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № ВХП	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 06032127	актив- ная	± 1,3	± 3,3	
					реак- тивная	± 2,5	± 6,2	
2.2	Орская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч.34, КЛ-10кВ Крекинг-2	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Зав. № 22039 Зав. № 22040 Зав. № 22038	НТМИ-10-66 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № ВСТ	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 03034004	актив- ная	± 1,3	± 3,3	
					реак- тивная	± 2,5	± 6,2	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.3	Орская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч.31, КЛ-10кВ Крекинг-3	ТПОФ-10 Кл.т. 0,5 750/5 Зав. № 64059 Зав. № 65400 Зав. № 64060	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № ВХП	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 05031012	ЭКОМ-3000 Зав. № 04134819	актив- ная	± 1,3	± 3,2
2.4	Орская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч.29, КЛ-10кВ Крекинг-5	ТПОФД-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 148635		СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 06032130		актив- ная	± 1,3	± 3,2
		ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 4079	реак- тивная			± 2,5	± 5,1	
2.5	Орская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч.38, КЛ-10кВ Крекинг-6	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 51889 Зав. № 51944 Зав. № 51946	НТМИ-10-66 УЗ Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № ВСТ	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 06032129		актив- ная	± 1,3	± 3,2
		ТПОФД-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 148636				реак- тивная	± 2,5	± 5,1
2.6	Орская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч.10, КЛ-10кВ Крекинг-7	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 61794 Зав. № 18048	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 662398	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 06031210		актив- ная	± 1,3	± 3,2
2.7	Орская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, 3СШ, яч.48, КЛ-10кВ Крекинг-8	ТПОФ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 59724		СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 06031227	актив- ная	± 1,3	± 3,2	
		ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 50203	реак- тивная		± 2,5	± 5,1		
		ТПОФ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 57204						

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.
- 4 Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры сети: напряжение (0,99 – 1,01) Ун; ток (1,0 – 1,2) Ин; $\cos \varphi = 0,9$ инд.; частота (50 ± 0,15) Гц;
 - температура окружающей среды: (23±2) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:
для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01 (0,05) - 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0 (0,5 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от минус $45\text{ }^{\circ}\text{C}$ до плюс $40\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс $25\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0 (0,5 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха для счётчиков типа СЭТ-4ТМ.02.2 от минус $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до плюс $55\text{ }^{\circ}\text{C}$; для счётчиков типов СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.02М от минус $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до плюс $60\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс $30\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до плюс $30\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс $25\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2 (5) \% I_{ном} \cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ до плюс $30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД и УСВ-1 на одноступенчатые утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик СЭТ-4ТМ.02 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 55\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- счётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- счётчик СЭТ-4ТМ.02М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД ЭКОМ-3000 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 75\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- устройство синхронизации времени УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 50\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ час.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения на счетчике;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;
- сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Орской ТЭЦ-1 ОАО «Волжская ТГК» (АИИС КУЭ Орской ТЭЦ-1) типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока	ТПШФ	519-50	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-59	25
Трансформаторы тока	ТПШФА	519-50	11
Трансформаторы тока	ТШВ-15Б	5719-08	9
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	1423-60	2
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	11077-07	1
Трансформаторы тока	ТПОФ	518-50	15
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-05	1
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ	47958-11	7
Трансформаторы тока	ТПОФД	518-50	2
Трансформаторы	НОМ	187-70	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66 УЗ	831-69	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	831-53	2
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	20175-01	22
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	36697-08	2
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-09	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 60238-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Орской ТЭЦ-1 ОАО «Волжская ТГК» (АИИС КУЭ Орской ТЭЦ-1). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в марте 2015 г.

Перечень основных средств 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»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.02 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.087 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации, согласованной с ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ в 2001 г.;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.02М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- УСПД ЭКОМ-3000 – 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.;
- устройства синхронизации времени УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки. ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.04 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ Орской ТЭЦ-1 ОАО «Волжская ТГК» (АИИС КУЭ Орской ТЭЦ-1)», аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2013 от 05.07.2013 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Орской ТЭЦ-1 ОАО «Волжская ТГК» (АИИС КУЭ Орской ТЭЦ-1)

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.

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС.Гарант»
(ООО «ЕЭС.Гарант»)

Юридический адрес: 143421, Россия, Московская обл., Красногорский район, 26 км автодороги «Балтия», комплекс ООО «ВегаЛайн», строение № 3

Тел.: (495) 980-59-00 доб. 12-10, Факс: (495) 980-59-08

E-mail: info@ies-garant.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз»
(ООО «Техносоюз»)
Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9
Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Дербеневская, д.1 стр.2
Тел.: (495) 640–96–09
Факс: (495) 640–96–06
E-mail: info@t-souz.ru www.t-souz.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119631, г. Москва, ул.Озерная, д.46
Тел/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений
в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2015 г.