

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «25» марта 2022 г. № 774

Регистрационный № 84948-22

Лист № 1  
Всего листов 15

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «АИИС-КТЭЦ»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «АИИС-КТЭЦ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), приемник временной синхронизации (ПВС), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя серверное оборудование (сервер опроса и сервер базы данных (далее – сервер)), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, накопление и хранение полученных данных, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленного формата в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «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 включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера, ПВС. ПВС обеспечивают передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов УСПД с ПВС осуществляется в автоматическом режиме по протоколу NTP с периодом не более 5 мин. Корректировка часов УСПД производится при расхождении более  $\pm 0,1$  с.

Сравнение показаний часов сервера с часами УСПД осуществляется 1 раз в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД выполняется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении не менее  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчиков, УСПД, сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «АИИС-КТЭЦ».

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты

данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид элек- триче- ской энер- гии	Метрологические харак- теристики ИК			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	ПВС			Границы до- пускае- мой ос- новной от- носитель- ной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях (±δ), %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
1	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 1, ввод 10 кВ ТГ-4	ТПШФ Кл.т. 0,5 5000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; В; С	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	NVS- GNSS- МТА Рег. № 63278-16	HP Pro- Liant DL380 Gen7  HP Pro- Liant DL360 Gen9	Ак- тивная	1,1	3,0		
										Реак- тивная	2,3	4,7
2	Курганская ТЭЦ, ТГ-5 10 кВ	ТПШФ Кл.т. 0,5 5000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; В; С	НТМИ-10 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08						Ак- тивная	1,1	3,0
							HP Pro- Liant DL360 Gen9	Реак- тивная	2,3	4,8		
3	Курганская ТЭЦ, ТГ-6 10 кВ	ТШВ15 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1836-63 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-15-63 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Ак- тивная	1,1	3,0		
								Реак- тивная	2,3	4,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
4	Курганская ТЭЦ, ТГ-7 10 кВ	ТШЛ20Б-1 Кл.т. 0,2 8000/5 Рег. № 4016-74 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-15-63 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	NVS- GNSS- МТА Рег. № 63278-16	HP Pro- Liant DL380 Gen7	Ак- тивная	0,9	1,6			
										Реак- тивная	1,6	4,8	
5	Курганская ТЭЦ, ТГ-8 10 кВ	ТШВ15 Кл.т. 0,2 8000/5 Рег. № 5718-76 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08						Ак- тивная	0,9	1,6	
										Реак- тивная	1,6	4,8	
6	Курганская ТЭЦ, ТГ-9 10 кВ	ТШВ15Б Кл.т. 0,2 8000/5 Рег. № 5719-76 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08						Ак- тивная	0,9	1,6	
										Реак- тивная	1,6	4,8	
7	Курганская ТЭЦ, ввод 10 кВ ТСН-1 ТГ-6	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-15-63 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04						HP Pro- Liant DL360 Gen9	Ак- тивная	1,1	3,0
										Реак- тивная	2,3	4,7	
8	Курганская ТЭЦ, ввод 10 кВ ТСН-2 ТГ-6	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-15-63 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04						Ак- тивная	1,1	3,0	
							Реак- тивная	2,3	4,7				
9	Курганская ТЭЦ, ввод 10 кВ ТСН-3 ТГ-7	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-15-63 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Ак- тивная	1,1	3,0				
							Реак- тивная	2,3	4,7				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
10	Курганская ТЭЦ, ввод 10 кВ ТСН-4 ТГ-8	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	NVS- GNSS- MTA Рег. № 63278-16	HP Pro- Liant DL380 Gen7	Ак- тивная	1,1	3,0			
										Реак- тивная	2,3	4,8	
11	Курганская ТЭЦ, ввод 10 кВ ТСН-5 ТГ-9	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08							Ак- тивная	1,1	3,0
											Реак- тивная	2,3	4,8
12	Курганская ТЭЦ, ввод 110 кВ РТСН № 1	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 14205-05 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08							Ак- тивная	1,1	3,0
											Реак- тивная	2,3	4,8
13	Курганская ТЭЦ, ввод 110 кВ РТСН № 3	ТФНД-110М-П Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 76445-19 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08				Ак- тивная	1,1	3,0			
								Реак- тивная	2,3	4,8			
14	Курганская ТЭЦ, ввод 110 кВ Т-3	ТФНД-110 М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 14205-05 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08				Ак- тивная	1,1	3,0			
								Реак- тивная	2,3	4,8			
15	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 6	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08				Ак- тивная	1,1	3,0			
								Реак- тивная	2,3	4,8			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
16	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 8	ТПШФ Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	NVS- GNSS- МТА Рег. № 63278-16	HP Pro- Liant DL380 Gen7	Ак- тивная	1,1	3,0			
										Реак- тивная	2,3	4,8	
17	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 11	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04							Ак- тивная	1,1	3,0
											Реак- тивная	2,3	4,7
18	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 16	ТПШФ Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08							Ак- тивная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,8			
19	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 18	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			HP Pro- Liant DL360 Gen9	Ак- тивная	1,1	3,0			
		ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 7069-79 Фазы: В; С								Реак- тивная	2,3	4,8	
20	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 26	ТПШФ Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08							Ак- тивная	1,1	3,0
											Реак- тивная	2,3	4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
21	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 27	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	NVS- GNSS- MTA Рег. № 63278-16	HP Pro- Liant DL380 Gen7	Ак- тивная	1,1	3,0			
										Реак- тивная	2,3	4,7	
22	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 32	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04							Ак- тивная	1,1	3,0
											Реак- тивная	2,3	4,7
23	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 38	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04							Ак- тивная	1,1	3,0
											Реак- тивная	2,3	4,7
24	Курганская ТЭЦ, ввод 6 кВ Т1	ТПОФ Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 518-50 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			HP Pro- Liant DL360 Gen9	Ак- тивная	1,1	3,0			
									Реак- тивная	2,3	4,7		
25	Курганская ТЭЦ, ввод 6 кВ Т2	ТПОФ Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 518-50 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04					Ак- тивная	1,1	3,0		
								Реак- тивная	2,3	4,7			
26	ПС 110 кВ КАВЗ, III с.ш. 10 кВ, яч. 31	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 УЗ Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08				Ак- тивная	1,1	3,0			
								Реак- тивная	2,3	4,8			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
27	ПС 110 кВ КАВЗ, III с.ш. 10 кВ, яч. 33	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 47958-16 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 УЗ Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	NVS- GNSS- МТА Рег. № 63278-16	HP Pro- Liant DL380 Gen7	Ак- тивная	1,1	3,0		
										Реак- тивная	2,3	4,8
28	Курганская ТЭЦ, КРУ-6 кВ, яч. 37	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04						Ак- тивная	1,1	3,0
										Реак- тивная	2,3	4,7
29	Курганская ТЭЦ, КРУ-6 кВ, яч. 63	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04						Ак- тивная	1,1	3,0
										Реак- тивная	2,3	4,7
30	Курганская ТЭЦ, КРУ-6 кВ, яч. 41	ТПЛ-10УЗ Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			HP Pro- Liant DL360 Gen9	Ак- тивная	1,1	3,0		
								Реак- тивная	2,3	4,7		
31	Курганская ТЭЦ, КРУ-6 кВ, яч. 1226	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Ак- тивная	1,1	3,0		
								Реак- тивная	2,3	4,7		
32	Курганская ТЭЦ, РУ-6 кВ Насосной осветленной во- ды, яч. 3	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Ак- тивная	1,1	3,0		
								Реак- тивная	2,3	4,7		



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
33	Курганская ТЭЦ, РУ-6 кВ Циркнасосной №1, яч. 11	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	NVS- GNSS- MTA Рег. № 63278-16	HP Pro- Liant DL380 Gen7	Ак- тивная	1,1	3,0	
								Реак- тивная	2,3	4,7	
34	Курганская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ Пико- вой котельной, п. 20	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				HP Pro- Liant DL360 Gen9	Ак- тивная	0,9	2,9
									Реак- тивная	1,9	4,7
35	Курганская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ Пико- вой котельной, п. 22	Т-0,66У3 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 6891-78 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12					Ак- тивная	0,9	2,9
					Реак- тивная	1,9	4,7				
36	Курганская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ Разгру- зстройства, п. 20»	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Ак- тивная	0,9	2,9				
					Реак- тивная	1,9	4,7				
37	Курганская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ Разгру- зстройства, п. 22	ТТЭ-А Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 67761-17 Фазы: А; В	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Ак- тивная	0,9	2,9				
		ТТИ-А Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: С			Реак- тивная	1,9	4,7				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
38	Курганская ТЭЦ, КРУ-6 кВ, яч. 113	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	NVS- GNSS- МТА Рег. № 63278-16	HP Pro- Liant DL380 Gen7	Ак- тивная	1,1	3,0
									Реак- тивная	2,3
39	Курганская ТЭЦ, РУ-6 кВ Насосной осветленной во- ды, яч. 1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			HP Pro- Liant DL360 Gen9	Ак- тивная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)										±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от  $I_{ном}$ ;  $\cos\varphi = 0,8$  инд.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД и ПВС на аналогичные утвержденных типов, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	39
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -5 до +40</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 36697-12):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 36697-08):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для ПВС:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для серверов:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>90000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p> <p>75000</p> <p>2</p> <p>75000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>10</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:  
коррекции времени;  
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;  
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;  
перерывы питания с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал УСПД:  
пропадания напряжения;  
коррекции времени;  
пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- журнал сервера:  
изменение значений результатов измерений;  
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;  
пропадания питания;  
коррекции времени;  
пропадание и восстановление связи со счетчиками;  
замены счетчика;  
события, полученные с уровня ИИК «Журналы событий».

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:  
о состоянии средств измерений;  
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:  
измерений 30 мин (функция автоматизирована);  
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### 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 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПШФ	12
Трансформаторы тока шинные	ТШВ15	6
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-1	3
Трансформаторы тока	ТШВ15Б	3
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	15
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	6
Трансформаторы тока	ТФНД-110М-П	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	5
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	18
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	4
Трансформаторы тока	ТПОФ	4
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10УЗ	2
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	6
Трансформаторы тока	Т-0,66УЗ	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТЭ-А	2
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10 УЗ	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	9
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66 УЗ	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	5
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	19
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	20
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Приемник временной синхронизации	NVS-GNSS-MTA	1
Сервер сбора	HP ProLiant DL380 Gen7	1
Сервер баз данных	HP ProLiant DL360 Gen9	1
Паспорт-формуляр	55181848.422222.055.01 ПФ	1

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ «АИИС-КТЭЦ», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «АИИС-КТЭЦ»**

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 «Прософт-Системы»  
(ООО «Прософт-Системы»)

ИНН 6660149600

Адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194 а

Телефон: (343) 356-51-11

Факс: (343) 310-01-06

Web-сайт: [www.prosoftsystems.ru](http://www.prosoftsystems.ru)

E-mail: [info@prosoftsystems.ru](mailto:info@prosoftsystems.ru)

#### **Испытательный центр**

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

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: [energopromresurs2016@gmail.com](mailto:energopromresurs2016@gmail.com)

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

