

Регистрационный № 97083-25

Лист № 1
Всего листов 16

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 информации, 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), 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) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя, серверное оборудование (сервер опроса и сервер базы данных (далее – сервер)) АО «СУЭНКО», программный комплекс (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую 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 уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и другим смежным субъектам ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов 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 и ПВС. ПВС обеспечивает 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 не реже 1 раза в час. Корректировка часов УСПД производится при расхождении часов УСПД с часами ПВС более $\pm 0,1$ с.

Сравнение показаний часов сервера с часами УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с часами УСПД более ± 1 с.

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

Журналы событий счетчиков, УСПД и 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. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ «АИИС-КТЭЦ» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 01 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПК «Энергосфера» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1.

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	6C13139810A85B44F78E7E5C9A3EDB93
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электроэ нергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД / ПВС			Границы допускаемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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-MTA Рег. № 63278-16	Сервер АО «СУ-ЭНКО»	Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	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 УЗ Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8
3	Курганская ТЭЦ, ТГ-6 10 кВ	ТШВ-15 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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
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			Активна я	0,9	1,6
							Реактивн ая	1,6	2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 NVS-GNSS-MTA Рег. № 63278-16	Сервер АО «СУ-ЭНКО»	Активна я	0,9	1,6
							Реактивн ая	1,6	2,8
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			Активна я	0,9	1,6
							Реактивн ая	1,6	2,8
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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 NVS-GNSS-MTA Рег. № 63278-16	Сервер АО «СУ-ЭНКО»	Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	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 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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8
13	Курганская ТЭЦ, ввод 110 кВ РТСН № 3	ТФНД-110М-II Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 76445-19 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 87900-23 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8
14	Курганская ТЭЦ, ввод 110 кВ Т-3	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8
16	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 8	ТПШФ Кл. т. 0,5 2000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 11	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 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	Сервер АО «СУ-ЭНКО»	Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	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 ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 7069-79 Фазы: В; 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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8
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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 NVS-GNSS-MTA Рег. № 63278-16	Сервер АО «СУ-ЭНКО»	Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
23	Курганская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 38	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
24	Курганская ТЭЦ, ввод 6 кВ Т1	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 2000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активна я	0,9	1,6
							Реактивн ая	1,5	3,4
25	Курганская ТЭЦ, ввод 6 кВ Т2	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 2000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Активна я	0,9	1,6
							Реактивн ая	1,5	3,4
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 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8
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 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 NVS-GNSS-MTA Рег. № 63278-16	Сервер АО «СУ-ЭНКО»	Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
30	Курганская ТЭЦ, КРУ-6 кВ, яч. 41	ТПЛ-10 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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
32	Курганская ТЭЦ, РУ-6 кВ Насосной осветленной воды, 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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7
33	Курганская ТЭЦ, РУ-6 кВ Циркнасосной № 1, яч. 11	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 58720-14 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			Активна я	1,1	3,0
							Реактивн ая	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
34	Курганская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ Пиковой 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	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 NVS-GNSS-MTA Рег. № 63278-16	Сервер АО «СУ-ЭНКО»	Активна я	0,9	2,9
							Реактивн ая	1,9	4,7
35	Курганская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ Пиковой котельной, п. 22	ТТИ-А Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активна я	0,9	2,9
							Реактивн ая	1,9	4,7
36	Курганская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ Разгрузустройства , 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			Активна я	0,9	2,9
							Реактивн ая	1,9	4,7
37	Курганская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ Разгрузустройства , п. 22	ТТЭ-А Кл. т. 0,5 150/5 Рег. № 67761-17 Фазы: А; В ТТИ-А Кл. т. 0,5 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: С	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Активна я	0,9	2,9
							Реактивн ая	1,9	4,7
38	Курганская ТЭЦ, КРУН-6 кВ, яч. 6	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 150/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Активна я	0,9	1,6
							Реактивн ая	1,6	2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	Курганская ТЭЦ, КРУН-6 кВ, яч. 31	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 150/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	Сервер АО «СУ-ЭНКО»	Активна я	0,9	1,6
							Реактивн ая	1,6	2,8
40	Курганская ТЭЦ, КРУН-6 кВ, яч. 16	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 100/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	NVS-GNSS-MTA Рег. № 63278-16		Активна я	0,9	1,6
							Реактивн ая	1,6	2,8
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 ИК №№ 24, 25, 38 – 40 для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы 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 ПВС и УСПД на аналогичные утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический 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	40
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 24, 25, 38 – 40 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\phi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 24, 25, 38 – 40 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\phi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -5 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для ПВС: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 165000 2 140000 2 90000 2 75000 24 75000 2 75000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее 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 для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 113 40 45 10 3,5

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 счетчиков:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени.
- журнал УСПД:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени.
- журнал сервера:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени;
 пропадание и восстановление связи с УСПД и со счетчиками.

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

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	ТШВ-15	3
Трансформаторы тока	ТШВ15	3
Трансформаторы тока	ТШВ15Б	3
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-1	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	12
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	15
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	2
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	4
Трансформаторы тока измерительные	ТТЭ-А	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10 УЗ	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-ЭК	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	9
Счетчики электрической энергии multifunctional	СЭТ-4ТМ.03	17

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	23
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Приемники временной синхронизации	NVS-GNSS-MTA	1
Серверы	—	2
Паспорт-формуляр	55181848.422222. 055.01 ПФ	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ «АИИС-КТЭЦ», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Сибирско-Уральская энергетическая компания»

(АО «СУЭНКО»)

ИНН 7205011944

Юридический адрес: 625023, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Одесская, д. 27

Телефон: (3452) 65-23-59, 65-24-59

Web-сайт: www.suenco.ru

E-mail: office@suenco.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Сибирско-Уральская энергетическая компания»

(АО «СУЭНКО»)

ИНН 7205011944

Адрес места осуществления деятельности: 640003, Курганская обл., г. Курган, ул. Тимофея Невежина, д. 3

Юридический адрес: 625023, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Одесская, д. 27

Телефон: (3452) 65-23-59, 65-24-59

Web-сайт: www.suenco.ru

E-mail: office@suenco.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

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047

