

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ТГК-5» Ижевской ТЭЦ-1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ТГК-5» Ижевской ТЭЦ-1 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2011, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии EPQS, СЭТ-4ТМ.03М.16 по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, в режиме измерений активной электроэнергии; по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – устройства сбора и передачи данных на базе контроллеров сетевых промышленных СИКОН С70 и СИКОН С10 (далее – УСПД) и каналобразующая аппаратура.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, ИВК ИКМ-Пирамида (Зав. № R-4302-1332003), устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-2 (№ 2863), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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 преобразуют 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 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее, по запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень по каналам связи ВОЛС через коммутаторы Ethernet. Информация поступает в линию Ethernet и передается в сервер АИИС КУЭ.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется посредством интернет-провайдера.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УСВ-2, синхронизирующих собственное системное время по сигналам поверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-2. Погрешность часов УСВ-2 не более $\pm 0,35$ с. Часы ИВК ИКМ-Пирамида синхронизированы с часами УСВ-2, коррекция осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Часы УСПД синхронизированы с часами ИВК ИКМ-Пирамида. Коррекция часов ИВК ИКМ-Пирамида и УСПД осуществляется один раз в сутки, вне зависимости от наличия расхождения. Сличение часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (каждые 30 минут). Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии, УСПД, и АРМ АИИС КУЭ 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 ОАО «ТГК-5» Ижевской ТЭЦ-1 используется ПО «Пирамида 2000» версии 20.02, в состав которого входят программы указанные в таблице 1. «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b21906 5d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c 83f7b0f6d4a132f	MD5

Продолжение таблицы 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5

Продолжение таблицы 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000» внесены в Госреестр РФ под № 21906-11.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

№№ ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)/УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Ижевская ТЭЦ-1 Г-1	ТЛШ-10-1 У3 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав. № 6801 Зав. № 6804	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 6864 Зав. № 6868 Зав. № 6856	EPQS-121.23.17LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 00898184	СИКОН С10 Зав. № 409	Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
2	Ижевская ТЭЦ-1 Г-2	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав. № 20239 Зав. № 20243	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 4668 Зав. № 4700 Зав. № 4739	EPQS-111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 202504		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
3	Ижевская ТЭЦ-1 Г-3	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав. № 20240 Зав. № 20237	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 4415 Зав. № 4698 Зав. № 4696	EPQS-111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 202356		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
4	Ижевская ТЭЦ-1 Г-4	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав. № 20235 Зав. № 20242	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 2239 Зав. № 2254 Зав. № 2259	EPQS-111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 201854		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
5	Ижевская ТЭЦ-1 Г-7	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав. № 7541 Зав. № 7542	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 7083 Зав. № 7079 Зав. № 7085	EPQS-111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 202467		СИКОН С10 Зав. № 363	Активная, реактивная	±1,0 ±2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Ижевская ТЭЦ-1 Г-8	АОН-F Кл.т. 0,2S 10000/1 Зав. № 467980201 Зав. № 467980202 Зав. № 467980203	УКМ 24/3 Кл.т. 0,2 15750:√3/ 100:√3 Зав. № 468130301 Зав. № 468130302 Зав. № 468130303	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805131118	СИКОН С70 Зав. № 06879	Активная, реактивная	±0,6 ±1,2	±1,5 ±2,8
7	Ижевская ТЭЦ-1 Г-9	АОН-F Кл.т. 0,2S 6000/1 Зав. № 468060201 Зав. № 468060202 Зав. № 468060203	УКМ 36 Кл.т. 0,2 10500:√3/ 100:√3 Зав. № 468140401 Зав. № 468140402 Зав. № 468140403	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805131230		Активная, реактивная	±0,6 ±1,2	±1,5 ±2,8
8	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-1 ИЭС	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 20047 Зав. № 19991	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10538 Зав. № 10539 Зав. № 10392	EPQS- 121.23.17LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 00898187	СИКОН С10 Зав. № 409	Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
9	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-8 ИЭС	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 3 Зав. № 181	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10538 Зав. № 10539 Зав. № 10392	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 201660		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
10	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-11 ИЭС	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 19998 Зав. № 19989	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10538 Зав. № 10539 Зав. № 10392	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 202503		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
11	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-20 ИЭС	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 103 Зав. № 5	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10538 Зав. № 10539 Зав. № 10392	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 201698		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	Ижевская ТЭЦ-1 КРУЭ-110 кВ - ВЛ-110 кВ п/с Машзавод 1 цепь	F35-CT4 Кл.т. 0,2S 1200/1 Зав. № 2012/45305- 1005/1/D1 Зав. № 2012/45305- 1005/1/D1 Зав. № 2012/45305- 1005/1/D1	SUD 145/H79-F35 Кл.т. 0,2 110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 12/117 224 Зав. № 12/117 224 Зав. № 12/117 224	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805131505	СИКОН С70 Зав. № 06879	Активная, реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$	$\pm 1,5$ $\pm 2,8$
13	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-26 ИЭС	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 302 Зав. № 314	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 9821 Зав. № 9830 Зав. № 9862	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 201658	СИКОН С10 Зав. № 409	Активная, реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,6$	$\pm 3,2$ $\pm 4,6$
14	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-30 ИЭС	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 19875 Зав. № 20224	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 9821 Зав. № 9830 Зав. № 9862	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 201697		Активная, реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,6$	$\pm 3,2$ $\pm 4,6$
15	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-35 ИЭС	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 19931 Зав. № 19996	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 9821 Зав. № 9830 Зав. № 9862	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 202437		Активная, реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,6$	$\pm 3,2$ $\pm 4,6$
16	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-36 филиал «УПП № 821» ФГУП «ГУССТ № 8 при Спецстрое Рос-сии»	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 19992 Зав. № 19997	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 9821 Зав. № 9830 Зав. № 9862	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 201863		Активная, реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,6$	$\pm 3,2$ $\pm 4,6$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	Ижевская ТЭЦ-1 КРУЭ-110 кВ - ВЛ-110 кВ п/с Маш- завод 2 цепь	F35-CT4 Кл.т. 0,2S 1200/1 Зав. № 2012/45305- 1005/2/D1 Зав. № 2012/45305- 1005/2/D1 Зав. № 2012/45305- 1005/2/D1	SUD 145/H79-F35 Кл.т. 0,2 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 12/117 223 Зав. № 12/117 223 Зав. № 12/117 223	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806131344	СИКОН С70 Зав. № 06879	Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
18	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-52 ИЭС	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 320 Зав. № 304	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10116 Зав. № 9475 Зав. № 10345	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 202470		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
19	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-56 ОАО Иж. Мотозавод "Аксион Холдинг"	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 19874 Зав. № 20001	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10116 Зав. № 9475 Зав. № 10345	EPQS- 121.23.17LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 00898189		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
20	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-58 ИЭС	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 90 Зав. № 96	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10116 Зав. № 9475 Зав. № 10345	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 202510	СИКОН С10 Зав. № 363	Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
21	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-60 ОАО "ИЭМЗ "Купол"	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 9 Зав. № 93	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10116 Зав. № 9475 Зав. № 10345	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 202440		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
22	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-61 ИЭС	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 19994 Зав. № 19822	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10116 Зав. № 9475 Зав. № 10345	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 201694		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-62 ОАО Иж. Мотозавод "Аксион Холдинг"	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 2 Зав. № 1	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10116 Зав. № 9475 Зав. № 10345	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 202445	СИКОН С10 Зав. № 363	Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
24	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-64 ИЭС	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 91 Зав. № 8	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10116 Зав. № 9475 Зав. № 10345	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 202465		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
25	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-68 ИЭС	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 98 Зав. № 97	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10116 Зав. № 9475 Зав. № 10345	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 202469		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
26	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-3 ОАО "Иж- машэнерго"	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 19336 Зав. № 20000	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10538 Зав. № 10539 Зав. № 10392	EPQS- 121.23.17LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 00898179	СИКОН С10 Зав. № 409	Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
27	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-6 ОАО "Иж- машэнерго"	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 19993 Зав. № 20046	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10538 Зав. № 10539 Зав. № 10392	EPQS- 121.23.17LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 00898182		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
28	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-9 ОАО "Иж- машэнерго"	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 182 Зав. № 307	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10538 Зав. № 10539 Зав. № 10392	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 201862		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-10 ОАО "Иж- машэнерго"	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 305 Зав. № 303	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10538 Зав. № 10539 Зав. № 10392	EPQS- 121.23.17LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 00898177	СИКОН С10 Зав. № 409	Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
30	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-12 ОАО "Иж- машэнерго"	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 301 Зав. № 179	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10538 Зав. № 10539 Зав. № 10392	EPQS- 121.23.17LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 00898183		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
31	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-38 ОАО НПО "Ижмаш"	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 319 Зав. № 318	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 9821 Зав. № 9830 Зав. № 9862	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 201693		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
32	Ижевская ТЭЦ-1 Ф-66 ОАО "Иж- машэнерго"	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 10 Зав. № 89	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10116 Зав. № 9475 Зав. № 10345	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 202509	СИКОН С10 Зав. № 363	Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
33	Ижевская ТЭЦ-1 КРУЭ-110 кВ - ВЛ-110 кВ п/с Ижевск 1 цепь	F35-CT4 Кл.т. 0,2S 1200/1 Зав. № 2012/45305- 1005/4/D1 Зав. № 2012/45305- 1005/4/D1 Зав. № 2012/45305- 1005/4/D1	SUD 145/H79-F35 Кл.т. 0,2 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 12/117 224 Зав. № 12/117 224 Зав. № 12/117 224	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804130926	СИКОН С70 Зав. № 06879	Активная, реактивная	±0,6 ±1,2	±1,5 ±2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
34	Ижевская ТЭЦ-1 КРУЭ-110 кВ - ВЛ-110 кВ п/с Ижевск 2 цепь	F35-СТ4 Кл.т. 0,2S 1200/1 Зав. № 2012/45305-1005/3/D1 Зав. № 2012/45305-1005/3/D1 Зав. № 2012/45305-1005/3/D1	SUD 145/H79-F35 Кл.т. 0,2 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 12/117 223 Зав. № 12/117 223 Зав. № 12/117 223	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805131237	СИКОН С70 Зав. № 06879	Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
35	Ижевская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 1 секц. яч. 2 - КЛ-6 кВ, ф. 2, ПС-117 ОАО «Ижсталь» (МЕЧЕЛ)	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 107 Зав. № 100	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10538 Зав. № 10539 Зав. № 10392	EPQS-111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 201667	СИКОН С10 Зав. № 409	Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
36	Ижевская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 1 секц. яч. 4 - КЛ-6 кВ, ф. 4, ПС-135 ОАО «Ижсталь» (МЕЧЕЛ)	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 19988 Зав. № 19999	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10538 Зав. № 10539 Зав. № 10392	EPQS-122.23.17LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 00898176		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
37	Ижевская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 2 секц. яч. 32 - КЛ-6 кВ, ф. 32, ПС-141 ОАО «Ижсталь» (МЕЧЕЛ)	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 19930 Зав. № 19876	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 9821 Зав. № 9830 Зав. № 9862	EPQS-122.23.17LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 00898188		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
38	Ижевская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 2 секц. яч. 34 - КЛ-6 кВ, ф. 34, ПС-12 с отп. на ПС-13 ОАО «Ижсталь» (МЕЧЕЛ)	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 19929 Зав. № 19873	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 9821 Зав. № 9830 Зав. № 9862	EPQS-111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 202472		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
39	Ижевская ТЭЦ-1, ГРУ- 6 кВ, 2 секц. яч. 39 - КЛ-6 кВ, ф. 39, ПС-30 ОАО «Иж- сталь» (МЕ- ЧЕЛ)	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 20045 Зав. № 19990	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 9821 Зав. № 9830 Зав. № 9862	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 202544	СИКОН С10 Зав. № 409	Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
40	Ижевская ТЭЦ-1, ГРУ- 6 кВ, 2 секц. яч. 41 - КЛ-6 кВ, ф. 41, ПС-14 ОАО «Иж- сталь» (МЕ- ЧЕЛ)	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 20226 Зав. № 19995	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 9821 Зав. № 9830 Зав. № 9862	EPQS- 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 201666		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
41	Ижевская ТЭЦ-1, ГРУ- 6 кВ, 2 секц. яч. 44 - КЛ-6 кВ, ф. 44, ПС-8 ОАО «Иж- сталь» (МЕ- ЧЕЛ)	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 176 Зав. № 180	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 9821 Зав. № 9830 Зав. № 9862	EPQS- 121.23.17LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 00898181		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
42	Ижевская ТЭЦ-1, ГРУ- 6 кВ, 3 секц. яч. 50 - КЛ-6 кВ, ф. 50, ПС- 167 ОАО «Ижсталь» (МЕЧЕЛ)	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 173 Зав. № 174	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10116 Зав. № 9475 Зав. № 10345	EPQS- 121.23.17LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 00898178	СИКОН С10 Зав. № 363	Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
43	Ижевская ТЭЦ-1, ГРУ- 6 кВ, 3 секц. яч. 54 - КЛ-6 кВ, ф. 54, ПС- 135 ОАО «Ижсталь» (МЕЧЕЛ)	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 177 Зав. № 178	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10116 Зав. № 9475 Зав. № 10345	EPQS- 121.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 257720		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
44	Ижевская ТЭЦ-1, ГРУ- 6 кВ, 3 секц. яч. 63 - КЛ-6 кВ, ф. 63, ПС-1 ОАО «Иж- сталь» (МЕ- ЧЕЛ)	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 175 Зав. № 300	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10116 Зав. № 9475 Зав. № 10345	EPQS- 121.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 201659	СИКОН С10 Зав. № 363	Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6
45	Ижевская ТЭЦ-1, ГРУ- 6кВ, 3 секц. яч. 70 - КЛ-6 кВ, ф. 70, ПС-1 ОАО «Иж- сталь» (МЕ- ЧЕЛ)	ТПОЛ-10-3 У3 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 308 Зав. № 309	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 10116 Зав. № 9475 Зав. № 10345	EPQS- 121.08.07LL Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 201692		Активная, реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±4,6

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

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 (0,95 – 1,05) U_n ; ток (1,0 – 1,2) I_n ; $\cos\phi = 0,9_{\text{инд}}$;
- температура окружающей среды: (20±5) °С;

5. Рабочие условия эксплуатации:

- параметры сети для ИК: напряжение - (0,98 – 1,02) $U_{\text{ном}}$; ток - (1 – 1,2) $I_{\text{ном}}$; частота – (50±0,15) Гц; $\cos\phi=0,9_{\text{инд}}$;
- параметры сети: диапазон первичного напряжения – (0,9 – 1,1) U_{n1} ; диапазон силы первичного тока – (0,05 – 1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота – (50 ± 0,4) Гц;
- допустимая температура окружающего воздуха для ТТ и ТН - от минус 40 °С до + 50 °С; для счетчиков от минус 40 °С до + 60 °С; ИВКЭ - от + 10 °С до + 35 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

6. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,8$ инд, значения силы тока, равному 0,05 $I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до + 40 °С.

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005.

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 7 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена АРМ АИИС КУЭ и УСВ на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в произвольной форме, установленной в

ОАО «ТГК-5» Ижевская ТЭЦ-1. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

9. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- счетчик EPQS – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- УСПД «СИКОН С70» - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- УСПД «СИКОН С10» - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

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 часов в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции часов в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции часов в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - 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 - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- Сервер АИИС КУЭ - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии ОАО «ТГК-5» Ижевской 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.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование и тип	№ в Госреестре	Количество, шт
1	2	3
Трансформатор тока измерительный F35-СТ4	40729-09	12
Трансформатор тока АОН-F	43946-10	6
Трансформатор тока ТПОЛ-10	1261-08	76
Трансформатор тока ТЛШ-10	11077-07	2
Трансформатор напряжения измерительный ЗНОЛ.06	3344-04, 3344-08	24
Трансформатор напряжения УКМ	43945-10	6
Трансформатор напряжения измерительный SUD 145/H79-F35	40730-09	6
Счётчики электрической энергии многофункциональные EPQS	25971-03, 25971-06	39
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	6
Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70	28822-25	2
Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С10	21741-03	2
Комплекс информационно-вычислительный ИКМ-Пирамида	45270-10	1
Методика поверки	–	1
Формуляр ЭТА.425213.030 ТРП. ФО	–	1

Поверка

осуществляется по документу МП 55605-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ТГК-5» Ижевской ТЭЦ-1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в октябре 2013 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- счетчиков электрической энергии EPQS – в соответствии с РМ 1039597-26-2002. «Счетчики многофункциональные электрической энергии EPQS». Методика поверки»;
- СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ;
- Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1»;
- Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С10 - по документу «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С10. Методика поверки ВЛСТ 180.00.000 И1»;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки ВЛСТ 230.00.000 И1»;
- УСВ-2 – по документу ИВК «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000МП»;
- 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.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «ТГК-5» Ижевской ТЭЦ-1. Свидетельство об аттестации от 17.10.2013 г. № 47/12–01.00272–2013.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «ТГК-5» Ижевской 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.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

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

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

МИ 3000-2006 "Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки".

«Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «ТГК-5» Ижевской ТЭЦ-1.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

– при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Электроцентроавтоматизация»
Юридический адрес: г. Москва, ул. Малая Семеновская, д. 9, стр. 4
Почтовый адрес: 107023, : г. Москва, ул. Малая Семеновская, д. 9, стр. 4,
Тел.: (495) 662-88-67
Факс: (495) 662-88-68
E-mail: eca-info@aoca.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)
Юридический адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а
тел./факс: (4712) 53-67-74,
E-mail: kcsms@sovtest.ru
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30048-11 от 15.08.2011 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2013 г.