

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «ТГК Уруссинская ГРЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «ТГК Уруссинская ГРЭС» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений 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 – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 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 – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных Сикон С1 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее – УСВ) УСВ-1.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков 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.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформле-

ние отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TSP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-1, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УСВ не более $\pm 0,5$ с. Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов ИВК «ИКМ-Пирамида», с периодичностью 1 раз в 60 минут. Коррекция часов ИВК «ИКМ-Пирамида» проводится вне зависимости от величины расхождения часов ИВК «ИКМ-Пирамида» и времени приемника, пределы допустимой абсолютной погрешности синхронизации часов ИВК «ИКМ-Пирамида» и времени приемника не более ± 1 с. Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД, с периодичностью 1 раз в сутки. Коррекция часов УСПД проводится вне зависимости от величины расхождения часов УСПД и времени приемника, пределы допустимой абсолютной погрешности синхронизации часов УСПД и времени приемника не более $\pm 1,5$ с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 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 счетчика электроэнергии и УСПД 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 ЗАО «ТГК Уруссинская ГРЭС» используется ПО «Пирамида 2000» версии не ниже 3.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «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 ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
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

Продолжение таблицы 1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
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
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергетики	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТГК Уруссинская ГРЭС								
1	Генератор №4	ТШЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 4000/5 Зав. № 1810; Зав. № 1847; Зав. № 1586	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 708	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0111066164	Сикон С1 Зав. № 1244	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
2	Генератор №5	ТПШФА-6 Кл. т. 0,5 4000/5 Зав. № 13094; Зав. № 114141; Зав. № 110589	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 7491	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0110060070	Сикон С1 Зав. № 1244	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Генератор №7	ТШЛ-20-1 Кл. т. 0,5 6000/5 Зав. № 228; Зав. № 212; Зав. № 227	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2653	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0111061196	Сикон С1 Зав. № 1244	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
4	Генератор №8	ТШЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 4000/5 Зав. № 320; Зав. № 1278; Зав. № 319	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 662309	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0111067064	Сикон С1 Зав. № 1244	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
5	РТСН №20 Т-20	ТШЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 2000/5 Зав. № 5765; Зав. № 5448; Зав. № 5764	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 5388	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 06040103	Сикон С1 Зав. № 1244	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6
6	4 ШР	ТПОФ Кл. т. 0,5 750/5 Зав. № 40435; Зав. № 40359	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 708	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 06040116	Сикон С1 Зав. № 1244	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6
7	5 ШР	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 3612; Зав. № 3603; Зав. № 3611	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 7491	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 06040124	Сикон С1 Зав. № 1244	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	6 ШР	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 3608; Зав. № 3610; Зав. № 3604	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9836	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 03063523	Сикон С1 Зав. № 1244	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6
9	8 ШР	ТПОФ-10 Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 111736; Зав. № 11844	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2653	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 03063937	Сикон С1 Зав. № 1244	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6
10	ВЛ 110 кВ Урус- су - Азнакаево-1	TG 145 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 02435; Зав. № 02434; Зав. № 02436	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 48216; Зав. № 48102; Зав. № 48237	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 07050442	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,9
11	ВЛ 110 кВ Урус- су - Азнакаево-2	TG 145 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 02429; Зав. № 02428; Зав. № 02430	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 66975; Зав. № 55966; Зав. № 55938	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 08040076	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,9
12	ВЛ 110 кВ Кара- кашлы - Уруссу	ТВГ-110 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 5310; Зав. № 5311; Зав. № 5312	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 48216; Зав. № 48102; Зав. № 48237	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 08040099	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ВЛ 110 кВ Урус-су - Александровка	ТВГ-110 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 5314; Зав. № 5313; Зав. № 5309	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 66975; Зав. № 55966; Зав. № 55938	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 07050461	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,9
14	Ф1 ЗАО УХЗ ЦРП 6 кВ	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 14198; Зав. № 14187; Зав. № 14190	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9232	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 07050126	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6
15	Ф5 пос. Северный ЦРП 6 кВ	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 2822; Зав. № 2703; Зав. № 2397	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9232	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 03063748	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6
16	Ф6 Жил.Пос №2 ЦРП 6 кВ	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 2823; Зав. № 2820; Зав. № 2318	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9232	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 06052450	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	Ф7 ЗАО УХЗ ЦРП 6 кВ	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 3984; Зав. № 4023; Зав. № 4072	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9232	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 07050091	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6
18	Ф8 Жил.Пос. №1 ЦРП 6 кВ	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 2316; Зав. № 2698; Зав. № 2704	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9232	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 07050147	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6
19	Ф9 000 Бетон+ ЦРП 6 кВ	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 75/5 Зав. № 5508; Зав. № 5504; Зав. № 5507	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9232	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 07050026	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6
20	Ф10 Резерв Во- дозабор ЦРП 6 кВ	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 14277; Зав. № 14279; Зав. № 14293	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9232	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 06052247	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6
21	Ф13 Электросо- единитель ЦРП 6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 3986; Зав. № 3774	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9232	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 07050062	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	Ф20 Электросо-единитель ЦРП 6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 1960; Зав. № 2789	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9095	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 07050068	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6
23	Ф22 ДОК, Баш-нефтехснаб ЦРП 6 кВ	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 2821; Зав. № 2819; Зав. № 2699	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9095	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 06052371	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6
24	Ф23 Водоканал ЦРП 6 кВ	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 75/5 Зав. № 5569; Зав. № 5506; Зав. № 5930	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9095	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 07050146	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6
25	Ф24 Водозабор ЦРП 6 кВ	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 4108; Зав. № 1029; Зав. № 4111	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9095	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 06052275	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6
26	Ф26 Апсалимов-ский к-т ЦРП 6 кВ	ТПФ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 62667; Зав. № 62670	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9095	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 07050111	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	Ф30 ЗАО УХЗ ЦРП 6 кВ	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 1703; Зав. № 1564; Зав. № 1634	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9095	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 03063923	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6
28	Ф32 Очистные сооружения ЦРП 6 кВ	ТПОЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 13371; Зав. № 13372; Зав. № 13425	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9095	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 07050020	Сикон С1 Зав. № 1435	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,6
29	ВЛ 110 кВ Урус- су - Туймазы 1	TG 145 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 02346; Зав. № 02345; Зав. № 02344	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 48216; Зав. № 48102; Зав. № 48237	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 07050564	Сикон С1 Зав. № 1505	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,9
30	ВЛ 110 кВ Урус- су - Туймазы 2	TG 145 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 02348; Зав. № 02349; Зав. № 02347	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 66975; Зав. № 55966; Зав. № 55938	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 07050604	Сикон С1 Зав. № 1505	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
31	ВЛ 110 кВ Урус-су - Туймазы 3	TG 145 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 02340; Зав. № 02339; Зав. № 02338	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 48216; Зав. № 48102; Зав. № 48237	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803122062	Сикон С1 Зав. № 1244	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,7
32	ВЛ 110 кВ Урус-су - Туймазы 4	TG 145 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 02342; Зав. № 02341; Зав. № 02343	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 66975; Зав. № 55966; Зав. № 55938	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803122041	Сикон С1 Зав. № 1244	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,7
33	ОВ 110 кВ Ур-ГРЭС	TG 145 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 02432; Зав. № 02431; Зав. № 02433	НКФ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 367; Зав. № 385; Зав. № 624	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 08040049	Сикон С1 Зав. № 1244	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,9
34	ВЛ-35 кВ Урус-су - К.Буляк 1	АOF-35 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 567935; Зав. № 660408	НОМ-35 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 559918; Зав. № 829852	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 05040128	Сикон С1 Зав. № 1244	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
35	ВЛ-35 кВ Урус-су - К.Буляк 2	АOF-35 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 657934; Зав. № 660480	НОМ-35 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 466857; Зав. № 555958	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 08040085	Сикон С1 Зав. № 1244	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±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. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1,0 – 1,2) $I_{ном}$, частота - (50 ± 0,15) Гц; $\cos\varphi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 °С до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 °С до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 °С до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,02 – 1,2) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до плюс 70 °С;

- для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01 – 1,2) $I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.02.2 от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

- для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до плюс 40 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ЗАО «ТГК Уруссинская ГРЭС» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.02.2 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– УСПД Сикон С1 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– сервер – 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 времени в счетчике;

– журнал УСПД:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени 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 времени 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; сохранение информации 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 не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;

– Сервер БД - 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) ЗАО «ТГК Уруссинская ГРЭС» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТШЛ-10 УЗ	11077-89	3
Трансформатор тока	ТПШФА-6	519-50	1
Трансформатор тока	ТШЛ-20-1	21255-03	1
Трансформатор тока	ТПОФ	518-50	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-10 УЗ	51178-12	14
Трансформатор тока	TG 145	15651-96	7
Трансформатор тока	ТВГ-110	22440-02	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	2
Трансформатор тока	ТПФ-10	814-00	1
Трансформатор тока	АОФ-35	15854-96	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	380-49	7
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	831-53	1
Трансформатор напряжения	НКФ-110	922-54	9
Трансформатор напряжения	НОМ-35	187-49	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	29
Устройство сбора и передачи данных	Сикон С1	15236-03	3
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 57739-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «ТГК Уруссинская ГРЭС». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2014 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» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансфор-

маторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- 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 СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02.2 – по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ «Нижегородский ЦСМ» в 2001 г.;
- УСПД Сикон С1 – по документу «Контроллеры сетевые промышленный СИКОН С1. Методика поверки ВЛСТ 235.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 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 и мощности с использованием АИИС КУЭ ЗАО «ТГК Уруссинская ГРЭС», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

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 и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ТГК Урусинская ГРЭС»

(ЗАО «ТГК Урусинская ГРЭС»)

Юридический адрес: 423950 Республика Татарстан, п.г.т. Уруссу, ул. Урусинская, д.67

Почтовый адрес: 423950 Республика Татарстан, п.г.т. Уруссу, ул. Урусинская, д.67

Тел.: (85593) 4-93-59

Факс: (85593) 4-93-59

E-mail: office@urgres.tatenergo.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (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 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2014 г.