ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ИВК, устройство синхронизации системного времени на базе УСВ-3 (Зав. № 0075), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000» и ПО «Энфорс АСКУЭ».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК№№ 1-7 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на шкаф связи, откуда сигнал посредством ЛВС ОАО «Волжская ТГК» поступает на входы сервера ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК№ 8-10, 12 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на GSM-коммуникаторы С-1.02, далее по каналу связи стандарта GSM с помощью службы передачи данных GPRS – на входы сервера ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК№ 11 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на шкаф связи с GSM-коммуникатором С-1.02, далее по каналу связи стандарта GSM с помощью службы передачи данных GPRS – на входы сервера ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-3, синхронизирующим собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника, входящего в состав УСВ-3. Предел допускаемой абсолютной погрешности временного положения фронта синхросигнала 1 Гц относительно шкалы времени UTC и UTC(SU) составляет не более 0,0001 с. Часы сервера синхронизированы с часами УСВ-3, синхронизация осуществляется один раз в час вне зависимости от наличия расхождения. Сличение часов счетчиков с часами сервера производится каждый сеанс связи (1 раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков осуществляется независимо от наличия расхождений.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ±5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» и ПО «Энфорс АСКУЭ». ПО «Пирамида 2000» выполняет функцию сбора данных в системе. Функции обработки, хранения и передачи данных в энергосбытовую компанию выполняет ПО «Энфорс АСКУЭ». ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Пирамида 2000». Программы, входящие в состав ПО «Пирамида 2000» и «Энфорс АСКУЭ», указаны в таблице 1.

Таблица 1 — Метрологические значимые модули 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
ПО «Пирамида 2000»				
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
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

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	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5
ПО «Энфорс АСКУЭ»				
Модуль расчета вычисляемых показателей	CalcFormula.exe	2.2.1.20	ced70f330d11fd08bdfe91f4f729386e	MD5
Модуль формирования макетов XML 80020	M80020.exe	2.3.0.12	ce7bb2858a21dff28b925816a3a1dda0	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие 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».

ПО «Энфорс АСКУЭ» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПП-022-1224 от 02 сентября 2013 года, выданное АНО «МИЦ».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 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 счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ОАО «Волжская ТГК» - ПОК и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	ИВК		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПОК РП-57 6/0,4 кВ, ЗРУ-6кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 47, ф. 61	ТВЛМ-10 1500/5 Кл.т.0,5 Зав. № 98252 Зав.№ 45315	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 11039	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0804142865	IBM System x3650 M2 Зав.№ KD11Z7F	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 3,0 ± 4,9
2	ПОК РП-57 6/0,4 кВ, РУСН-6кВ, 5 с.ш. 6 кВ, яч. 98, ф.58	ТОЛ-10 600/5 Кл.т.0,5 Зав. №27412 Зав.№ 10693	НАМИ-10 6000/100 Кл.т. 0,2 Зав.№ 591	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0801142423		Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,0	± 2,9 ± 4,8
3	ПОК РП-57 6/0,4 кВ, ЗРУ-6кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 6, ф.56	ТВЛМ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Зав.№ 45466 Зав.№ 45529	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 3304	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0804142837		Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 3,0 ± 4,9
4	ПОК РП-57 6/0,4 кВ, ЗРУ-6кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 22, ф.13	ТВЛМ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 45524 Зав. № 45525	НАМИ-10 6000/100 Кл.т. 0,2 Зав.№ 825	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0804142879		Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,0	± 2,9 ± 4,8
5	ПОК РП-57 6/0,4 кВ, ЗРУ-6кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 65, ф.28	ТВЛМ-10 1000/5 Кл.т. 0,5 Зав.№ 84905 Зав.№ 48253	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 00808	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0804142854		Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 3,0 ± 4,9
6	ПОК РП-57 6/0,4 кВ, РУСН-6кВ, 6 с.ш. 6 кВ, яч. 113, ф.6	ТЛК-10-6У3 600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 6336 Зав.№ 6321	НАМИ-10 6000/100 Кл.т. 0,2 Зав.№ 3372	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0103074033		Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,0	± 2,9 ± 4,7
7	ПОК РП-57 6/0,4 кВ, сборка резервного питания РУСН-6кВ, с.ш. 6 кВ, яч. 100	ТЛК-10-6У3 1500/5 Кл.т. 0,5 Зав.№ 4801 Зав.№ 4717	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав.№ 2616100000001	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0107080321		Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 3,0 ± 4,8
8	ПОК РУ-3 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, п. 4, ф. ООО "ГСК-172"	ТОП-0,66 100/5 Кл.т. 0,2S Зав.№2095166 Зав.№ 2095167 Зав.№ 2095165	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№0606120685		Активная Реактивная	± 0,7 ± 1,3	± 2,4 ± 4,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ПОК РУ-2 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, п. 6, ф. ООО "Электрон-авто"	Т-0,66 М У3 300/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 701657 Зав.№ 701663 Зав.№ 701660	—	ПСЧ-3АРТ.07.132.4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06004792	IBM System x3650 M2 Зав.№ KD11Z7F	Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,5 ± 5,9
10	ПОК РУ-2 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, п. 28, ф. СОООО "Всероссийское общество автомобилистов"	ТОП-0,66 50/5 Кл.т. 0,2S Зав.№ 2095164 Зав.№ 2095161 Зав.№ 2095160	—	ПСЧ-3АРТ.07.132.4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06004793		Активная Реактивная	± 0,7 ± 1,3	± 2,4 ± 4,4
11	ПОК ВрУ-1 0,4 кВ ОАО "СМАРТС", с.ш. 0,4 кВ, ф. СМАРТС	Т-0,66 У3 50/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 053427 Зав.№ 053494 Зав.№ 053547	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0609125037		Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,5 ± 5,9
12	ПОК РУ-1 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, п. 19, ф. ООО "Средневолжская газовая компания"	Т-0,66 У3 50/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 062835 Зав.№ 062831 Зав.№ 062840	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0607123038		Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,5 ± 5,9

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети: напряжение (0,99 – 1,01) Uн; ток (1,0 – 1,2) Iн; cosφ = 0,9инд.; частота (50 ± 0,15) Гц;

– температура окружающей среды: (23±2) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1)$U_{н_1}$; диапазон силы первичного тока (0,01(0,05) – 1,2)$I_{н_1}$; коэффициент мощности cosφ (sinφ) 0,5 – 1,0(0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

– температура окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 40 °С;

– относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

– атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1)$U_{н_2}$; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2)$I_{н_2}$; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

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

– температура окружающего воздуха для счётчиков от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;

– атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
– температура окружающего воздуха от плюс 10 °С до плюс 25 °С;
– относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 20 °С;
– атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% Iном cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 10 °С до плюс 40 °С.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена сервера ИВК и УСВ-3 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– счётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее Т = 90 000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 2 ч;
– счётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее Т = 165 000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 2 ч;
– счётчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее Т = 140 000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 2 ч;
– счётчик ПСЧ-3АРТ-07 – среднее время наработки на отказ не менее Т = 88 000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 2 ч;
– УСВ-3 – среднее время наработки на отказ не менее Т = 45 000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 2 часа

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера 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 сервера:
  – параметрирования;
  – пропадания напряжения;
  – коррекции времени в счетчике и сервере;
  – пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  – электросчётчика;
  – промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  – испытательной коробки;
  – сервера ИВК;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

– счетчика электрической энергии;

– сервера ИВК

Возможность коррекции времени в:

– счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

– сервера ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована);

– о состоянии средств измерений.

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

– счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;

– сервер ИВК – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 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) ОАО «Волжская ТГК» - ПОК типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	1856-63	8
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	7069-79	2
Трансформаторы тока	ТЛК-10-5,6	9143-01	4
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	15174-06	6
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	Т-0,66 М У3/II	50733-12	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	22656-07	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	11094-87	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-07	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	3
Счетчики электрической энергии трехфазные	ПСЧ-3АРТ.07	36698-08	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	51644-12	1

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка
осуществляется по документу МП 58059-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волжская ТГК» - ПОК. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июле 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»;

– 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»;

– счетчик СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

– счетчик СЭТ-4ТМ.03М – осуществляется по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.

– счетчик ПСЧ-4ТМ.05М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;

– счетчик ПСЧ-3АРТ.07 – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.147РЭ1 (Счетчики электрической энергии трехфазные статические ПСЧ-3АРТ.07 Руководство по эксплуатации Приложение Г Методика поверки), являющейся приложением в руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.147РЭ и согласованным с руководителем ГСИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»;

– устройства синхронизации времени УСВ-3 – в соответствии с документом «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки ВЛСТ 240.00.000МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 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 -20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Волжская ТГК» - ПОК для оптового рынка электроэнергии», аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2013 от 05.07.2013 г.

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

1. ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
3. 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

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

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт» (ООО «Энергостандарт»)
Юридический адрес: 123056, г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии Ф.В. Булыгин

М.п. «____»_____2014 г.