

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) (АИИС КУЭ) филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамская ГЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) (АИИС КУЭ) филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамская ГЭС (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности по расчетным точкам учета, формирования отчетных документов, передачи информации в центр сбора и обработки информации АО «Татэнерго» и другим заинтересованным организациям в согласованных форматах.

Описание средства измерений

Принцип действия АИИС КУЭ основан на преобразовании первичных токов измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные токи и фазные напряжения, поступающие на измерительные входы счетчика электроэнергии по проводным линиям. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, накапливается нарастающим итогом, а также вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем.

Обработанная информация со счетчиков по каналам связи промышленной сети RS-485 поступает на входы преобразователей интерфейсов и по локально-вычислительной сети (ЛВС) поступает на 2-й уровень.

На верхнем (втором) уровне выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование поступающей информации, хранение измерительной информации и оформление справочных и отчетных документов.

Передача результатов измерений в виде xml файла формата 80020 (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) от ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется по электронной почте ответственному работнику АО «Татэнерго», имеющему электронно-цифровую подпись (ЭЦП), а также другим заинтересованным лицам. Далее макет загружается в ПО «АРМ Участника ОРЭ» разработки АО «АТС», подписывается и отправляется посредством сети Internet в ПАК АО «АТС».

АИИС КУЭ состоит из двух уровней с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включает в себя ИИК и выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии (далее - счетчики), установленные на объектах, указанных в таблице 2

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). В состав ИВК входят: промконтроллер (компьютер в промышленном исполнении) «ИКМ-Пирамида» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № (далее - Госреестр № 45270-10); технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура); устройство синхронизации системного времени типа УСВ-2 (Госреестр № 41681-10); технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей и программное обеспечение (ПО) "Пирамида 2000".

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии;
- измерение активной электроэнергии нарастающим итогом;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени показаний счетчиков электрической энергии;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового и розничного рынков электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передача журналов событий счетчиков.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Измерение времени в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему (счетчики, ИВК, СУБД). Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ-2. Коррекция времени в УСВ-2 происходит от GPS-приемника.

ИВК синхронизирует время с устройством синхронизации времени УСВ-2. Синхронизация времени сервера происходит с периодичностью один раз в час, коррекция времени сервера с временем УСВ-2 осуществляется независимо от расхождения с временем УСВ-2, тем самым в ИВК обеспечивается ведение всемирного времени с погрешностью, не превосходящей $\pm 1,0$ с.

ИВК также имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP - NTP серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени от NTP сервера ФГУП «ВНИИФТРИ» осуществляется только при выходе из строя УСВ-2 или на время проведения его очередной поверки. Сравнение часов сервера ИВК с часами NTP сервера, передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с использованием NTP v4 протокола в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия RFC-5905. Погрешность синхронизации системного времени NTP серверов относительно шкалы времени UTC не превышает 10 мс.

Сличение времени счетчика с временем сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени более $\pm 1,0$ с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».
Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2- Состав и метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ

№ точки измерения	Наименование объекта	Состав измерительного канала			Вид измеряемой энергии	Метрологические характеристики	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Нижекамская ГЭС, Г1 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Госреестр № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 27524-04	активная реактивная	±0,6 ±0,9	±0,8 ±1,3
2	Нижекамская ГЭС, Г2 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Госреестр № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	активная реактивная	±0,6 ±0,9	±0,8 ±1,3
3	Нижекамская ГЭС, Г3 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Госреестр № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 27524-04	активная реактивная	±0,6 ±0,9	±0,8 ±1,3
4	Нижекамская ГЭС, Г4 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Госреестр № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 27524-04	активная реактивная	±0,6 ±0,9	±0,8 ±1,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Нижекамская ГЭС, Г5 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Госреестр № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 27524-04	активная реактивная	±0,6 ±0,9	±0,8 ±1,3
6	Нижекамская ГЭС, Г6 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Госреестр № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 27524-04	активная реактивная	±0,6 ±0,9	±0,8 ±1,3
7	Нижекамская ГЭС, Г7 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Госреестр № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	активная реактивная	±0,6 ±0,9	±0,8 ±1,3
8	Нижекамская ГЭС, Г8 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Госреестр № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 27524-04	активная реактивная	±0,6 ±0,9	±0,8 ±1,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
9	Нижекамская ГЭС, Г9 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Госреестр № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	активная реактивная	±0,6 ±0,9	±0,8 ±1,3
10	Нижекамская ГЭС, Г10 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Госреестр № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	активная реактивная	±0,6 ±0,9	±0,8 ±1,3
11	Нижекамская ГЭС, Г11 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Госреестр № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	активная реактивная	±0,6 ±0,9	±0,8 ±1,3
12	Нижекамская ГЭС, Г12 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Госреестр № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	активная реактивная	±0,6 ±0,9	±0,8 ±1,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
13	Нижекамская ГЭС, Г13 (13,8кВ)	ТШЛ20Б-1 Ктт=10000/5 КТ 0,2 Госреестр № 4016-74	ЗНОМ-15-63 Ктн=13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	активная реактивная	±0,6 ±0,9	±0,8 ±1,3
14	Нижекамская ГЭС, Г14 (13,8кВ)	ТШЛ20Б-1 Ктт=10000/5 КТ 0,2 Госреестр № 4016-74	ЗНОМ-15-63 Ктн=13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 27524-04	активная реактивная	±0,6 ±0,9	±0,8 ±1,3
15	Нижекамская ГЭС, Г15 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 Ктт=10000/5 КТ 0,2 Госреестр № 4016-74	ЗНОМ-15-63 Ктн=13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	активная реактивная	±0,6 ±0,9	±0,8 ±1,3
16	Нижекамская ГЭС, Г16 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 Ктт=10000/5 КТ 0,2 Госреестр № 4016-74	ЗНОМ-15-63 Ктн=13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	активная реактивная	±0,6 ±0,9	±0,8 ±1,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
17	Нижнекамская ГЭС, ОРУ-500 кВ, яч.5, ВЛ-500 кВ Нижнекамская ГЭС - Щёлоков	ИМВ 72-800 Ктт=2000/1 КТ 0,2S Госреестр № 47845-11	ОТЕФ 550 Ктн=500000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,2 Госреестр № 65536-16	(основной) СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-08	активная	±0,4	±0,7
		ИМВ 72-800 Ктт=2000/1 КТ 0,2S Госреестр № 32002-06		(резервный) СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 27524-04	реактивная	±0,7	±1,1
18	Нижнекамская ГЭС, КРУ-1-6кВ, яч.4, Ввод 121-5 секция СН КРУ-6 кВ яч.4	ТОЛ-СЭЩ-10 Ктт=600/5 КТ 0,5 Госреестр № 32139-06	ЗНОЛП Ктн=6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,5 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-08	активная реактивная	±0,8 ±1,1	±1,0 ±1,5
19	Нижнекамская ГЭС, КРУ-2-6кВ, яч.30, Ввод 121-6 секция СН КРУ-6 кВ яч.30	ТВЛМ-10 Ктт=600/5 КТ 0,5 Госреестр № 1856-63	НАМИ-10 Ктн=6000/100 КТ 0,2 Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-08	активная реактивная	±0,6 ±1,0	±0,8 ±1,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
20	Нижнекамская ГЭС, КРУ-1-6кВ, яч.23, КРУ СН 6 кВ, ТП-ШЛЮЗ	ТОЛ-СЭЩ-10 Ктт=300/5 КТ 0,5 Госреестр № 32139-06	ЗНОЛП Ктн=6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,5 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,1$	$\pm 1,0$ $\pm 1,5$
21	Нижнекамская ГЭС, ОРУ-500 кВ, яч.3, ВЛ-500 кВ Нижнекамская ГЭС - ЗайГРЭС	IMB 72-800 Ктт=2000/1 КТ 0,2S Госреестр № 32002-06	ОТЕФ 550 Ктн=500000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,2 Госреестр № 65536-16	(основной) СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	активная реактивная	$\pm 0,4$ $\pm 0,7$	$\pm 0,7$ $\pm 1,1$
				(резервный) СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 27524-04			
22	Нижнекамская ГЭС, РУ СН-0,4 кВ, сек.30, яч.12, Сборка 301Н (Пост 1)	T-0,66 Ктт=20/5 КТ 0,5 Госреестр № 15698-96	Отсутствует измерительный трансформатор (электросчетчик прямого включения)	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	активная реактивная	$\pm 0,5$ $\pm 0,9$	$\pm 0,7$ $\pm 1,2$
23	Нижнекамская ГЭС, РУ СН-0,4 кВ, сек.40, яч.13, Сборка 406Н (Пост 2)	T-0,66 Ктт=20/5 КТ 0,5 Госреестр № 15698-96	Отсутствует измерительный трансформатор (электросчетчик прямого включения)	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	активная реактивная	$\pm 0,5$ $\pm 0,9$	$\pm 0,7$ $\pm 1,2$

Таблица 3 - Технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Обозначение
Количество ИК	23
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды, °С Пределы допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ, с/сут.	от 98 до 102 от 1 до 120 1 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25) ± 5
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности: $\cos\varphi$ $\sin\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды: для ТТ и ТН, °С в месте расположения счетчиков, °С сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от -40 до +60 от +10 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: среднее время наработки на отказ, ч. среднее время восстановления работоспособности, сут. сервер: среднее время наработки на отказ, ч. среднее время восстановления работоспособности, ч.	165000 3 100000 1
Глубина хранения информации: счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут. при отключении питания, лет. сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет	45 10 3,5

Примечания

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.
4. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики по ГОСТ 31819.22 - 2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23 - 2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и устройства синхронизации системного времени на аналогичные утвержденных типов с метрологическими

6. характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;

панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;

наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСВ, сервере, АРМ;

организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

фактов параметрирования счетчика;

фактов пропадания напряжения;

фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-1	48
Трансформаторы тока измерительные	ІМВ 72-800	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	48
Трансформаторы напряжения	ОТЕФ 550	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	9
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	12
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.16	2
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.08	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ - Пирамида	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	1
Методика поверки	85138332.711212.058 МП	1
Формуляр	85138332.711212.058 ФО	1
Руководство по эксплуатации	85138332.711212.058 РЭ	1

Поверка

осуществляется по документу 85138332.711212.058 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) (АИИС КУЭ) филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамская ГЭС. Методика поверки», утвержденному ФБУ «ЦСМ Татарстан» 28.12.2017 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по Методике измерений падения напряжения во вторичной цепи измерительного трансформатора напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ-А» в условиях эксплуатации;
- радиочасы МИР РЧ-02 (рег. № 46656-11);
- термометр по ГОСТ 28498;
- прибор комбинированный Testo 622 (рег. № 63505-13);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ-А (рег. № 22029-05).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 85138332.711212.058 МИ «Методика (методы) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно - измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) (АИИС КУЭ) филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамская ГЭС».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) (АИИС КУЭ) филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамская ГЭС

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

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ 31818.11-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии

ГОСТ 31819.21-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2

ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Татарстан Автоматизация и Связь Энерго»
(ООО «ТатАИСЭнерго»)

ИНН 1655152750

Адрес: 420021, Республика Татарстан, г. Казань, ул. М. Салимжанова, д. 1

Телефон: +7 (843) 291-81-59

Факс: +7 (843) 291-81-54

Web-сайт: www.tataisenergo.ru

E-mail: office@tataisenergo.ru

Испытательный центр

ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний
в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 24

Телефон (факс): +7 (843) 291-08-33

Аттестат аккредитации ФБУ «ЦСМ Татарстан» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310659 от 13.05.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2018 г.