

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «10» июня 2021 г. № 997

Регистрационный № 70698-18

Лист № 1
Всего листов 12

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 (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 - Рег. №) 45270-10; технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура); устройство синхронизации времени (УСВ) типа УСВ-2 (Рег. № 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. Коррекция времени в УСВ происходит от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

ИВК синхронизирует время с УСВ. Синхронизация времени сервера происходит с периодичностью один раз в час, коррекция времени сервера со временем УСВ осуществляется независимо от расхождения со временем УСВ, тем самым в ИВК обеспечивается ведение всемирного времени с расхождением, не превосходящим $\pm 1,0$ с.

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

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, 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. 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 характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Нижекамская ГЭС, Г1 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,9	±1,3
2	Нижекамская ГЭС, Г2 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,9	±1,3
3	Нижекамская ГЭС, Г3 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,9	±1,3
4	Нижекамская ГЭС, Г4 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,9	±1,3
5	Нижекамская ГЭС, Г5 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,9	±1,3
6	Нижекамская ГЭС, Г6 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,9	±1,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	Нижекамская ГЭС, Г7 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 КТТ=10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТН=13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,9	±1,3
8	Нижекамская ГЭС, Г8 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 КТТ=10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТН=13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,9	±1,3
9	Нижекамская ГЭС, Г9 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 КТТ=10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТН=13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,9	±1,3
10	Нижекамская ГЭС, Г10 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 КТТ=10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТН=13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,9	±1,3
11	Нижекамская ГЭС, Г11 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 КТТ=10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТН=13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,9	±1,3
12	Нижекамская ГЭС, Г12 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 КТТ=10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТН=13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,9	±1,3
13	Нижекамская ГЭС, Г13 (13,8кВ)	ТШЛ20Б-1 КТТ=10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТН=13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,9	±1,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Нижнекамская ГЭС, Г14 (13,8кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,9	±1,3
15	Нижнекамская ГЭС, Г15 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,9	±1,3
16	Нижнекамская ГЭС, Г16 (13,8 кВ)	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} =10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =13800:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,9	±1,3
17	Нижнекамская ГЭС, ОРУ-500 кВ, яч.5, ВЛ-500 кВ Нижнекамская ГЭС - Щёлоков	ИМВ 72-800 К _{ТТ} =2000/1 КТ 0,2S Рег. № 47845-11	ОТЕФ 550 К _{ТН} =500000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 65536-16	(основной) СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±0,4	±0,7
		ИМВ 72-800 К _{ТТ} =2000/1 КТ 0,2S Рег. № 32002-06		(резервный) СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 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 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП К _{ТН} =6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,0
						реактивная	±1,1	±1,5
19	Нижнекамская ГЭС, КРУ-2-6кВ, яч.30, Ввод 121- 6 секция СН КРУ-6 кВ яч.30	ТЛО-10 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,2S Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ-6 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,2 Рег. № 70747-18	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,4	±0,7
						реактивная	±0,7	±1,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	Нижнекамская ГЭС, КРУ-1-6кВ, яч.23, КРУ СН 6 кВ, ТП-ШЛЮЗ	ТОЛ-СЭЩ-10 К _{тт} =300/5 КТ 0,5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП К _{тн} =6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±0,8	±1,0
21	Нижнекамская ГЭС, ОРУ-500 кВ, яч.3, ВЛ-500 кВ Нижнекамская ГЭС - ЗайГРЭС	IMB 72-800 К _{тт} =2000/1 КТ 0,2S Рег. № 32002-06	ОТЕФ 550 К _{тн} =500000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 65536-16	(основной) СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,4	±0,7
				(резервный) СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		реактивная	±0,7	±1,1
22	Нижнекамская ГЭС, РУ СН-0,4 кВ, сек.30, яч.12, Сборка 301Н (Пост 1)	Т-0,66 К _{тт} =20/5 КТ 0,5 Рег. № 15698-96	Отсутствует измерительный трансформатор (электросчетчик прямого включения)	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,5	±0,7
23	Нижнекамская ГЭС, РУ СН-0,4 кВ, сек.40, яч.13, Сборка 406Н (Пост 2)	Т-0,66 К _{тт} =20/5 КТ 0,5 Рег. № 15698-96	Отсутствует измерительный трансформатор (электросчетчик прямого включения)	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		реактивная	±0,9	±1,2
					активная	±0,5	±0,7	
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

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 Погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 15 до плюс 25 °С.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.
- 6 Допускается замена наименований ИК без изменения объекта измерений.
- 7 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	23
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 1 до 120 от 49,8 до 50,2 0,9 от +15 до +25
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, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	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, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 3 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
- параметрирования;

- пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- Защищённость применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени в:
- счетчиках (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
- о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-1	48
Трансформаторы тока измерительные	ІМВ 72-800	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	48
Трансформаторы напряжения	ОТЕФ 550	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	6
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-НТЗ-6	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

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ - Пирамида	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	1
Методика поверки	85138332.711212.058 МП изм.№1	1
Формуляр	85138332.711212.058.1 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 85138332.711212.058.1 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» аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к 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