

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в ИВК результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны сервера организаций - участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3х-уровневую систему, которая состоит из 22 измерительных каналов (ИК), 2 измерительно-вычислительных комплексов электроустановок (ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК). АИИС КУЭ реализуется на Верхнетуломской ГЭС (ГЭС-12) и Нижнетуломской ГЭС (ГЭС-13) Туломского каскада ГЭС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1», территориально расположенных в пос. Верхнетуломский и пос. Мурмаши Мурманской области соответственно.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Уровень ИК, включающий измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, 0,5S и 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии) и класса точности 0,5 и 1,0 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), счетчик активной и реактивной электроэнергии Альфа А2 класса точности 0,5S по ГОСТ 30206-94 (в части активной электроэнергии) и класса точности 1,0 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), вторичные электрические цепи и технические средства каналов передачи данных.

Уровень ИВКЭ, созданный на базе устройств сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-300 (Госреестр СИ РФ № 19495-03, зав. №№ 000970, 000966), автоматизированных рабочих мест (АРМ) персонала и технических средств приема-передачи данных.

Первичные фазные 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 1 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 1 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производят опрос цифровых счетчиков. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по основному или резервным каналам передачи данных на верхний уровень системы (сервер БД ИВК АИИС КУЭ), а также отображение информации по подключенным к УСПД ИВКЭ устройствам. В качестве основного канала связи используется корпоративная сеть передачи данных Ethernet филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1». В качестве 1-ого резервного канала передачи данных может быть использован коммутируемый канал телефонной сети связи общего пользования (ТфССОП), а в качестве 2-ого резервного канала передачи данных может быть задействован коммутируемый канал сотовой связи стандарта GSM 900/1800 МГц.

Сервер БД ИВК АИИС КУЭ, установленный в ЦСОИ филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1», с периодичностью один раз в сутки производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД ИВК АИИС КУЭ.

На уровне ИВК системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с энергообъектов филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Один раз в сутки учетная информация по инициативе ИВК АИИС КУЭ, в соответствии с согласованными сторонами регламентами, передается в ОАО «АТС» и другие организации–участники оптового рынка электроэнергии.

Программное обеспечение (ПО) АИИС КУЭ на базе «АльфаЦЕНТР» функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение счетчиков;
- программное обеспечение УСПД ИВКЭ;
- программное обеспечение сервера БД ИВК;
- программное обеспечение АРМ персонала;
- программное обеспечение инженерного пульта.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии и УСПД ИВКЭ, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройств синхронизации системного времени УССВ, подключенных к УСПД ИВКЭ ГЭС-12 и ГЭС-13. Время встроенных часов УСПД ИВКЭ синхронизировано с единым календарным временем, которое передается через приёмник GPS-16HVS со спутников глобальной системы позиционирования - GPS, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Корректировка времени встроенных часов УСПД ИВКЭ осуществляется автоматически 1 раз в 60 мин, при обнаружении рассогласования единого календарного времени и времени встроенных часов УСПД ИВКЭ более  $\pm 1$  с.

УСПД ИВКЭ осуществляет коррекцию времени встроенных часов счетчиков. Сличение времени встроенных часов счетчиков со временем встроенных часов УСПД ИВКЭ, выполняется один раз в 30 мин при каждом сеансе опроса. Корректировка времени встроенных часов счетчика осуществляется автоматически 1 раз в сутки, при обнаружении рассогласования времени встроенных часов УСПД ИВКЭ и счетчика более  $\pm 2$  с. От УСПД ИВКЭ так же обеспечивается синхронизация встроенных часов АРМ персонала.

Абсолютная погрешность измерений времени СОЕВ не превышает предела абсолютной суточной погрешности измерения текущего времени, равного  $\pm 5$  с/сут.

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 корректуре.

### Программное обеспечение

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО (Наименование программного модуля)	Наименование файла	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
«АльфаЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	11.07	9477d821edf7caeb e91e7fc6f64a696c	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		6aa158fcdac5f6e0 00d546fa74fd90b6	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe		4bbbb813c47300ff fd82f6225fed4ffa	
	драйвер работы с БД	cdbora2.dll		bad5fb6babb1c9df e851d3f4e6c06be2	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1700, А1140	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbb ba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444 170eee9317d635cd	

- ПО «АльфаЦЕНТР» внесено в Госреестр СИ РФ в составе комплексов измерительно-вычислительных для учета электрической энергии «Альфа-Центр» за № 44595-10;
- Предел допускаемой абсолютной погрешности при измерении электрической энергии и средней мощности в ИВК «Альфа-Центр», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счётчиков, составляет не более  $\pm 1$  единицы младшего разряда учетного значения;
- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Альфа-Центр»;
- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С».

## Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2.1 и 2.2

Таблица 2.1 – Состав измерительных каналов

Канал измерений		Состав измерительного канала						
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреestra СИ		Обозначение, тип	Заводской номер	Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины	
1	2	3		4		5	6	7
1	Верхне-Тулomsкая ГЭС (ГЭС-12), генератор № 1	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 4000/5 № 38611-08	A	IGDT	№ 07-037041	80000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	IGDT	№ 07-037045		
				C	IGDT	№ 07-037043		
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE	№ 07-037223		
				B	UGE	№ 07-037217		
				C	UGE	№ 07-037224		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01165715				
2	Верхне-Тулomsкая ГЭС (ГЭС-12), генератор № 2	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 4000/5 № 38611-08	A	IGDT	№ 07-037042	80000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	IGDT	№ 07-037039		
				C	IGDT	№ 07-037035		
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE	№ 07-037226		
				B	UGE	№ 07-037225		
				C	UGE	№ 07-037215		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01165714				
3	Верхне-Тулomsкая ГЭС (ГЭС-12), генератор № 3	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 4000/5 № 38611-08	A	IGDT	№ 07-037037	80000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	IGDT	№ 07-037040		
				C	IGDT	№ 07-037046		
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE	№ 07-037220		
				B	UGE	№ 07-037219		
				C	UGE	№ 07-037222		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01165743				
4	Верхне-Тулomsкая ГЭС (ГЭС-12), генератор № 4	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 4000/5 № 38611-08	A	IGDT	№ 07-037036	80000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	IGDT	№ 07-037044		
				C	IGDT	№ 07-037038		
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE	№ 08-017231		
				B	UGE	№ 09-008160		
				C	UGE	№ 07-037218		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01165702				

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7
5	Верхне-Туломская ГЭС (ГЭС-12), ОРУ-150 кВ, трансформатор № 1	ТТ	КТ = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 №	A	KOTEF 245	№ 2008/475055	308000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	KOTEF 245	№ 2008/475056		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475054		
		ТН	КТ = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 154000:√3/100:√3 №	A	KOTEF 245	№ 2008/475055		
				B	KOTEF 245	№ 2008/475056		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475054		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01172446				
6	Верхне-Туломская ГЭС (ГЭС-12), ОРУ-150 кВ, трансформатор № 2	ТТ	КТ = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 №	A	KOTEF 245	№ 2008/475059	308000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	KOTEF 245	№ 2008/475057		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475058		
		ТН	КТ = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 154000:√3/100:√3 №	A	KOTEF 245	№ 2008/475059		
				B	KOTEF 245	№ 2008/475057		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475058		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169557				
7	Верхне-Туломская ГЭС (ГЭС-12), КРУ-6 кВ, яч.8.5, Ф-2	ТТ	КТ = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 150/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-2 У3	№ 11349	1800	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	ТЛП-10-2 У3	№ 11358		
				C	ТЛП-10-2 У3	№ 11351		
		ТН	КТ = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE	№ 07-037190		
				B	UGE	№ 07-037198		
				C	UGE	№ 07-037214		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169521				
8	Верхне-Туломская ГЭС (ГЭС-12), КРУ-6 кВ, яч.8.6, Ф-3	ТТ	КТ = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 150/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-2 У3	№ 11347	1800	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	ТЛП-10-2 У3	№ 11357		
				C	ТЛП-10-2 У3	№ 11361		
		ТН	КТ = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE	№ 07-037190		
				B	UGE	№ 07-037198		
				C	UGE	№ 07-037214		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		№ 01172490				
9	Верхне-Туломская ГЭС (ГЭС-12), КРУ-6 кВ, яч.8.9, Ф-5	ТТ	КТ = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 150/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-2 У3	№ 11359	1800	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	ТЛП-10-2 У3	№ 11348		
				C	ТЛП-10-2 У3	№ 11360		
		ТН	КТ = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE	№ 07-037210		
				B	UGE	№ 08-017230		
				C	UGE	№ 07-037195		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169528				

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7
10	Верхне-Гуломская ГЭС (ГЭС-12), КРУ-6 кВ, яч.8.11, Ф-6	ТТ	КТ = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 150/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-2 У3	№ 11350	1800	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub> Календарное время
				B	ТЛП-10-2 У3	№ 11344		
				C	ТЛП-10-2 У3	№ 11345		
		ТН	КТ = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE	№ 07-037210		
				B	UGE	№ 08-017230		
				C	UGE	№ 07-037195		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		№ 01172513				
11	Нижне-Гуломская ГЭС (ГЭС-13), генератор № 1	ТТ	КТ = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-3 У3	№ 18207	18000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub> Календарное время
				B	ТЛП-10-3 У3	№ 18190		
				C	ТЛП-10-3 У3	№ 18198		
		ТН	КТ = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE	№ 07-037204		
				B	UGE	№ 07-037202		
				C	UGE	№ 07-037192		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01165705				
12	Нижне-Гуломская ГЭС (ГЭС-13), генератор № 2	ТТ	КТ = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-3 У3	№ 18210	18000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub> Календарное время
				B	ТЛП-10-3 У3	№ 18187		
				C	ТЛП-10-3 У3	№ 18196		
		ТН	КТ = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE	№ 07-037154		
				B	UGE	№ 07-037178		
				C	UGE	№ 07-037185		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01165709				
13	Нижне-Гуломская ГЭС (ГЭС-13), генератор № 3	ТТ	КТ = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-3 У3	№ 18205	18000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub> Календарное время
				B	ТЛП-10-3 У3	№ 18188		
				C	ТЛП-10-3 У3	№ 18209		
		ТН	КТ = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE	№ 07-037165		
				B	UGE	№ 07-037173		
				C	UGE	№ 07-037167		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01165708				
14	Нижне-Гуломская ГЭС (ГЭС-13), генератор № 4	ТТ	КТ = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-3 У3	№ 11444	18000	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub> Календарное время
				B	ТЛП-10-3 У3	№ 18201		
				C	ТЛП-10-3 У3	№ 18194		
		ТН	КТ = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE	№ 07-037174		
				B	UGE	№ 07-037171		
				C	UGE	№ 07-037186		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01165703				

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7
15	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), ТП-110 кВ Т-1 ввод 110 кВ	ТТ	КТ = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF	№ 2008/477034	132000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	KOTEF	№ 2008/475023		
				C	KOTEF	№ 2008/475022		
		ТН	КТ = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF	№ 2008/477034		
				B	KOTEF	№ 2008/475023		
				C	KOTEF	№ 2008/475022		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01172449				
16	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), ТП-110 кВ Т-2 ввод 110 кВ	ТТ	КТ = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF	№ 2008/475004	132000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	KOTEF	№ 2008/475031		
				C	KOTEF	№ 2008/475032		
		ТН	КТ = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF	№ 2008/475004		
				B	KOTEF	№ 2008/475031		
				C	KOTEF	№ 2008/475032		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169496				
17	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), ТП-110 кВ Т-1 ввод 35 кВ	ТТ	КТ = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 34016-07	A	ТОЛ-35 III-IV-5 УХЛ1	№ 452	42000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	ТОЛ-35 III-IV-5 УХЛ1	№ 453		
				C	ТОЛ-35 III-IV-5 УХЛ1	№ 454		
		ТН	КТ = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000/100 № 19813-00	A	НАМИ-35 УХЛ1	№ 207		
				B				
				C				
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		№ 01172471				
18	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), ТП-110 кВ Т-2 ввод 35 кВ	ТТ	КТ = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 34016-07	A	ТОЛ-35 III-IV-5 УХЛ1	№ 455	42000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	ТОЛ-35 III-IV-5 УХЛ1	№ 456		
				C	ТОЛ-35 III-IV-5 УХЛ1	№ 457		
		ТН	КТ = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000/100 № 19813-00	A	НАМИ-35 УХЛ1	№ 197		
				B				
				C				
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		№ 01172473				
19	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), яч. 17, Ф-1 (6 кВ)	ТТ	КТ = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 400/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-2 У3	№ 11408	4800	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	ТЛП-10-2 У3	№ 11405		
				C	ТЛП-10-2 У3	№ 11406		
		ТН	КТ = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE	№ 07-037170		
				B	UGE	№ 07-037180		
				C	UGE	№ 07-037156		
		ТН	КТ = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE	№ 07-037199		
				B	UGE	№ 07-037205		
				C	UGE	№ 07-037196		
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		№ 01165621		

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7				
20	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), яч. 8, Ф-2 (6 кВ)	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 400/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-2 У3	№ 11404	4800	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время				
				B	ТЛП-10-2 У3	№ 11407						
				C	ТЛП-10-2 У3	№ 11409						
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 6000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE	№ 07-037203						
				B	UGE	№ 07-037213						
				C	UGE	№ 07-037200						
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 6000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE	№ 07-037211						
				B	UGE	№ 07-037201						
				C	UGE	№ 07-037207						
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		№ 01165619						
		21	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), яч. 7, Ф-4 (6 кВ)	ТТ	КТ = 0,5 Ктт = 600/5 № 1261-59	A			ТПОЛ-10	№ 01584	7200	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
						B			-	-		
C	ТПОЛ-10					№ 01596						
ТН	КТ = 0,5 Ктн = 6000:√3/100:√3 № 25475-11			A	UGE	№ 07-037203						
				B	UGE	№ 07-037213						
				C	UGE	№ 07-037200						
ТН	КТ = 0,5 Ктн = 6000:√3/100:√3 № 25475-11			A	UGE	№ 07-037211						
				B	UGE	№ 07-037201						
				C	UGE	№ 07-037207						
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06			A1805RALQ-P4GB-DW-4		№ 01165610						
22	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), б/с ОАО «Мегафон» 0,4 кВ АК			ТТ	-	A	-	-	1	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время		
						B	-	-				
		C	-			-						
		ТН	-	A	-	-						
				B	-	-						
				C	-	-						
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27428-04	A2R2-4-AL-C29-П		№ 01191600								

Примечания:

1. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 или ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

2. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 1 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1;

3. Допускается замена устройств сбора и передачи данных (УСПД) на однотипные утвержденного типа.



Таблица 2.2 – Метрологические характеристики ИК

№№ ИК	Диапазон тока	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности P=0,95:							
		Основная относительная погрешность ИК, ( $\pm\delta$ ), %				Относительная погрешность ИК в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ), %			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,866/\sin \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8/\sin \varphi = 0,6$	$\cos \varphi = 0,5/\sin \varphi = 0,866$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,866/\sin \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8/\sin \varphi = 0,6$	$\cos \varphi = 0,5/\sin \varphi = 0,866$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1-4, 11-14	0,01 $I_{H1} \leq I_1 < 0,02 I_{H1}$	1,8	-	-	-	2,0	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-
	0,02 $I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,6	2,2	2,5	4,8	1,9	2,5	2,8	5,0
		-	5,1	4,1	2,5	-	7,4	6,3	4,6
	0,05 $I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	1,1	1,4	1,6	3,0	1,4	1,8	2,0	3,3
		-	3,1	2,5	1,6	-	4,4	3,8	3,0
	0,1 $I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,0	1,3	1,5	2,7	1,3	1,7	1,8	3,1
		-	2,8	2,2	1,4	-	3,6	3,2	2,5
	0,2 $I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,2	1,5	1,7	2,7
		-	2,2	1,8	1,2	-	3,0	2,7	2,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,2	1,5	1,7	2,7
		-	2,2	1,8	1,2	-	2,9	2,6	2,2
5, 6, 15, 16	0,01 $I_{H1} \leq I_1 < 0,02 I_{H1}$	1,0	-	-	-	1,3	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-
	0,02 $I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	0,9	1,1	1,1	1,8	1,3	1,5	1,6	2,4
		-	2,4	2,1	1,5	-	6,0	5,2	4,1
	0,05 $I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	0,6	0,7	0,8	1,3	1,1	1,3	1,4	2,0
		-	1,5	1,3	1,0	-	3,5	3,2	2,7
	0,1 $I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	0,5	0,6	0,7	1,1	1,0	1,2	1,3	1,9
		-	1,3	1,1	0,9	-	2,7	2,5	2,2
	0,2 $I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,6	0,6	0,9	1,0	1,2	1,3	1,8
		-	1,1	0,9	0,7	-	2,3	2,2	2,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,5	0,6	0,6	0,9	1,0	1,2	1,3	1,8
		-	1,0	0,9	0,7	-	2,1	2,0	2,0
7-10, 17-20	0,01 $I_{H1} \leq I_1 < 0,02 I_{H1}$	2,1	-	-	-	3,1	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-
	0,02 $I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,9	2,4	2,7	4,9	3,0	3,6	4,0	6,1
		-	5,9	4,9	3,2	-	12,4	10,8	8,3
	0,05 $I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	1,2	1,5	1,7	3,1	2,6	3,1	3,4	4,8
		-	3,5	3,0	2,1	-	7,2	6,5	5,4
	0,1 $I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,1	1,4	1,6	2,7	2,6	3,0	3,3	4,6
		-	3,0	2,5	1,8	-	5,7	5,2	4,5
	0,2 $I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	2,6	3,0	3,2	4,3
		-	2,5	2,1	1,5	-	4,7	4,5	4,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	2,6	3,0	3,2	4,3
		-	2,4	2,1	1,5	-	4,4	4,2	3,9

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
21	0,05 $I_{н1} \leq I_1 < 0,1 I_{н1}$	1,8	2,5	2,9	5,5	3,0	3,7	4,1	6,6	
		-	5,7	4,7	2,9	-	8,5	7,4	5,8	
	0,1 $I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,6	2,2	2,5	4,6	2,9	3,5	3,8	5,9	
		-	4,8	3,9	2,4	-	6,8	6,0	4,8	
	0,2 $I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,2	1,5	1,7	3,0	2,6	3,1	3,3	4,7	
		-	3,2	2,6	1,8	-	5,1	4,7	4,1	
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	2,6	3,0	3,2	4,3	
		-	2,4	2,1	1,5	-	4,4	4,2	3,9	
	22	0,01 $I_6 \leq I < 0,02 I_6$	1,1	-	-	-	2,6	-	-	-
			-	-	-	-	-	-	-	-
0,02 $I_6 \leq I < 0,05 I_6$		1,1	1,1	1,1	1,1	2,6	2,9	3,1	3,8	
		-	3,4	3,0	2,4	-	11,4	10,1	8,0	
0,05 $I_6 \leq I < 0,1 I_6$		0,6	0,7	0,8	1,1	2,4	2,8	3,0	3,8	
		-	2,0	1,8	1,6	-	6,6	6,1	5,3	
0,1 $I_6 \leq I < 0,2 I_6$		0,6	0,6	0,6	0,7	2,4	2,8	2,9	3,7	
		-	1,5	1,4	1,3	-	5,0	4,7	4,3	
0,2 $I_6 \leq I < I_6$		0,6	0,6	0,6	0,7	2,4	2,8	2,9	3,7	
		-	1,2	1,2	1,1	-	4,2	4,1	3,9	
$I_6 \leq I \leq I_{\max}$		0,6	0,6	0,6	0,7	2,4	2,8	2,9	3,7	
		-	1,1	1,1	1,1	-	3,8	3,8	3,8	

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

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

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение  $(0,99 \div 1,01) U_{\text{ном}}$ ; ток  $(0,01 \div 1,2) I_{\text{ном}}$ ,  $0,5_{\text{инд.}} \leq \cos\phi \leq 0,8_{\text{емк.}}$ ; частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;
- температура окружающей среды  $(23 \pm 2)$  °С
- магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков), не более - 0,05 мТл.

4. Рабочие условия:

- параметры сети, для ИК №№ 1-20: напряжение  $(0,9 \div 1,1) U_{\text{ном}}$ ; ток  $(0,01 \div 1,2) I_{\text{ном}}$ ;  $0,5_{\text{инд.}} \leq \cos\phi \leq 1$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- параметры сети, для ИК №№ 21: напряжение  $(0,9 \div 1,1) U_{\text{ном}}$ ; ток  $(0,05 \div 1,2) I_{\text{ном}}$ ;  $0,5_{\text{инд.}} \leq \cos\phi \leq 1$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- параметры сети, для ИК №№ 22: напряжение  $(0,9 \div 1,1) U_{\text{ном}}$ ; ток  $(0,01 \div 3,75) I_{\text{баз}}$ ;  $0,5_{\text{инд.}} \leq \cos\phi \leq 1$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- допускаемая температура окружающей среды: для измерительных ТТ и ТН в зависимости от вида климатического исполнения и категории по ГОСТ 15150-69; для счетчиков ИК №№ 1-21 от - 40 до + 65 °С, ИК № 22 от - 40 до + 60 °С; для УСПД от - 40 до + 85 °С; для сервера ИВК от + 15 до +30 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков), не более - 0,5 мТл.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0 = 120000$  ч., среднее время восстановления работоспособности не более  $t_b = 168$  ч.;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0 = 40000$  ч., среднее время восстановления работоспособности не более  $t_b = 24$  ч.;
- ИВК - коэффициент готовности не менее  $K_T = 0,99$  ч., среднее время восстановления работоспособности не более  $t_b = 1$  ч.

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом, не менее:

$K_{T\_АИИС\ КУЭ} = 0,92$  – коэффициент готовности;

$T_{O\_ИК\ (АИИС\ КУЭ)} = 2161$  ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
  - параметрирование;
  - пропадание напряжения;
  - коррекция времени в счетчике.
- журнал событий УСПД:
  - параметрирование;
  - пропадание напряжения;
  - коррекция времени в контроллере УСПД.
- журналы событий сервера:
  - даты начала регистрации измерений;
  - перерывы электропитания;
  - программные и аппаратные перезапуски;
  - установка и корректировка времени;
  - переход на летнее/зимнее время;
  - нарушение защиты сервера;
  - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчиков;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательных коробок;
  - УСПД;
  - сервер БД;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на УСПД;
  - установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 сут.;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 сут.;
- сервер БД – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС.

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока IGDT	12 шт.
Измерительный трансформатор тока ТОЛ-35 III-IV-5	6 шт.
Измерительный трансформатор тока ТЛП-10	30 шт.
Измерительный трансформатор тока ТПОЛ-10	2 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НАМИ-35	2 шт.
Измерительный трансформатор напряжения UGE	42 шт.
Измерительный комбинированный трансформатор КОТЕФ	12 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа Альфа А1800	21 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа А2	1 шт.
Коробка испытательная ЛИМГ	21 шт.
Разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	21 шт.
Шкаф связи в составе: сервер последовательных устройств NPort 5130 в комплекте с блоком питания, HDSL-модем Prestige 792 Н в комплекте с блоком питания, модуль защиты линий RS-485 от перенапряжений – 2 шт., автоматический выключатель 2пол. 6А, розетка силовая – 2 шт., клеммник силовой 220 В, клеммник информационный	1 комплект
Шкаф УСПД в составе: УСПД RTU325-E-256-M3-B4-Q-i2-G, коммутатор 10BASE-T/100BASE-TX 3C16793 в комплекте с блоком питания, модем ZyXEL U-336E <sup>plus</sup> в комплекте с блоком питания, преобразователь интерфейса RS-485/RS-232 ADAM-4520 в комплекте с блоком питания, GSM-модем Siemens TS-35 в комплекте с блоком питания, HDSL-модем Prestige 792 Н в комплекте с блоком питания (опционально), источник бесперебойного питания POWERCOM 1000VA, модуль защиты линий RS-485 от перенапряжений – 8 шт., клеммник силовой 220 В, клеммник информационный – 4 шт., блок розеток, вентиляционная панель, нагреватель	2 комплекта
Шкаф УССВ в составе: преобразователь интерфейсов RS-232/RS-485 ADAM-4520, GPS-приемник GPS16-HVS, блок питания TMS 15124С или PWR-242, автоматический выключатель АBB S201М В6, клеммник силовой 220 В, клеммник силовой 24 В, клеммник информационный	2 комплекта
АРМ персонала в составе: системный блок Compaq dc 7600 CMT PD-820, 160 Gb SATA 7200 rpm, DVD-RW/LAN; Windows XPprof(лицензия ОС), монитор 19”, ИБП, принтер	2 комплекта
АРМе персонала, оснащенный ОС Windows XP Pro, (ПО) «Альфа-Центр однопользовательское» АС_РЕ_30»	2 комплекта
Переносный компьютер, оснащенный ОС Windows XP Pro, ПО для переносного инженерного пульта с функцией экспорта данных «Альфа Центр Лаптор» АС_Л, ПО для работы со счетчиком Альфа А1800 «AlphaPlusW1.8» и счетчиками Альфа А2 «AlphaPlusW(EP)», с оптическим преобразователем для работы со счетчиками системы	2 комплекта
Паспорт-формуляр ДЯИМ.21168598.422231.299.ПФ	1 экземпляр
Руководство пользователя ДЯИМ.21168598.422231.299.ИЗ	1 экземпляр
Инструкция по эксплуатации ДЯИМ.21168598.422231.299.ИЭ	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

## Поверка

осуществляется по документу МП 48557-11 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 12 сентября 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН – по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения  $6/\sqrt{3}...35$  кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения  $35...330/\sqrt{3}$  кВ. Методика проверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя» и/или по ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчики электрической энергии типа Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки МП-2203-0042-2006», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- счетчики электрической энергии типа Альфа А2 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А2. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» в мае 2004 г.;
- УСПД серии RTU-300 – в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;
- ИВК «Альфа-Центр» - в соответствии с документом «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа-Центр». Методика поверки ДЯИМ.466453.007 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- переносной компьютер с оптическим преобразователем и ПО для работы со счетчиками системы и ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр «CENTER» (мод.314): диапазон измерений температуры от - 20 до + 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %.

## Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в следующих документах:

1. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ГЭС-12 Каскада Туломских ГЭС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» (АИИС КУЭ ГЭС-12 филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1»). Том 1 Технический проект 21168598.42 2231.0299;

2. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ГЭС-13 Каскада Туломских ГЭС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» (АИИС КУЭ ГЭС-13 филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1»). Том 1 Технический проект 21168598.42 2231.0300.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС**

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
3. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
4. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
5. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
6. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
7. ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель:**

Общество с ограниченной ответственностью «Эльстер Метроника»  
Юридический адрес:  
РФ, 111141, г. Москва,  
1-й проезд Перова Поля, д. 9, стр. 3.  
тел.: (495) 730-02-85,  
тел./факс: (495) 730-02-83,  
e-mail: [metronica@ru.elster.com](mailto:metronica@ru.elster.com).

**Испытательный центр:**

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»  
(ФГУП «ВНИИМС»)  
Юридический адрес:  
119361, г. Москва  
ул. Озерная, д. 46  
тел./факс: 8 (495) 437-55-77  
Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

\_\_\_\_\_ Е.Р. Петросян

М.П. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011 г.