



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 47596

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала "Кольский"
ОАО "ТГК-1" каскад Серебрянских ГЭС**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 315

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с ограниченной ответственностью "Эльстер Метроника",
г. Москва**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50748-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

ДЯИМ.422231.315.МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **30 июля 2012 г. № 546**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 005928

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» каскад Серебрянских ГЭС (далее - АИИС КУЭ) 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, многоуровневую систему, которая состоит из 29 измерительно-информационных комплексов (ИИК). АИИС КУЭ реализуется на Серебрянской ГЭС-1 (ГЭС-15), Серебрянской ГЭС-2 (ГЭС-16) и Верхне-Териберской ГЭС (ГЭС-18), Нижне-Териберской ГЭС (ГЭС-19) каскада Серебрянских ГЭС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1», территориально расположенных на реках Воронья и Териберка в Мурманской области соответственно.

ИИК АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительные каналы (ИК), включающий измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, 0,5S, 0,2 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), вторичные электрические цепи и технические средства каналов передачи данных.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), созданный на базе устройств сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-300 (Госреестр СИ РФ № 19495-03, зав. №№ 000963, 000967, 000971), RTU-325L (Госреестр СИ РФ № 37288-08, зав. № 001174), источников бесперебойного питания, автоматизированных рабочих мест (АРМ) персонала ИВКЭ и технических средств приема-передачи данных.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер базы данных (БД), источник бесперебойного питания, АРМ персонала ИВК 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 автоматически 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 резервному 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 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», по запросу и/или автоматически с периодичностью 1 раз в 30 минут 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» каскада Серебрянских 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-15, ГЭС-16, ГЭС-18 и ГЭС-19. 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 ± 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 ± 2 с. От УСПД ИВКЭ так же обеспечивается синхронизация встроенных часов АРМ персонала.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

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 ± 1 единицы младшего разряда учтенного 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 метрологические характеристики ИИК приведены в таблицах 2.1 и 2.2

Таблица 2.1 – Состав измерительных каналов

Канал измерений		Состав измерительного канала										
Номер ИИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип	Заводской номер	Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины					
1	2	3		4		5	6	7				
1	Серебрянская ГЭС-1 (ГЭС-15), генератор № 1	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 5000/5 № 38611-08	A	IGDT 17,5	№ 07-037034	138000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время				
				B	IGDT 17,5	№ 07-037025						
				C	IGDT 17,5	№ 07-037031						
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 13800:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 17,5	№ 07-037860						
				B	UGE 17,5	№ 07-037856						
				C	UGE 17,5	№ 07-037862						
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169514						
		2	Серебрянская ГЭС-1 (ГЭС-15), генератор № 2	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 5000/5 № 38611-08	A			IGDT 17,5	№ 07-037027	138000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
						B			IGDT 17,5	№ 07-037024		
C	IGDT 17,5					№ 07-037028						
ТН	КТ = 0,5 Ктн = 13800:√3/100:√3 № 25475-11			A	UGE 17,5	№ 07-037855						
				B	UGE 17,5	№ 07-037854						
				C	UGE 17,5	№ 07-037857						
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169530						
3	Серебрянская ГЭС-1 (ГЭС-15), генератор № 3			ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 5000/5 № 38611-08	A	IGDT 17,5	№ 07-037026	138000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время		
						B	IGDT 17,5	№ 07-037018				
		C	IGDT 17,5			№ 07-037019						
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 13800:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 17,5	№ 07-037870						
				B	UGE 17,5	№ 07-037866						
				C	UGE 17,5	№ 07-037864						
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169438						
		4	Серебрянская ГЭС-1 (ГЭС-15), ЛМ-90	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 300/5 № 29713-06	A	GIF 36-59	№ 10606286			21000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
						B	GIF 36-59	№ 10606288				
C	GIF 36-59					№ 10606287						
ТН 2с	КТ = 0,5 Ктн = 35000:√3/100:√3 № 29712-06			A	VEF 36-03	№ 10606332						
				B	VEF 36-03	№ 10606328						
				C	VEF 36-03	№ 10606333						
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06			A1805RALQ-P4GB-DW-4		№ 01172520						

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7
5	Серебрянская ГЭС-1 (ГЭС-15), ЛМ-91	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 300/5 № 29713-06	A	GIF 36-59	№ 10606291	21000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	GIF 36-59	№ 10606290		
				C	GIF 36-59	№ 10606289		
		ТН Ic	КТ = 0,5 К _{ТН} = 35000:√3/100:√3 № 29712-06	A	VEF 36-03	№ 10606329		
				B	VEF 36-03	№ 10606322		
				C	VEF 36-03	№ 10606330		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		№ 01172517				
6	Серебрянская ГЭС-1 (ГЭС-15), Л-176	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475104	1848000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	KOTEF 245	№ 2008/475102		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475091		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 154000:√3/100:√3 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475104		
				B	KOTEF 245	№ 2008/475102		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475091		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169536				
7	Серебрянская ГЭС-1 (ГЭС-15), Л-175	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475106	1848000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	KOTEF 245	№ 2008/475108		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475095		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 154000:√3/100:√3 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475106		
				B	KOTEF 245	№ 2008/475108		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475095		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169534				
8	Серебрянская ГЭС-1 (ГЭС-15), Л-401	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 № 29687-05	A	OSKF 362	№ 2008/474993 № 2008/474992	3300000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	OSKF 362	№ 2008/474995 № 2008/474996		
				C	OSKF 362	№ 2008/474991 № 2008/474994		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 330000:√3/100:√3 № 29686-05	A	OTEF 362	№ 2008/475134		
				B	OTEF 362	№ 2008/475132		
				C	OTEF 362	№ 2008/475133		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169552				
9	Серебрянская ГЭС-2 (ГЭС-16), генератор № 1	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 5000/5 № 38611-08	A	IGDT 17,5	№ 07-037021	138000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	IGDT 17,5	№ 07-037029		
				C	IGDT 17,5	№ 07-037020		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 13800:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 17,5	№ 07-037865		
				B	UGE 17,5	№ 07-037871		
				C	UGE 17,5	№ 07-037867		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169531				

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7
10	Серебрянская ГЭС-2 (ГЭС-16), генератор № 2	ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 5000/5 № 38611-08	A	IGDT 17,5	№ 07-037033	138000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	IGDT 17,5	№ 07-037032		
				C	IGDT 17,5	№ 07-037030		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 13800:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 17,5	№ 07-037869		
				B	UGE 17,5	№ 07-037872		
				C	UGE 17,5	№ 07-037868		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169499				
11	Серебрянская ГЭС-2 (ГЭС-16), генератор № 3	ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 5000/5 № 38611-08	A	IGDT 17,5	№ 07-037017	138000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	IGDT 17,5	№ 07-037022		
				C	IGDT 17,5	№ 07-037023		
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 13800:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 17,5	№ 07-037861		
				B	UGE 17,5	№ 07-037858		
				C	UGE 17,5	№ 07-037859		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169556				
12	Серебрянская ГЭС-2 (ГЭС-16), Л-177	ТТ	КТ = 0,2S КТТ = 1200/1 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475090	1848000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 245	№ 2008/475097		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475109		
		ТН	КТ = 0,2 КТН = 154000:√3/100:√3 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475090		
				B	KOTEF 245	№ 2008/475097		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475109		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169443				
13	Серебрянская ГЭС-2 (ГЭС-16), ВС-2-150	ТТ	КТ = 0,2S КТТ = 1200/1 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475093	1848000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 245	№ 2008/475092		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475094		
		ТН	КТ = 0,2 КТН = 154000:√3/100:√3 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475093		
				B	KOTEF 245	№ 2008/475092		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475094		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169551				
14	Серебрянская ГЭС-2 (ГЭС-16), Л-175	ТТ	КТ = 0,2S КТТ = 1200/1 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475105	1848000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 245	№ 2008/475107		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475110		
		ТН	КТ = 0,2 КТН = 154000:√3/100:√3 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475105		
				B	KOTEF 245	№ 2008/475107		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475110		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169442				

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7
15	Серебрянская ГЭС-2 (ГЭС-16), Л-176	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475088	1848000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 245	№ 2008/475087		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475103		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 154000:√3/100:√3 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475088		
				B	KOTEF 245	№ 2008/475087		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475103		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169441				
16	Серебрянская ГЭС-2 (ГЭС-16), ВС-1-150	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475098	1848000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 245	№ 2008/475099		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475096		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 154000:√3/100:√3 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475098		
				B	KOTEF 245	№ 2008/475099		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475096		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169549				
17	Серебрянская ГЭС-2 (ГЭС-16), Л-178	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475101	1848000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 245	№ 2008/475100		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475089		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 154000:√3/100:√3 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475101		
				B	KOTEF 245	№ 2008/475100		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475089		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169550				
18	Серебрянская ГЭС-2 (ГЭС-16), ЛМ-55	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 300/5 № 29713-06	A	GIF 36-59	№ 10606294	21000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	GIF 36-59	№ 10606292		
				C	GIF 36-59	№ 10606293		
		ТН 2с	КТ = 0,5 К _{ТН} = 35000:√3/100:√3 № 29712-06	A	VEF 36-03	№ 10606316		
				B	VEF 36-03	№ 10606319		
				C	VEF 36-03	№ 10606321		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169484				
19	Серебрянская ГЭС-2 (ГЭС-16), ЛМ-54	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 300/5 № 29713-06	A	GIF 36-59	№ 10606283	21000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	GIF 36-59	№ 10606284		
				C	GIF 36-59	№ 10606285		
		ТН 1с	КТ = 0,5 К _{ТН} = 35000:√3/100:√3 № 29712-06	A	VEF 36-03	№ 10606320		
				B	VEF 36-03	№ 10606318		
				C	VEF 36-03	№ 10606317		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169473				

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7
20	Серебрянская ГЭС-2 (ГЭС-16), Ф-ЛП	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 100/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	№ 11473	2000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	№ 11483		
				C	ТЛП-10-5 У3	№ 11484		
		ТН 1с	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12	№ 07-036997		
				B	UGE 12	№ 07-037003		
				C	UGE 12	№ 07-036973		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		№ 01172488				
21	Серебрянская ГЭС-2 (ГЭС-16), Ф-ЛП2	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 100/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	№ 11512	2000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	№ 11482		
				C	ТЛП-10-5 У3	№ 11476		
		ТН 2с	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12	№ 08-017221		
				B	UGE 12	№ 09-036995		
				C	UGE 12	№ 09-013603		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		№ 01172472				
22	Серебрянская ГЭС-2 (ГЭС-16), Ф-ППИ-2	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 150/5 № 25433-07	A	ТЛО-10-1 У3	№ 11219	1800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛО-10-1 У3	№ 11218		
				C	ТЛО-10-1 У3	№ 11220		
		ТН 2с	КТ = 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 7,2	№ 07-037172		
				B	UGE 7,2	№ 07-037176		
				C	UGE 7,2	№ 07-037175		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169520				
23	Верхне-Териберская ГЭС (ГЭС-18), генератор № 1	ТТ	КТ = 0,2 К _{ТТ} = 10000/5 № 4016-74	A	ТШЛ-20Б-1 У3	№ 236	200000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТШЛ-20Б-1 У3	№ 247		
				C	ТШЛ-20Б-1 У3	№ 229		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 3344-72	A	ЗНОЛ-06-10 У3	№ 1865		
				B	ЗНОЛ-06-10 У3	№ 2281		
				C	ЗНОЛ-06-10 У3	№ 2283		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169519				
24	Верхне-Териберская ГЭС (ГЭС-18), Л-178	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 1200/1 № 5313-76	A	ТФ3М 150А-I У1	№ 4462	180000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТФ3М 150А-I У1	№ 4456		
				C	ТФ3М 150А-I У1	№ 4459		
		ТН 1с	КТ = 0,5 К _{ТН} = 15000:√3/100:√3 № 14626-06	A	НКФ-220-58 У1	№ 24178		
				B	НКФ-220-58 У1	№ 23972		
				C	НКФ-220-58 У1	№ 24184		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169538				

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7
25	Верхне-Териберская ГЭС (ГЭС-18), Л-226	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 1200/1 № 5313-76	A	ТФЗМ 150А-I У1	№ 4458	180000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТФЗМ 150А-I У1	№ 4460		
				C	ТФЗМ 150А-I У1	№ 4463		
		ТН 2с	КТ = 0,5 К _{ТН} = 150000:√3/100:√3 № 14626-06	A	HKФ-220-58 У1	№ 24173		
				B	HKФ-220-58 У1	№ 23197		
				C	HKФ-220-58 У1	№ 21641		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169535				
26	Верхне-Териберская ГЭС (ГЭС-18), Л-227	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 1200/1 № 5313-76	A	ТФЗМ 150А-I У1	№ 4455	180000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТФЗМ 150А-I У1	№ 4485		
				C	ТФЗМ 150А-I У1	№ 4461		
		ТН 2с	КТ = 0,5 К _{ТН} = 150000:√3/100:√3 № 14626-06	A	HKФ-220-58 У1	№ 24173		
				B	HKФ-220-58 У1	№ 23197		
				C	HKФ-220-58 У1	№ 21641		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169533				
27	Верхне-Териберская ГЭС (ГЭС-18), ОЛ-178	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29687-05	A	OSKF 245	№ 2008/474989	180000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	OSKF 245	№ 2008/474988		
				C	OSKF 245	№ 2008/474990		
		ТН 1с	КТ = 0,5 К _{ТН} = 150000:√3/100:√3 № 14626-06	A	HKФ-220-58 У1	№ 24178		
				B	HKФ-220-58 У1	№ 23972		
				C	HKФ-220-58 У1	№ 24184		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		№ 01193500				
28	Нижне-Териберская ГЭС (ГЭС-19), генератор № 2	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 № 6811-78	A	ТЛШ-10 У3	№ 1131	40000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛШ-10 У3	№ 1843		
				C	ТЛШ-10 У3	№ 1865		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-69	A	HTMI-10-66 У3	№ 8890		
				B				
				C				
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169437				
29	Нижне-Териберская ГЭС (ГЭС-19), Л-227	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475036	184800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 245	№ 2008/475038		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475040		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 154000:√3/100:√3 № 49012-12	A	KOTEF 245	№ 2008/475036		
				B	KOTEF 245	№ 2008/475038		
				C	KOTEF 245	№ 2008/475040		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		№ 01169566				

Примечания:

1. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 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 2.1;

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

Таблица 2.2 – Метрологические характеристики ИИК

№№ ИИК	Диапазон тока	Границы относительной погрешности измерений активной и реактивной электрической энергии при индуктивной нагрузке для доверительной вероятности P=0,95							
		Основная относительная погрешность ИИК ($\pm d$), %				Относительная погрешность ИИК в рабочих условиях ($\pm d$), %			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,866/sin \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8/sin \varphi = 0,6$	$\cos \varphi = 0,5/sin \varphi = 0,866$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,866/sin \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8/sin \varphi = 0,6$	$\cos \varphi = 0,5/sin \varphi = 0,866$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 - 3, 9 - 11	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	
4, 5, 18 - 22	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	
6 - 8, 12 - 17, 29	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	

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,1 I_{н1}$	1,1	1,3	1,4	2,3	1,4	1,6	1,8	2,8
		-	2,4	2,1	1,5	-	4,0	3,6	2,9
	$0,1 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	0,9	1,1	1,2	2,0	1,3	1,5	1,7	2,5
		-	2,1	1,8	1,3	-	3,2	2,9	2,4
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,8	0,9	1,0	1,6	1,2	1,4	1,5	2,2
		-	1,7	1,4	1,0	-	2,6	2,4	2,1
$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	0,7	0,8	0,9	1,4	1,1	1,3	1,4	2,1	
	-	1,5	1,3	0,9	-	2,4	2,2	2,1	
24 - 26, 28	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,1 I_{н1}$	1,8	2,5	2,8	5,4	2,0	2,7	3,1	5,6
		-	5,5	4,4	2,6	-	6,3	5,3	3,6
	$0,1 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,5	2,1	2,4	4,6	1,8	2,3	2,7	4,8
		-	4,6	3,7	2,2	-	5,2	4,3	3,0
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,1	1,4	1,6	2,9	1,4	1,7	1,9	3,3
		-	3,0	2,4	1,5	-	3,6	3,1	2,4
$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	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	
27	$0,01 I_{н1} \leq I_1 < 0,02 I_{н1}$	1,5	-	-	-	2,8	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	1,4	1,6	1,7	2,3	2,8	3,1	3,3	4,3
		-	4,0	3,5	2,7	-	11,6	10,2	8,1
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,1 I_{н1}$	0,9	1,1	1,2	1,9	2,5	2,9	3,1	4,1
		-	2,5	2,2	1,8	-	6,8	6,2	5,3
	$0,1 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	0,9	1,0	1,1	1,6	2,5	2,9	3,1	4,0
		-	2,1	1,9	1,5	-	5,2	4,9	4,4
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,9	1,0	1,0	1,5	2,5	2,9	3,1	4,0
		-	1,9	1,7	1,4	-	4,5	4,3	4,0
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	0,9	1,0	1,0	1,5	2,5	2,9	3,1	4,0
		-	1,8	1,6	1,3	-	4,0	4,0	3,9

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИИК 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 - 1,01) $U_{ном}$; ток (0,01 - 1,2) $I_{ном}$, $0,5_{инд.} \leq \cos\phi \leq 0,8_{емк.}$; частота - (50 ± 0,15) Гц;

- температура окружающей среды (23 ± 2) °С

- магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков), не более - 0,05 мТл.

4. Рабочие условия:

- параметры сети, для ИИК №№ 1 - 22, 27, 29: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; ток (0,01 - 1,2) $I_{ном}$; $0,5_{инд.} \leq \cos\phi \leq 1$; частота - (50 ± 0,4) Гц;

- параметры сети, для ИИК №№ 23 - 26, 28: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; ток (0,05 - 1,2) $I_{ном}$; $0,5_{инд.} \leq \cos\phi \leq 1$; частота - (50 ± 0,4) Гц;

- допустимая температура окружающей среды: для измерительных ТТ и ТН в зависимости от вида климатического исполнения и категории по ГОСТ 15150-69; для счетчиков от - 40 до + 65 °С; для УСПД RTU-325 от 0 до + 75 °С, для УСПД RTU-325L от - 10 до + 55 °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:

$K_{T_АИИС\ КУЭ} = 0,93$ – коэффициент готовности;

$T_{O_ИК\ (АИИС\ КУЭ)} = 2298$ 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 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/восстановление 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 Серебрянских ГЭС.

Комплектность средства измерений

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

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

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока IGD	18 шт.
Измерительный трансформатор тока GIF	12 шт.
Измерительный трансформатор тока OSKF	9 шт.
Измерительный трансформатор тока ТЛП-10	6 шт.
Измерительный трансформатор тока ТЛО-10	3 шт.
Измерительный трансформатор тока ТШЛ-20Б-1	3 шт.
Измерительный трансформатор тока ТФЗМ 150А-1	9 шт.
Измерительный трансформатор тока ТЛШ-10	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения UGE	27 шт.
Измерительный трансформатор напряжения VEF	12 шт.
Измерительный трансформатор напряжения ОТЕФ	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ-06	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НКФ-220-58	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НТМИ-10-66	1 шт.
Измерительный комбинированный трансформатор КОТЕФ 245	27 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа Альфа А1800	29 шт.
Коробка испытательная ЛИМГ	29 шт.
Разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	29 шт.
Шкаф УССВ в составе: GPS-приемник УССВ-35 HVS, конвертер RS-232 в RS-422/485 ADAM-4520, адаптер питания Traco TSP060-124, термостат, нагреватель	4 комплекта
Шкаф GSM в составе: GSM-модем Siemens TC-35 с антенной и блоком питания, конвертер RS-232 в RS-422/485 ADAM-4520, адаптер питания Traco TSP060-124, термостат, нагреватель.	4 комплекта
Шкаф УСПД 19" со стеклянной дверью, климат контролем в составе: УСПД RTU325-E-256-M3-B4-Q-i2-G, коммутатор 10BASE-T/100BASE-TX 3C16793 в комплекте с блоком питания, сервер последовательных устройств MOXA NPort 5232 в комплекте с блоком питания (опционально), модем ZyXEL U-336E ^{plus} в комплекте с блоком питания, конвертер RS-232 в RS-422/485 ADAM-4520 в комплекте с блоком питания – 2 шт., блок защиты от перенапряжений интерфейса RS-485 от перенапряжений – 8 шт., источник бесперебойного питания KIN-1000 AP-RM,	3 комплекта
Шкаф УСПД в составе: УСПД RTU325L-E2-256-M2-B2, конвертер RS-232 в RS-422/485 ADAM-4520 в комплекте с блоком питания – 2 шт., блок защиты от перенапряжений интерфейса RS-485 от перенапряжений – 4 шт., источник бесперебойного питания APC Smart 750 VA,	1 комплект
АРМ персонала в составе: системный блок Intel Core Duo2/1024 Mb/HDD 160 Gb; Windows XP Pro SP2 Rus OEM, монитор 19" HP S9500, ИБП, принтер	3 комплекта
АРМ персонала, оснащенный ОС Windows XP Pro, (ПО) «Альфа-Центр однопользовательское» AC_PE_30»	3 комплекта
Переносный компьютер, оснащенный ОС Windows XP Pro, ПО для переносного инженерного пульта с функцией экспорта данных «Альфа Центр Laptop» AC_L, ПО для работы со счетчиком Альфа А1800 «AlphaPlusW1.8», с оптическим преобразователем для работы со счетчиками системы	4 комплекта
Паспорт-формуляр ДЯИМ.422231.315.ПФ	1 экземпляр
Руководство пользователя ДЯИМ.422231.315.ИЗ	1 экземпляр
Инструкция по эксплуатации ДЯИМ.422231.315.ИЭ	1 экземпляр
Методика поверки ДЯИМ.422231.315.МП	1 экземпляр

Поверка

осуществляется по документу ДЯИМ.422231.315.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» каскад Серебрянских 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 ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- 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.;
- 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.;
- УСПД RTU-325L – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 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-15 Каскад Серебрянских ГЭС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» (АИИС КУЭ ГЭС-15 филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1»). Том 1. Технорабочий проект РТВА.422231.315;
2. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ГЭС-16 Каскад Серебрянских ГЭС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» (АИИС КУЭ ГЭС-16 филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1»). Том 1. Технорабочий проект РТВА.422231.316;
3. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ГЭС-18 Каскад Серебрянских ГЭС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» (АИИС КУЭ ГЭС-18 филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1»). Том 1. Технорабочий проект РТВА.422231.318;
4. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ГЭС-19 Каскад Серебрянских ГЭС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» (АИИС КУЭ ГЭС-19 филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1»). Том 1. Технорабочий проект РТВА.422231.319.

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

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.

«_____» _____ 2012 г.