

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) каскад Нивских ГЭС № 1 (Нива ГЭС-1, Нива ГЭС-2, Нива ГЭС-3) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) каскад Нивских ГЭС № 1 (Нива ГЭС-1, Нива ГЭС-2, Нива ГЭС-3) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, которая состоит из 28 измерительных каналов (ИК), указанных в таблице 2.1 (28 точек измерений). АИИС КУЭ реализуется на Нива ГЭС-1, Нива ГЭС-2 и Нива ГЭС-3 каскада Нивских ГЭС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1», территориально расположенных на реке Нива в Мурманской области возле г. Полярные Зори, п. Нивский, г. Кандалакша соответственно.

ИК АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й уровень – комплексы информационно-измерительные (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, 0,5S, 0,5 по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счётчики активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части измерения активной электроэнергии) и класса точности 0,5 и 1,0 по ГОСТ 26035-83 (в части измерения реактивной электроэнергии) или класса точности 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), вторичные электрические цепи и технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – комплексы энергообъектов измерительно-вычислительные (ИВКЭ), созданные на базе устройств сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-300 (Госреестр СИ РФ № 19495-03, зав. №№ 000976, 000981), УСПД RTU-325 (Госреестр СИ РФ № 37288-08, зав. № 006242), источников бесперебойного питания, автоматизированного рабочего места (АРМ) персонала ИВКЭ и технических средств приема-передачи данных.

3-й уровень – комплекс информационно-вычислительный (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 выделенного канала связи используется корпоративная сеть передачи данных по интерфейсам Ethernet - ВОЛС - Ethernet в ЛВС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1». Для передачи может быть задействована волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» или арендуемая ВОЛС. В качестве резервных выделенных каналов передачи данных может быть задействованы коммутируемый канал сотовой связи стандарта GSM 900/1800 МГц или коммутируемый канал телефонной сети связи общего пользования (ТфССОП). При выходе из строя линий связи или УСПД ИВКЭ предусмотрен ручной сбор измерительной информации с оптопортов счетчиков с использованием инженерного пульта (ноутбука) с оптическим преобразователем и программным обеспечением для работы со счётчиками системы, с последующим переносом этой информации в базу данных сервера.

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 каскада Нивских ГЭС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1», 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.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройств синхронизации системного времени УССВ, подключенных к УСПД ИВКЭ Нива ГЭС-1, Нива ГЭС-2 и Нива ГЭС-3. Время встроенных часов УСПД ИВКЭ синхронизировано с единым календарным временем, сигнал которого принимается через приёмник GPS16-NVS 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.

Программное обеспечение

Набор программных компонентов АИИС КУЭ состоит из стандартизированного и специализированного программных обеспечений (ПО).

Специализированное ПО АИИС КУЭ представляет собой программное обеспечение «АльфаЦЕНТР».

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 «АльфаЦЕНТР» предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счётчиков электроэнергии и УСПД ИВКЭ, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчётности виде, взаимодействия со смежными системами.

Файл `ac_metrology.dll` является библиотекой метрологически значимых функций версии 12.01 программного модуля «АльфаЦЕНТР Коммуникатор» версии 4.8 ПО «АльфаЦЕНТР» версии 14.04.01. Данный модуль выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	14.04.01 и выше
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.2 нормированы с учетом ПО;

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений согласно Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» соответствует уровню «высокий».

Метрологические и технические характеристики

Состав информационно-измерительных комплексов и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2.1 и 2.2 соответственно.

Таблица 2.1 – Состав информационно-измерительных комплексов ИК АИИС КУЭ

Измерительный канал		Состав информационно-измерительных комплексов									
1	2	3	4	5	6	7					
							Обозначение, тип	Заводской номер	Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ									
1	Нива ГЭС-1, генератор № 1	ТТ КТ = 0,5S Ктт = 1500/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-3 У3	11455	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время				
			B	ТЛП-10-3 У3	11458						
			C	ТЛП-10-3 У3	11447						
		ТН КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07036958						
			B	UGE 12 У3	07036971						
			C	UGE 12 У3	07036986						
		Счетчик КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176672						
		2	Нива ГЭС-1, генератор № 2	ТТ КТ = 0,5S Ктт = 1500/5 № 30709-07	A			ТЛП-10-3 У3	18192	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
					B			ТЛП-10-3 У3	18199		
C	ТЛП-10-3 У3				18206						
ТН КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-03	A			UGE 12 У3	07036960						
	B			UGE 12 У3	07036982						
	C			UGE 12 У3	07036985						
Счетчик КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			01165701							
3	Нива ГЭС-1, Л-101			ТТ КТ = 0,2S Ктт = 600/5 № 29687-05	A	OSKF 126 УХЛ1	2008/474965	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время		
					B	OSKF 126 УХЛ1	2008/474964				
		C	OSKF 126 УХЛ1		2008/474963						
		ТН I СШ КТ = 0,5 Ктн = 110000:√3/100:√3 № 1188-84	A	HKФ-110-83 У1	60048						
			B	HKФ-110-83 У1	60061						
			C	HKФ-110-83 У1	60040						
		Счетчик КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01237031						
		4	Нива ГЭС-1, Л-102	ТТ КТ = 0,2S Ктт = 600/5 № 29687-05	A	OSKF 126 УХЛ1	2008/474962			132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
					B	OSKF 126 УХЛ1	2008/474961				
C	OSKF 126 УХЛ1				2008/474959						
ТН II СШ КТ = 0,5 Ктн = 110000:√3/100:√3 № 1188-84	A			HKФ-110-83 У1	60051						
	B			HKФ-110-83 У1	60044						
	C			HKФ-110-83 У1	60056						
Счетчик КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			01237033							

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7
5	Нива ГЭС-1, Л-111	ТТ	КТ = 0,2S К _{тт} = 600/5 № 29687-05	A	OSKF 126 УХЛ1	2008/474966	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	OSKF 126 УХЛ1	2008/474955		
				C	OSKF 126 УХЛ1	2008/474957		
		ТН I СШ	КТ = 0,5 К _{тн} = 110000:√3/100:√3 № 1188-84	A	HKФ-110-83 У1	60048		
				B	HKФ-110-83 У1	60061		
				C	HKФ-110-83 У1	60040		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01237030				
6	Нива ГЭС-1, Л-112	ТТ	КТ = 0,2S К _{тт} = 600/5 № 29687-05	A	OSKF 126 УХЛ1	2008/474960	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	OSKF 126 УХЛ1	2008/474956		
				C	OSKF 126 УХЛ1	2008/474958		
		ТН II СШ	КТ = 0,5 К _{тн} = 110000:√3/100:√3 № 1188-84	A	HKФ-110-83 У1	60051		
				B	HKФ-110-83 У1	60044		
				C	HKФ-110-83 У1	60056		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01237069				
7	Нива ГЭС-1, Л-148	ТТ	КТ = 0,2S К _{тт} = 600/5 № 25477-06	A	GSR 630 УХЛ1 GSR 630 УХЛ1	№ 07036932 № 07036933	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	GSR 630 УХЛ1 GSR 630 УХЛ1	№ 07036931 № 07036934		
				C	GSR 630 УХЛ1 GSR 630 УХЛ1	№ 07036930 № 07036935		
		ТН	КТ = 0,5 К _{тн} = 110000:√3/100:√3 № 14205-94	A	HKФ-110-57	1019605		
				B	HKФ-110-57	1019535		
				C	HKФ-110-57	1019231		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01237029				
8	Нива ГЭС-1, Ф-12	ТТ	КТ = 0,5S К _{тт} = 200/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-2 У3	11425	4000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-2 У3	11423		
				C	ТЛП-10-2 У3	11422		
		ТН Ic	КТ = 0,5 К _{тн} = 10000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07036975		
				B	UGE 12 У3	07036976		
				C	UGE 12 У3	07036978		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01169564				
9	Нива ГЭС-1, Ф-13	ТТ	КТ = 0,5S К _{тт} = 200/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-2 У3	11424	4000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-2 У3	11426		
				C	ТЛП-10-2 У3	11427		
		ТН 2c	КТ = 0,5 К _{тн} = 10000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07036970		
				B	UGE 12 У3	07036959		
				C	UGE 12 У3	07036987		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01169452				

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7
10	Нива ГЭС-2, генератор № 1	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-3 У3	18189	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-3 У3	18193		
				C	ТЛП-10-3 У3	18195		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037104		
				B	UGE 12 У3	07037103		
				C	UGE 12 У3	07037126		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172451				
11	Нива ГЭС-2, генератор № 2	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-3 У3	18197	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-3 У3	18191		
				C	ТЛП-10-3 У3	18203		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037147		
				B	UGE 12 У3	07037136		
				C	UGE 12 У3	07037081		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172452				
12	Нива ГЭС-2, генератор № 3	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 № 518-50	A	ТПОФ	84003	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТПОФ	82353		
				C	ТПОФ	74982		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037091		
				B	UGE 12 У3	07037083		
				C	UGE 12 У3	07037049		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172459				
13	Нива ГЭС-2, генератор № 4	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-3 У3	18200	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-3 У3	18202		
				C	ТЛП-10-3 У3	18204		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	11020530		
				B	UGE 12 У3	11020531		
				C	UGE 12 У3	11020532		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169494				
14	Нива ГЭС-2, Т-1	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475000	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475033		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475003		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475000		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475033		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475003		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176633				

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7
15	Нива ГЭС-2, Т-2	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475006	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475002		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/474998		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475006		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475002		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/474998		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172457				
16	Нива ГЭС-2, Т-3	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/474999	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475007		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475005		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/474999		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475007		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475005		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176635				
17	Нива ГЭС-2, Т-4	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475008	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475001		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/474997		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475008		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475001		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/474997		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172456				
18	Нива ГЭС-2, Т-2 пос.	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-2 У3	11373	12000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-2 У3	11377		
				C	ТЛП-10-2 У3	11384		
		ТН 2с	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-03; 25475-11	A	UGE 12 У3	08014859		
				B	UGE 12 У3	11020534		
				C	UGE 12 У3	11020533		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01169448				
19	Нива ГЭС-2, Т-3 пос.	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-2 У3	11415	12000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-2 У3	11411		
				C	ТЛП-10-2 У3	11412		
		ТН 1с	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037116		
				B	UGE 12 У3	07037142		
				C	UGE 12 У3	07037075		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01169506				

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7
20	Нива ГЭС-3, генератор № 1	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11280	60000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-1 У3	11284		
				C	ТЛП-10-1 У3	11282		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037135		
				B	UGE 12 У3	07037068		
				C	UGE 12 У3	07037074		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169515				
21	Нива ГЭС-3, генератор № 2	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11281	60000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-1 У3	11256		
				C	ТЛП-10-1 У3	11263		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	08017225		
				B	UGE 12 У3	08017224		
				C	UGE 12 У3	08017222		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169458				
22	Нива ГЭС-3, генератор № 3	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11261	60000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-1 У3	11283		
				C	ТЛП-10-1 У3	11276		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037071		
				B	UGE 12 У3	07037077		
				C	UGE 12 У3	07037084		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172445				
23	Нива ГЭС-3, генератор № 4	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11259	60000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-1 У3	11260		
				C	ТЛП-10-1 У3	11258		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037143		
				B	UGE 12 У3	07037051		
				C	UGE 12 У3	07037088		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169547				
24	Нива ГЭС-3, Т-1	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475026	132000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475035		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475025		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475026		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475035		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475025		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169529				

Окончание таблицы 2.1

1	2	3		4		5	6	7
25	Нива ГЭС-3, Т-2	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475029	132000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475034		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475028		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475029		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475034		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475028		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172463				
26	Нива ГЭС-3, Т-3	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475021	132000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475027		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475024		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475021		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475027		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475024		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169513				
27	Нива ГЭС-3, Ф-3	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 4000/5 № 30709-11	A	ТЛП-10-1 У3	37821	80000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-1 У3	37820		
				C	ТЛП-10-1 У3	37818		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	11037678		
				B	UGE 12 У3	11037677		
				C	UGE 12 У3	11037676		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01172476				
28	Нива ГЭС-3, Ф-6	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 4000/5 № 30709-11	A	ТЛП-10-1 У3	37823	80000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-1 У3	37822		
				C	ТЛП-10-1 У3	37819		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	11037675		
				B	UGE 12 У3	11037680		
				C	UGE 12 У3	11037679		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193338				

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 или ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
2. Допускается замена измерительных трансформаторов и счётчиков на аналогичные (см. п. 1 Примечаний) утверждённых типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.1;
3. Допускается замена устройств сбора и передачи данных (УСПД) на одностипный утверждённого типа.

Таблица 2.2 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диапазон тока	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК (изменение активной и реактивной электрической энергии) при индуктивной нагрузке для доверительной вероятности P=0,95										
		Основная относительная погрешность ИК ($\pm d$), %					Относительная погрешность ИК в рабочих условиях ($\pm d$), %					
		$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,866/\sin j = 0,5$	$\cos j = 0,8/\sin j = 0,6$	$\cos j = 0,6/\sin j = 0,8$	$\cos j = 0,5/\sin j = 0,866$	$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,866/\sin j = 0,5$	$\cos j = 0,8/\sin j = 0,6$	$\cos j = 0,6/\sin j = 0,8$	$\cos j = 0,5/\sin j = 0,866$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1, 2, 10, 11, 13, 20 - 23	0,01 $I_{н1} \leq I_1 < 0,02 I_{н1}$	1,8	-	-	-	-	-	2,0	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,02 $I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	1,6	2,2	2,5	3,8	4,8	1,9	2,5	2,8	4,1	5,0	
		-	5,1	4,1	2,8	2,5	-	7,4	6,3	4,9	4,6	
	0,05 $I_{н1} \leq I_1 < 0,1 I_{н1}$	1,1	1,4	1,6	2,4	3,0	1,4	1,8	2,0	2,8	3,3	
		-	3,1	2,5	1,8	1,6	-	4,4	3,8	3,1	3,0	
	0,1 $I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,0	1,3	1,5	2,2	2,7	1,3	1,7	1,8	2,6	3,1	
		-	2,8	2,2	1,6	1,4	-	3,6	3,2	2,6	2,5	
	0,2 $I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,9	1,1	1,2	1,8	2,2	1,2	1,5	1,7	2,2	2,7	
		-	2,2	1,8	1,3	1,2	-	3,0	2,7	2,3	2,2	
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	0,9	1,1	1,2	1,8	2,2	1,2	1,5	1,7	2,2	2,7	
		-	2,2	1,8	1,3	1,2	-	2,9	2,6	2,2	2,2	
3 - 7	0,01 $I_{н1} \leq I_1 < 0,02 I_{н1}$	1,1	-	-	-	-	-	1,4	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,02 $I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	1,0	1,2	1,3	1,8	2,1	1,4	1,6	1,7	2,2	2,6	
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	0,05 $I_{н1} \leq I_1 < 0,1 I_{н1}$	0,8	0,9	1,0	1,4	1,7	1,2	1,4	1,5	1,9	2,2	
		-	1,9	1,6	1,2	1,1	-	4,1	3,8	3,1	2,9	
	0,1 $I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	0,7	0,9	0,9	1,3	1,5	1,2	1,4	1,5	1,9	2,2	
		-	1,6	1,4	1,1	1,0	-	4,0	3,7	3,1	2,9	
	0,2 $I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,7	0,8	0,9	1,2	1,4	1,1	1,3	1,4	1,8	2,1	
		-	1,5	1,3	1,0	1,0	-	4,0	3,6	3,1	2,9	
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	0,7	0,8	0,9	1,2	1,4	1,1	1,3	1,4	1,8	2,1	
		-	1,5	1,3	1,0	1,0	-	4,0	3,6	3,1	2,9	
8, 9, 18, 19, 27, 28	0,01 $I_{н1} \leq I_1 < 0,02 I_{н1}$	2,1	-	-	-	-	-	3,1	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,02 $I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	1,9	2,4	2,7	4,0	4,9	3,0	3,6	4,0	5,2	6,1	
		-	5,9	4,9	3,5	3,2	-	12,4	10,8	8,8	8,3	
	0,05 $I_{н1} \leq I_1 < 0,1 I_{н1}$	1,2	1,5	1,7	2,5	3,1	2,6	3,1	3,4	4,2	4,8	
		-	3,5	3,0	2,2	2,1	-	7,2	6,5	5,6	5,4	
	0,1 $I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,1	1,4	1,6	2,2	2,7	2,6	3,0	3,3	4,1	4,6	
		-	3,0	2,5	1,9	1,8	-	5,7	5,2	4,6	4,5	
	0,2 $I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,0	1,2	1,3	1,9	2,3	2,6	3,0	3,2	3,9	4,3	
		-	2,5	2,1	1,7	1,5	-	4,7	4,5	4,1	4,0	
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,0	1,2	1,3	1,9	2,3	2,6	3,0	3,2	3,9	4,3	
		-	2,4	2,1	1,6	1,5	-	4,4	4,2	4,0	3,9	

Окончание таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,1 I_{н1}$	1,8	2,5	2,8	4,3	5,4	2,0	2,7	3,1	4,5	5,6
		-	5,5	4,4	2,9	2,6	-	6,3	5,3	3,9	3,6
	$0,1 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,5	2,1	2,4	3,6	4,6	1,8	2,3	2,7	3,9	4,8
		-	4,6	3,7	2,5	2,2	-	5,2	4,3	3,3	3,0
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,1	1,4	1,6	2,4	2,9	1,4	1,7	1,9	2,7	3,3
		-	3,0	2,4	1,7	1,5	-	3,6	3,1	2,5	2,4
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	0,9	1,1	1,2	1,8	2,2	1,2	1,5	1,7	2,2	2,7
		-	2,2	1,8	1,3	1,2	-	2,9	2,6	2,2	2,2
14 - 17, 24 - 26	$0,01 I_{н1} \leq I_1 < 0,02 I_{н1}$	1,0	-	-	-	-	1,3	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	0,9	1,1	1,1	1,5	1,8	1,3	1,5	1,6	2,1	2,4
		-	2,4	2,1	1,6	1,5	-	6,0	5,2	4,3	4,1
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,1 I_{н1}$	0,6	0,7	0,8	1,0	1,3	1,1	1,3	1,4	1,7	2,0
		-	1,5	1,3	1,0	1,0	-	3,5	3,2	2,8	2,7
	$0,1 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	0,5	0,6	0,7	0,9	1,1	1,0	1,2	1,3	1,7	1,9
		-	1,3	1,1	0,9	0,9	-	2,7	2,5	2,3	2,2
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,5	0,6	0,6	0,8	0,9	1,0	1,2	1,3	1,6	1,8
		-	1,1	0,9	0,8	0,7	-	2,3	2,2	2,0	2,0
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	0,5	0,6	0,6	0,8	0,9	1,0	1,2	1,3	1,6	1,8
		-	1,0	0,9	0,8	0,7	-	2,1	2,0	2,0	2,0

Примечания:

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

2. Нормальные условия:

- параметры сети: диапазон напряжения - от $0,99 \cdot U_{ном}$ до $1,01 \cdot U_{ном}$, диапазон силы тока - от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, диапазон коэффициента мощности $0,5_{инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8_{емк.}$, диапазон частоты - от 49,85 до 50,15 Гц;
- температура окружающего воздуха - от +21 °С до +25 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения (в месте установки счётчиков), не более - 0,05 мТл.

3. Рабочие условия:

- параметры сети для ИК № 1-11, 13-28: диапазон напряжения - от $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$; диапазон силы тока - от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$; диапазон коэффициента мощности $0,5_{инд.} \leq \cos\varphi \leq 1$, диапазон частоты - от 49,6 до 50,4 Гц;
- параметры сети для ИК № 12: диапазон напряжения - от $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$; диапазон силы тока - от $0,05 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$; диапазон коэффициента мощности $0,5_{инд.} \leq \cos\varphi \leq 1$, диапазон частоты - от 49,6 до 50,4 Гц;
- допустимая температура окружающего воздуха: для измерительных ТТ и ТН в зависимости от вида климатического исполнения и категории размещения по ГОСТ 15150-69; для счётчиков - от -40 до +65 °С; для УСПД - от 0 до +70 °С; для сервера - от +15 до +30 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения (в месте установки счётчиков), не более - 0,5 мТл.

Надёжность применяемых измерительных компонентов в АИИС КУЭ:

- в качестве показателей надёжности 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 $t_b = 85$ ч.;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 40000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 13$ ч.;
- сервер БД - 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:

- $K_{T_АИИС\ КУЭ} = 0,983$ – коэффициент готовности;
- $T_{ср\ АИИС\ КУЭ} = 2905$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- стойкость к электромагнитным воздействиям;
- ремонтпригодность;
- программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- резервирование электропитания оборудования системы;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 1. параметрирования;
 2. пропадания напряжения;
 3. коррекция времени.
- в журнале событий сервера фиксируются факты:
 1. даты начала регистрации измерений;
 2. перерывы электропитания;
 3. программные и аппаратные перезапуски;
 4. установка и корректировка времени;
 5. нарушение защиты сервера;
 6. отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 1. электросчётчиков;
 2. промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 3. испытательных коробок;
 4. УСПД;
 5. сервера.
- наличие защиты информации на программном уровне при параметрировании счетчиков, УСПД и сервера БД:
 1. установка пароля на счётчик;
 2. установка пароля на УСПД;
 3. установка пароля на сервер БД.
- наличие защиты результатов измерений на программном уровне при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Глубина хранения информации (профиля):

- 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) каскад Нивских ГЭС № 1 (Нива ГЭС-1, Нива ГЭС-2, Нива ГЭС-3) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1».

Комплектность средства измерений

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

Комплектность СИ АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность СИ АИИС КУЭ.

Наименование	Количество
1	2
Трансформатор тока ТЛП-10	45 шт.
Трансформатор тока OSKF	12 шт.
Трансформатор тока GSR	6 шт.
Трансформатор тока ТПОФ	3 шт.
Трансформатор напряжения UGE	48 шт.
Трансформатор напряжения НКФ-110-83 У1	6 шт.
Трансформатор напряжения НКФ-110-57	3 шт.
Трансформатор комбинированный КОТЕФ	21 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа Альфа А1800	28 шт.
Коробка испытательная ЛИМГ	28 шт.
Разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	22 шт.
Шкаф УССВ на базе НКУ МЕТРОНИКА MC-225 в составе: GPS-приемник УССВ-16 HV5, выносная антенна GPS-приемника, конвертер RS-232 в RS-422/485 ADAM-4520, адаптер питания Traco TSP060-124, термостат, нагреватель	3 комплекта

Продолжение таблицы 3

1	2
Шкаф УСПД настенный со стеклянной дверью на базе НКУ МЕТРОНИКА MC-240 со стеклянной дверью, климат контролем в составе: УСПД RTU325-E1-512-M11-B4-G/RTU325-E-256-M3-B8-Q-i2-G/RTU325-E-256-M7-B4-Q-i2-G, коммутатор Ethernet 3COM OfficeConnect 3C16793 в комплекте с блоком питания, высокопроизводительный мост Ethernet для удаленных сетей RAD TinyBridge-4W TINYB-4W/UTP/230V в комплекте с блоком питания (опционально), GSM-терминал Siemens MC35i в комплекте с блоком питания TRACO POWER модель TMS 15124C, GSM-антенна Антей 904 на магнитном основании, телефонный модем ZyXEL U-336E ^{plus} в комплекте с блоком питания, медиа-конвертер MOXA Ethernet 10/100BaseTX в 100BaseFX IMC-101-M-SC в комплекте с блоком питания TRACO POWER модель TCL24-112 (опционально), преобразователь интерфейса RS-232 в RS-422/RS-485 ADAM-4520 в комплекте с блоком питания TRACO POWER модель TPM 15124C (опционально), устройство защиты телефонной линии от перенапряжений, источник бесперебойного питания POWERCOM модель KIN-1000AP RM, термостат, нагреватель	3 комплекта
Стойка связи/ВОЛС со стеклянной дверью, климат контролем в составе: коммутатор D-Link DES-3326S в комплекте с блоком питания, высокопроизводительный мост Ethernet для удаленных сетей RAD TinyBridge-4W TINYB-4W/UTP/230V в комплекте с блоком питания (опционально)	3 комплекта
АРМ персонала ИВКЭ в составе: системный блок Intel Core Duo2/1024 Мб/HDD 160 Gb /LAN/SVGA/FDD/DVD в сборе, PS/2 компьютерная клавиатура, PS/2 компьютерная мышь, монитор 19" LCD, принтер, ИБП	1 комплект
АРМ персонала ИВКЭ, оснащенный ОС Windows XP Pro, (ПО) «Альфа-ЦЕНТР». Многопользовательская версия для центров сбора и обработки данных на 5 пользователей» AC_SE_50	1 комплект
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 «Metercat 3.2», с оптическим преобразователем АЕ-2 для работы со счетчиками системы	1 комплект
Руководство пользователя БЕКВ.422231.037.ИЗ	1 экземпляр
Инструкция по эксплуатации БЕКВ.422231.037.ИЭ	1 экземпляр
Формуляр БЕКВ.422231.037.Ф1	1 экземпляр
Методика поверки БЕКВ.422231.037.МП.02	1 экземпляр

Поверка

осуществляется по документу БЕКВ.422231.037.МП.02 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) каскад Нивских ГЭС № 1 (Нива ГЭС-1, Нива ГЭС-2, Нива ГЭС-3) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 12 мая 2014 г.

Средства поверки измерительных компонентов:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «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 проверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- счётчиков 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.;
- счётчиков электрической энергии типа Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП. Изменение № 18.061.05.12 » утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.;
- УСПД серии RTU-300 – в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;
- УСПД RTU-325 – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01 (Госреестр СИ РФ № 27008-04), принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- переносной компьютер с оптическим преобразователем и ПО для работы со счётчиками системы и ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр «CENTER» (Госреестр СИ РФ № 22129-04): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в следующем документе:

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ). АИИС КУЭ филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» - «Каскад Нивских ГЭС». Том I «Технический проект. Пояснительная записка» БЕКВ.422231.037.ТП. Книга II «Каскад Нивских ГЭС» БЕКВ.422231.037.ТП.02.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) каскад Нивских ГЭС № 1 (Нива ГЭС-1, Нива ГЭС-2, Нива ГЭС-3) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1»

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 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счётчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
7. ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счётчики реактивной энергии».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТелеСвязь»
(ООО «ТелеСвязь»)

Юридический адрес:

119017, г. Москва, ул. Пятницкая, д. 37.

Почтовый адрес:

127083, г. Москва, ул. 8 Марта, д. 1, стр. 12

тел.: (495) 933-39-33, факс: (495) 933-39-31,

e-mail: public@teleswyz.ru.

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:

119361, г. Москва, ул. Озёрная, д. 46

тел./факс: 8 (495) 437-55-77

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«_____» _____ 2015 г.