

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакциях, утвержденных приказами Росстандарта № 856 от 24.04.2017 г.,
№ 578 от 18.03.2020 г.)

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 (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени автоматизированного сбора, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя 2 устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-300 установленные на Верхне-Туломской ГЭС (ГЭС-12) и Нижне-Туломской ГЭС (ГЭС-13) и каналобразующую аппаратуру.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер базы данных (БД) в среде Windows Server 2012 R2 Standard 64 bit на базе VMWare Virtual Platform и шасси HP, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), блок коррекции времени ЭНКС-2, преобразователь MOXA NPort 5410 с подключенными GSM-модемами, позволяющими серверу вести опрос по резервному каналу, программное обеспечение (ПО).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают в счетчик 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.

Измерительная информация на выходе счетчиков без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 1 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по линиям связи на третий уровень системы (сервер БД).

Обмен информацией между УСПД и сервером возможен по основному и резервным каналам связи.

При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков, возможно проводить в ручном режиме с использованием инженерного пульта (ноутбука) через встроенный оптический порт счетчиков.

Сервер сбора данных ИВК АИИС КУЭ, установленный в центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1», при помощи программного обеспечения (ПО) «АльфаЦентр», автоматически с периодичностью один раз в 30 минут и/или по запросу опрашивает УСПД и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого измерительного канала (ИК), осуществляет обработку измерительной информации (вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН). На уровне ИВК выполняется формирование и оформление справочных и отчетных документов (отчеты в формате XML). Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от АРМ АИИС КУЭ, через сеть Интернет в виде вложений электронной почты.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя источник сигналов точного времени ЭНКС-2, часы УСПД, сервера и счетчиков. Сличение времени сервера со временем ЭНКС-2, осуществляется при каждом сеансе связи. Коррекция времени в сервере производится автоматически при условии превышения допустимого значения рассогласования более 1 с.

Время УСПД синхронизировано с сервером, коррекция времени УСПД происходит с заданной периодичностью при условии превышения допустимого значения рассогласования более 1 с.

Коррекция времени часов счетчиков по времени УСПД производится при каждом опросе автоматически при условии превышения допустимого значения рассогласования более 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают время и дату коррекции времени и фиксируют время до и после коррекции. Журналы событий УСПД и сервера отражают время и дату коррекции времени, а так же величину коррекции времени.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и основные метрологические характеристики

№ ИК	Наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УСВ
1	2	3	4	5	6
1	Верхне-Туломская ГЭС (ГЭС-12), генератор №1	IGDT Кл.т. 0,5S К _{ТТ} =4000/5 Рег. № 62781-15	UGE 3-35 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} =10000/√3/100/√3 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-300 Рег. № 19495-03 ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
2	Верхне-Туломская ГЭС (ГЭС-12), генератор №2	IGDT Кл.т. 0,5S К _{ТТ} =4000/5 Рег. № 62781-15	UGE 3-35 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} =10000/√3/100/√3 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3	Верхне-Туломская ГЭС (ГЭС-12), генератор №3	IGDT Кл.т. 0,5S К _{ТТ} =4000/5 Рег. № 62781-15	UGE 3-35 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} =10000/√3/100/√3 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
4	Верхне-Туломская ГЭС (ГЭС-12), генератор №4	KOKS Кл.т. 0,2S К _{ТТ} =5000/5 Рег. № 51367-12	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл.т. 0,2 К _{ТТ} =10500/√3/100/√3 Рег. № 67628-17 ЗНОЛ(П)-СВЭЛ Кл.т. 0,2 К _{ТТ} =10500/√3/100/√3 Рег. № 67628-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
5	Верхне-Туломская ГЭС (ГЭС-12), ОРУ-150 кВ, трансформатор №1	KOTEF 245 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} =1000/5 Рег. № 49012-12	KOTEF 245 Кл.т. 0,2 К _{ТТ} =154000/√3/100/√3 Рег. № 49012-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
6	Верхне-Туломская ГЭС (ГЭС-12), ОРУ-150 кВ, трансформатор №2	KOTEF 245 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} =1000/5 Рег. № 49012-12	KOTEF 245 Кл.т. 0,2 К _{ТТ} =154000/√3/100/√3 Рег. № 49012-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
7	Верхне-Туломская ГЭС (ГЭС-12), КРУ-6 кВ, яч.8.5, Ф-2	ТЛП-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} =150/5 Рег. № 30709-07	UGE 3-35 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} =6000/√3/100/√3 Рег. № 25475-03	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
8	Верхне-Туломская ГЭС (ГЭС-12), КРУ-6 кВ, яч.8.6, Ф-3	ТЛП-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} =150/5 Рег. № 30709-07	UGE 3-35 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} =6000/√3/100/√3 Рег. № 25475-03	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
9	Верхне-Туломская ГЭС (ГЭС-12), КРУ-6 кВ, яч.8.9, Ф-5	ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} =200/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл.т. 0,5 К _{ТТ} =6000/√3/100/√3 Рег. № 51621-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	Верхне-Туломская ГЭС (ГЭС-12), КРУ-6 кВ, яч.8.11, Ф-6	ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5S Ктт=200/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл.т. 0,5 Ктт=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51621-12	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	RTU-300 Рег. № 19495-03 ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
11	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), генератор №1	ТЛП-10 Кл.т. 0,5S Ктт=1500/5 Рег. № 30709-07	UGE 3-35 Кл.т. 0,5 Ктт=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав № 01237024 Рег. № 31857-11	
12	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), генератор №2	ТЛП-10 Кл.т. 0,5S Ктт=1500/5 Рег. № 30709-07	UGE 3-35 Кл.т. 0,5 Ктт=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
13	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), генератор №3	ТЛП-10 Кл.т. 0,5S Ктт=1500/5 Рег. № 30709-07	UGE 3-35 Кл.т. 0,5 Ктт=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
14	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), генератор №4	ТЛП-10 Кл.т. 0,5S Ктт=1500/5 Рег. № 30709-07	UGE 3-35 Кл.т. 0,5 Ктт=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
15	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), ТП-110 кВ Т-1 ввод 110 кВ	КОТЕФ Кл.т. 0,2S Ктт=600/5 Рег. № 29696-05	КОТЕФ Кл.т. 0,2 Ктт=110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 29696-05	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
16	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), ТП-110 кВ Т-2 ввод 110 кВ	КОТЕФ Кл.т. 0,2S Ктт=600/5 Рег. № 29696-05	КОТЕФ Кл.т. 0,2 Ктт=110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 29696-05	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
17	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), ТП-110 кВ Т-1 ввод 35 кВ	ТОЛ-35 III-IV Кл.т. 0,5S Ктт=600/5 Рег. № 34016-07	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 Ктт=35000/100 Рег. № 19813-00	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
18	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), ТП-110 кВ Т-2 ввод 35 кВ	ТОЛ-35 III-IV Кл.т. 0,5S Ктт=600/5 Рег. № 34016-07	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 Ктт=35000/100 Рег. № 19813-00	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
19	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), яч. 17, Ф-1 (6 кВ)	ТЛП-10 Кл.т. 0,5S Ктт=400/5 Рег. № 30709-07	UGE 3-35 Кл.т. 0,5 Ктт=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 25475-03 UGE 3-35 Кл.т. 0,5 Ктт=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 25475-03	A1805RALQ-P4GB- DW-4 класс точности 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), яч. 8, Ф-2 (6 кВ)	ТЛП-10 Кл.т. 0,5S Ктт=400/5 Рег. № 30709-07	UGE 3-35 Кл.т. 0,5 Ктт=6000/√3/100/√3 Рег. № 25475-03 UGE 3-35 Кл.т. 0,5 Ктт=6000/√3/100/√3 Рег. № 25475-03	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	RTU-300 Рег. № 19495-03 ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
21	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), яч. 7, Ф-4 (6 кВ)	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт=600/5 Рег. № 1261-02	UGE 3-35 Кл.т. 0,5 Ктт=6000/√3/100/√3 Рег. № 25475-03 UGE 3-35 Кл.т. 0,5 Ктт=6000/√3/100/√3 Рег. № 25475-03	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	
22	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), б/с ПАО «Мегафон» 0,4 кВ АК	-	-	A2R2-4-AL-C29-П Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27428-09	

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.

3 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.

4 Допускается замена УСПД и источника точного времени на аналогичные утвержденных типов.

5 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

6 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.

7 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Диапазон тока	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		cosj			
		1,0	0,9	0,8	0,5
1	2	3	4	5	6
1-3, 11-14 (ТТ 0,5S, ТН 0,5, Счетчик 0,2S)	$0,02I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,05I_{\kappa 1}$	1,7	2,1	2,6	4,8
	$0,05I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,1I_{\kappa 1}$	1,1	1,5	1,7	3,0
	$0,1I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,2I_{\kappa 1}$	1,0	1,3	1,5	2,7
	$0,2I_{\kappa 1} \leq I_1 < I_{\kappa 1}$	0,9	1,1	1,3	2,2
	$I_{\kappa 1} \leq I_1 < 1,2I_{\kappa 1}$	0,9	1,1	1,3	2,2
4 - 6, 15, 16 (ТТ 0,2S, ТН 0,2 Счетчик 0,2S)	$0,02I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,05I_{\kappa 1}$	1,0	1,1	1,2	1,9
	$0,05I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,1I_{\kappa 1}$	0,6	0,9	1,0	1,3
	$0,1I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,2I_{\kappa 1}$	0,6	0,8	0,8	1,2
	$0,2I_{\kappa 1} \leq I_1 < I_{\kappa 1}$	0,5	0,7	0,8	1,0
	$I_{\kappa 1} \leq I_1 < 1,2I_{\kappa 1}$	0,5	0,7	0,8	1,0
7 - 10, 17 - 20 (ТТ 0,5S, ТН 0,5, Счетчик 0,5S)	$0,02I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,05I_{\kappa 1}$	2,1	2,4	2,8	4,9
	$0,05I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,1I_{\kappa 1}$	1,3	1,8	2,0	3,2
	$0,1I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,2I_{\kappa 1}$	1,1	1,4	1,6	2,4
	$0,2I_{\kappa 1} \leq I_1 < I_{\kappa 1}$	1,1	1,4	1,6	2,4
	$I_{\kappa 1} \leq I_1 < 1,2I_{\kappa 1}$	1,1	1,4	1,6	2,4
21 (ТТ 0,5, ТН 0,5, Счетчик 0,5S)	$0,05I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,1I_{\kappa 1}$	1,9	2,6	3,1	5,6
	$0,1I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,2I_{\kappa 1}$	1,3	1,6	1,9	3,1
	$0,2I_{\kappa 1} \leq I_1 < I_{\kappa 1}$	1,1	1,4	1,6	2,4
	$I_{\kappa 1} \leq I_1 < 1,2I_{\kappa 1}$	1,1	1,4	1,6	2,4
22 (ТТ нет, ТН нет, Счетчик 0,5S)	$0,01I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,02I_{\kappa 1}$	1,3	0,7	0,7	0,7
	$0,02I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,05I_{\kappa 1}$	1,3	1,3	1,3	1,3
	$0,05I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,1I_{\kappa 1}$	0,7	1,3	1,3	1,3
	$0,1I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,2I_{\kappa 1}$	0,7	1,0	1,0	1,0
	$0,2I_{\kappa 1} \leq I_1 < I_{\kappa 1}$	0,7	1,0	1,0	1,0
	$I_{\kappa 1} \leq I_1 < 1,2I_{\kappa 1}$	0,7	1,0	1,0	1,0
Номер ИК	Диапазон тока	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		sinj			
			0,5	0,6	0,866
1-3, 11-14 (ТТ 0,5S, ТН 0,5, Счетчик 0,5)	$0,02I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,05I_{\kappa 1}$	-	5,6	3,8	2,2
	$0,05I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,1I_{\kappa 1}$	-	3,4	2,4	1,4
	$0,1I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,2I_{\kappa 1}$	-	3,1	2,2	1,3
	$0,2I_{\kappa 1} \leq I_1 < I_{\kappa 1}$	-	2,5	1,8	1,1
	$I_{\kappa 1} \leq I_1 < 1,2I_{\kappa 1}$	-	2,5	1,8	1,1
4 - 6, 15, 16 (ТТ 0,2S, ТН 0,2 Счетчик 0,5)	$0,02I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,05I_{\kappa 1}$	-	2,0	1,5	1,0
	$0,05I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,1I_{\kappa 1}$	-	1,3	1,0	0,7
	$0,1I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,2I_{\kappa 1}$	-	1,2	0,9	0,7
	$0,2I_{\kappa 1} \leq I_1 < I_{\kappa 1}$	-	1,1	0,8	0,6
	$I_{\kappa 1} \leq I_1 < 1,2I_{\kappa 1}$	-	1,1	0,8	0,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
7 - 10, 17 - 20 (ТТ 0,5S, ТН 0,5, Счетчик 1,0)	$0,02I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,05I_{\kappa 1}$	-	6,1	4,6	3,4
	$0,05I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,1I_{\kappa 1}$	-	4,0	3,6	3,0
	$0,1I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,2I_{\kappa 1}$	-	3,7	3,0	2,6
	$0,2I_{\kappa 1} \leq I_1 < I_{\kappa 1}$	-	3,7	3,0	2,6
	$I_{\kappa 1} \leq I_1 < 1,2I_{\kappa 1}$	-	3,7	3,0	2,6
21 (ТТ 0,5, ТН 0,5, Счетчик 1,0)	$0,05I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,1I_{\kappa 1}$	-	6,7	5,1	3,6
	$0,1I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,2I_{\kappa 1}$	-	4,3	3,3	2,8
	$0,2I_{\kappa 1} \leq I_1 < I_{\kappa 1}$	-	3,7	3,0	2,6
	$I_{\kappa 1} \leq I_1 < 1,2I_{\kappa 1}$	-	3,7	3,0	2,6
22 (ТТ нет, ТН нет, Счетчик 1,0)	$0,01I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,02I_{\kappa 1}$	-	2,1	2,1	2,1
	$0,02I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,05I_{\kappa 1}$	-	2,1	2,1	2,1
	$0,05I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,1I_{\kappa 1}$	-	2,6	2,6	2,6
	$0,1I_{\kappa 1} \leq I_1 < 0,2I_{\kappa 1}$	-	2,7	2,4	2,4
	$0,2I_{\kappa 1} \leq I_1 < I_{\kappa 1}$	-	2,7	2,4	2,4
	$I_{\kappa 1} \leq I_1 < 1,2I_{\kappa 1}$	-	2,7	2,4	2,4
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с					±5

Таблица 4 – Основные характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	22
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 1(5) до 120 от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для сервера, °С	от 90 до 110 от 1(5) до 120 от +15 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчик: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 168 40000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	35
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребления за месяц по каждому каналу и по группам измерительных каналов, сутки, не менее	35
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- стойкость к электромагнитным воздействиям;
- ремонтпригодность;
- функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- функция регистрации в журналах событий счетчиков и УСПД факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.
- функция регистрации в журналах событий сервера факты:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывов электропитания;
 - программных и аппаратных перезапусков;
 - установки и корректировки времени;
 - нарушения защиты сервера;
 - отсутствия/довосстановления данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени;
 - резервирование каналов передачи данных в системе;
 - резервирование электропитания оборудования системы.

Защищённость применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера.
- наличие защиты информации на программном уровне:
 - установка пароля на счётчике электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка паролей на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - использование цифровой подписи при передаче информации с результатами измерений.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ способом цифровой печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ	6
Измерительный трансформатор напряжения	UGE 3-35	36
Измерительный трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	1
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-35	2
Измерительный трансформатор тока	IGDT	9
Измерительный трансформатор тока	KOKS	3
Трансформаторы комбинированные	KOTEF 245	6
Измерительный трансформатор тока	ТЛП-10	24
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформаторы комбинированные	KOTEF	6
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-35	6
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ 10	2
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	Альфа А1800	21
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	Альфа А2	1
Устройство сбора и передачи данных типа	RTU-300	2
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Паспорт-формуляр	ДЯИМ.422231.254.ПФ	1
Методика поверки	ДЯИМ.21168598.422231.299.МП с изменением №1	1

Поверка

осуществляется по документу ДЯИМ.21168598.422231.299.МП с изменением №1 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» «26» декабря 2019 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;

- счетчик Альфа А1800 (Рег. № 31857-06) – по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки» утвержденному ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 2006 г.

- счетчик Альфа А1800 (Рег. № 31857-11) – по документу ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденному в 2012г.;

- счетчик Альфа А2 - по документу МП 2203-0160-2009 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в августе 2009 г.;

- УСПД RTU-300 – по методике поверки «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки»;

- блок коррекции времени ЭНКС-2 – по документу ЭНКС.681730.001 МП «Инструкция. Блоки коррекции времени ЭНКС-2. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 30.09.2014 г.

- радиочасы МИР РЧ-01 рег. № 27008-04.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ДЯИМ.21168598.422231.299.МИ. «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 16.02.2016 г.

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

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

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Эльстер Метроника»

(ООО «Эльстер Метроника»)

ИНН 7722000725

Адрес: 111141, г. Москва, 1-й проезд Перова Поля, д. 9, стр.3

Телефон: +7 (495) 730-02-85/86/87

E-mail: metronica.to@elster.ru

Модернизация АИИС КУЭ филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС проведена:

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

ИНН 3702015170,

Адрес: 153022, г. Иваново, ул. Радищева, 8

Телефон: +7 (4932) 29-88-16

Факс: +7 (4932) 29-88-22

E-mail: office@servis-energo.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.