

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КППЭС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325 (далее - УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени (далее - УССВ)

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков каждые 30 минут поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. 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. 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 имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УССВ не более $\pm 0,1$ с. УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УССВ более чем на ± 2 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов УСПД и времени УССВ не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, отражается в его журнале событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, отражается в журнале событий сервера БД и УСПД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии 15.04.01, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.04.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», в состав которых входит ПО «АльфаЦЕНТР», зареестрированы в Госреестре СИ под № 44595-10.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР».

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Порядковый номер	Наименование объекта и номер ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кайтакоски ГЭС (ГЭС-4) Каскада Пазских ГЭС, РУ-6 кВ Г-1	ТЛП-10-3 УЗ Кл. т. 0,5 S 750/5 Рег. № 30709-07 Зав. № 11468; Зав. № 11470; Зав. № 11472	ЗНОЛ-ЭК-10 М2 Кл. т. 0,2 6600:√3/110:√3 Рег. № 47583-11 Зав. № 14-29891; Зав. № 14-29892; Зав. № 14-29893	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06 Зав. № 01176667	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000964	активная реактивная	±0,5 ±1,1	±0,9 ±1,9
2	Кайтакоски ГЭС (ГЭС-4) Каскада Пазских ГЭС, РУ-6 кВ Г-2	ТЛП-10-3 УЗ Кл. т. 0,5 S 750/5 Рег. № 30709-07 Зав. № 11469; Зав. № 11467; Зав. № 11471	UGE 3-35 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Рег. № 25475-03 Зав. № 07-037197; Зав. № 07-037212; Зав. № 07-037191	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06 Зав. № 01176647	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000964	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,1 ±2,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Кайтакоски ГЭС (ГЭС-4) Каскада Пазских ГЭС, ВЛ-35 кВ М-49	GIF 36 - 59 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 29713-06 Зав. № 10606303; Зав. № 10606302; Зав. № 10606300	VEF 36-03 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3 Рег. № 29712-06 Зав. № 10606307; Зав. № 10606308; Зав. № 10606309	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06 Зав. № 01169453	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000964	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,3
4	Кайтакоски ГЭС (ГЭС-4) Каскада Пазских ГЭС, ВЛ-35 кВ М-58	GIF 36 - 59 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 29713-06 Зав. № 10606299; Зав. № 10606298; Зав. № 10606301	VEF 36-03 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3 Рег. № 29712-06 Зав. № 10606307; Зав. № 10606308; Зав. № 10606309	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06 Зав. № 01176688	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000964	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,3
5	Кайтакоски ГЭС (ГЭС-4) Каскада Пазских ГЭС, ВЛ-110 кВ ОЛ-130	OSKF 126 Кл. т. 0,2S 600/5 Рег. № 29687-05 Зав. № 474987; Зав. № 474986; Зав. № 474985	OTEF 126 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 63404-16 Зав. № 475113; Зав. № 475115; Зав. № 475112	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06 Зав. № 01176649	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000964	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,4
6	Янискоски ГЭС (ГЭС-5) Каскада Пазских ГЭС, РУ-6 кВ Г-1	ТЛП-10-1 У3 Кл. т. 0,5S 2000/5 Рег. № 30709-07 Зав. № 11237; Зав. № 11240; Зав. № 11243	UGE 3-35 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Рег. № 25475-03 Зав. № 07-037153; Зав. № 07-037160; Зав. № 07-037162	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06 Зав. № 01176650	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000968	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	Янискоски ГЭС (ГЭС-5) Каскада Пазских ГЭС, РУ-6 кВ Г-2	ТЛП-10-1 УЗ Кл. т. 0,5S 2000/5 Рег. № 30709-07 Зав. № 11247; Зав. № 11244; Зав. № 11246	UGE 3-35 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Рег. № 25475-03 Зав. № 07-037163; Зав. № 07-037164; Зав. № 07-037166	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06 Зав. № 01176636	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000968	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
8	Янискоски ГЭС (ГЭС-5) Каскада Пазских ГЭС, РУ-35 кВ М-58	GIF 36 - 59 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 29713-06 Зав. № 10606297; Зав. № 10606296; Зав. № 10606295	VEF 36-03 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3 Рег. № 29712-06 Зав. № 10606310; Зав. № 10606311; Зав. № 10606312	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06 Зав. № 01169450	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000968	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,3
9	Янискоски ГЭС (ГЭС-5) Каскада Пазских ГЭС, ЗРУ-110 кВ Т-1	OSKF 126 Кл. т. 0,2S 200/5 Рег. № 29687-05 Зав. № 474976; Зав. № 474977; Зав. № 474978	ОТЕФ 126 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 63404-16 Зав. № 475111; Зав. № 475116; Зав. № 475118	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06 Зав. № 01176640	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000968	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	Янискоски ГЭС (ГЭС-5) Каскада Пазских ГЭС, ЗРУ-110 кВ Т-2	OSKF 126 Кл. т. 0,2S 200/5 Рег. № 29687-05 Зав. № 474979; Зав. № 474980; Зав. № 474981	ОТЕФ 126 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 63404-16 Зав. № 475111; Зав. № 475116; Зав. № 475118	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06 Зав. № 01172438	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000968	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,4
11	Янискоски ГЭС (ГЭС-5) Каскада Пазских ГЭС, РУ-35 кВ Т-7 Л-6	GIF 36 - 59 Кл. т. 0,5S 75/5 Рег. № 29713-06 Зав. № 10606660; Зав. № 10606659; Зав. № 10606661	VEF 36-03 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3 Рег. № 29712-06 Зав. № 10606310; Зав. № 10606311; Зав. № 10606312	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06 Зав. № 01169454	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000968	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,3
12	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУ-10 кВ Г-1	ТЛП-10-3 УЗ Кл. т. 0,5S 1000/5 Рег. № 30709-07 Зав. № 11432; Зав. № 11435; Зав. № 11431	UGE 3-35 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 25475-03 Зав. № 07-037050; Зав. № 07-037076; Зав. № 07-037080	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 Зав. № 01280491	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000979	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУ-10 кВ Г-2	ТЛП-10-3 УЗ Кл. т. 0,5S 1000/5 Рег. № 30709-07 Зав. № 11433; Зав. № 11436; Зав. № 11430	ЗНОЛ-ЭК-10 М2 Кл. т. 0,2 10000:√3/100:√3 Рег. № 47583-11 Зав. № 14-29917; Зав. № 14-29918; Зав. № 14-29919	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 Зав. № 01280496	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000979	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,6
14	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУ-10 кВ Г-3	ТЛП-10-3 УЗ Кл. т. 0,5S 1000/5 Рег. № 30709-07 Зав. № 11428; Зав. № 11429; Зав. № 11434	UGE 3-35 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 25475-03 Зав. № 07-037107; Зав. № 07-037108; Зав. № 07-037110	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 Зав. № 01280498	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000979	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
15	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, ОРУ-110 кВ Л-130	VAU-123 Кл. т. 0,2S 400/5 Рег. № 53609-13 Зав. № 31100719; Зав. № 31100720; Зав. № 31100721	VAU-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 53609-13 Зав. № 31100719; Зав. № 31100720; Зав. № 31100721	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 Зав. № 01280492	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000979	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, ОРУ-110 кВ Л-133	VAU-123 Кл. т. 0,2S 400/5 Рег. № 53609-13 Зав. № 31100725; Зав. № 31100726; Зав. № 31100727	VAU-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 53609-13 Зав. № 31100725; Зав. № 31100726; Зав. № 31100727	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 Зав. № 01280495	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000979	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,4
17	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, ОРУ-110 кВ Л-132	VAU-123 Кл. т. 0,2S 400/5 Рег. № 53609-13 Зав. № 31100722; Зав. № 31100723; Зав. № 31100724	VAU-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 53609-13 Зав. № 31100722; Зав. № 31100723; Зав. № 31100724	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 Зав. № 01280501	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000979	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,4
18	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУ-30 кВ ЛК-15	GIF 36 - 59 Кл. т. 0,5S 30/5 Рег. № 29713-06 Зав. № 10606281; Зав. № 10606278; Зав. № 10606282	VEF 36-03 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3 Рег. № 29712-06 Зав. № 10606313; Зав. № 10606315; Зав. № 10606314	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06 Зав. № 01193476	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000979	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУ-30 кВ ЛМ-57	GIF 36 - 59 Кл. т. 0,5S 30/5 Рег. № 29713-06 Зав. № 10606279; Зав. № 10606277; Зав. № 10606280	VEF 36-03 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3 Рег. № 29712-06 Зав. № 10606313; Зав. № 10606315; Зав. № 10606314	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06 Зав. № 01193498	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000979	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,3
20	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУ-30 кВ ВЛ-30 кВ В/Ч	GIF 36 - 59 Кл. т. 0,5S 25/5 Рег. № 29713-06 Зав. № 10606272; Зав. № 10606273; Зав. № 10606271	VEF 36-03 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3 Рег. № 29712-06 Зав. № 10606313; Зав. № 10606315; Зав. № 10606314	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06 Зав. № 01193408	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000979	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,3
21	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУСН-0,4 кВ ф. Магазин М-2	-	-	A2R2-4-AL-C29-Π Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27428-09 Зав. № 01288227	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000979	активная реактивная	±0,6 ±0,0	±1,5 ±0,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУСН-0,4 кВ (РУ-30 кВ) ф. Кафе	-	-	A2R2-4-L-C29-Π Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27428-04 Зав. № 01176734	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000979	активная реактивная	±0,6 ±0,0	±1,5 ±0,0
23	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУСН-0,4 кВ ф. ГПЗ «Пасвик», административ- ное здание	T-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S 100/5 Рег. № 52667-13 Зав. № 243964; Зав. № 244118; Зав. № 244119	-	A1805RAL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11 Зав. № 01293832	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000979	активная реактивная	±1,0 ±2,1	±3,2 ±4,2
24	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУСН-0,4 кВ ф. ГОКУ «Печенгское подразделение ГПС Мурманской области» пожарное депо	-	-	A2R2-4-AL-C29-Π Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27428-09 Зав. № 01288225	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000979	активная реактивная	±0,6 ±0,0	±1,5 ±0,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	Хевоскоски ГЭС (ГЭС-7) Каскада Пазских ГЭС, РУ-10 кВ Г-1	ТЛП-10-1 У3 Кл. т. 0,5S 2000/5 Рег. № 30709-07 Зав. № 11236; Зав. № 11238; Зав. № 11239	UGE 3-35 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 25475-03 Зав. № 07-037112; Зав. № 07-037113; Зав. № 07-037114	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 Зав. № 01282457	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000972	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
26	Хевоскоски ГЭС (ГЭС-7) Каскада Пазских ГЭС, РУ-10 кВ Г-2	ТЛП-10-1 У3 Кл. т. 0,5S 2000/5 Рег. № 30709-07 Зав. № 11241; Зав. № 11242; Зав. № 11245	UGE 3-35 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 25475-03 Зав. № 07-037120; Зав. № 07-037121; Зав. № 07-037129	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 Зав. № 01282460	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000972	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
27	Хевоскоски ГЭС (ГЭС-7) Каскада Пазских ГЭС, ОРУ-110 кВ ОЛ-132	OSKF 126 Кл. т. 0,2S 300/5 Рег. № 29687-05 Зав. № 474971; Зав. № 474967; Зав. № 474972	ОТЕФ 126 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 63404-16 Зав. № 475126; Зав. № 475121; Зав. № 475127	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 Зав. № 01282461	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000972	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
28	Хевоскоски ГЭС (ГЭС-7) Каскада Пазских ГЭС, ОРУ-110 кВ ОЛ-133	OSKF 126 Кл. т. 0,2S 300/5 Рег. № 29687-05 Зав. № 474970; Зав. № 474968; Зав. № 474969	ОТЕФ 126 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 63404-16 Зав. № 475123; Зав. № 475120; Зав. № 475125	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 Зав. № 01282458	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000972	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,4
29	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, РУ-10 кВ Г-1	ТЛП-10-1 УЗ Кл. т. 0,5S 2000/5 Рег. № 30709-07 Зав. № 11248; Зав. № 11249; Зав. № 11250	UGE 3-35 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 25475-03 Зав. № 07-037151; Зав. № 07-037134; Зав. № 07-037133	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06 Зав. № 01176641	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000969	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
30	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, РУ-10 кВ Г-2 -	ТЛП-10-1 УЗ Кл. т. 0,5S 2000/5 Рег. № 30709-07 Зав. № 11253; Зав. № 11251; Зав. № 11252	UGE 3-35 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 25475-03 Зав. № 07-037054; Зав. № 07-037092; Зав. № 07-037055	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06 Зав. № 01176660	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000969	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
31	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, ОРУ-150 кВ Л-167	VAU-245 Кл. т. 0,2S 300/1 Рег. № 53609-13 Зав. № 31400057; Зав. № 31400058; Зав. № 31400059	VAU-245 Кл. т. 0,2 154000:√3/100:√3 Рег. № 53609-13 Зав. № 31400057; Зав. № 31400058; Зав. № 31400059	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 Зав. № 01225154	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000969	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,4
32	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, РУ-10 кВ ТП «Поселок» ф. «Таможня»	ТЛП-10-5 УЗ Кл. т. 0,5S 50/5 Рег. № 30709-07 Зав. № 11531; Зав. № 11532; Зав. № 11530	UGE 3-35 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 25475-03 Зав. № 07-037132; Зав. № 07-037145; Зав. № 07-037139	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06 Зав. № 01193418	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000969	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,3
33	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, РУ-0,4 кВ ТП «Поселок» ф. «Освещение и отопление таможни»	-	-	A2R2-4-AL-C29-П Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27428-09 Зав. № 01293835	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000969	активная реактивная	±0,6 ±0,0	±1,5 ±0,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
34	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, РУ-0,4 кВ ТП «Поселок» ф. «Вышка Мегафон»	-	-	A2R2-4-AL-C29-П Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27428-09 Зав. № 01288231	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000969	активная реактивная	±0,6 ±0,0	±1,5 ±0,0
35	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, РУ-0,4 кВ ТП «Поселок» ф. «Вышка МТС»	-	-	A2R2-4-AL-C29-П Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27428-09 Зав. № 01288230	RTU-325- E1-256-M3- B8-Q-i2-G Рег. № 19495-03 Зав. № 000969	активная реактивная	±0,6 ±0,0	±1,5 ±0,0

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

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

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) $U_{ном}$; ток (1,0 - 1,2) $I_{ном}$, частота - (50±0,15) Гц; $\cos j = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

а) для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 - 1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,02 - 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5); частота - (50±0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.

б) для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 - 1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01 - 1,2) $I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5); частота - (50±0,4) Гц;

- относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- температура окружающего воздуха:

- для счётчиков электроэнергии А1802RALQ-P4GB-DW-4 от минус 40 до плюс 65 °С;

- для счётчиков электроэнергии А1805RALQ-P4GB-DW-4 от минус 40 до плюс 65 °С;

- для счётчиков электроэнергии А2R2-4-AL-C29-П от минус 40 до плюс 50 °С;

- для счётчиков электроэнергии А2R2-4-L-C29-П от минус 40 до плюс 50 °С;

- для счётчиков электроэнергии А1805RAL-P4GB-DW-4 от минус 40 до плюс 65 °С;

- для счётчиков электроэнергии А1802RAL-P4GB-DW-4 от минус 40 до плюс 65 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

в) для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50±1) Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 35 от плюс 10 до плюс 35 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на одноступенчатый утвержденного типа.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик А1802RALQ-P4GB-DW-4 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

- электросчётчик А1805RALQ-P4GB-DW-4 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

- электросчётчик A2R2-4-AL-C29-П - среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик A2R2-4-L-C29-П - среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик A1805RAL-P4GB-DW-4 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик A1802RAL-P4GB-DW-4 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД RTU-325 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 45 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) КППЭС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТЛП-10-3 УЗ	30709-07	15
Трансформатор тока	GIF 36 - 59	29713-06	21
Трансформатор тока	OSKF 126	29687-05	15
Трансформатор тока	ТЛП-10-1 УЗ	30709-07	18
Трансформатор тока	VAU-123	53609-13	9
Трансформатор тока	T-0,66 УЗ	52667-13	3
Трансформатор тока	VAU-245	53609-13	3
Трансформатор тока	ТЛП-10-5 УЗ	30709-07	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10 М2	47583-11	6
Трансформатор напряжения	VEF 36-03	29712-06	9
Трансформатор напряжения	OTEF 126	63404-16	12
Трансформатор напряжения	VAU-123	53609-13	9
Трансформатор напряжения	UGE 3-35	25475-03	30
Трансформатор напряжения	VAU-245	53609-13	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	31857-06	9
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RALQ-P4GB-DW-4	31857-06	8
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	31857-11	10
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A2R2-4-L-C29-П	27428-09	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RAL-P4GB-DW-4	31857-11	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A2R2-4-AL-C29-П	27428-09	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	19495-03	5
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 64179-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КППЭС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2016 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков А1802RALQ-P4GB-DW-4 - по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- счетчиков А1805RALQ-P4GB-DW-4 - по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- счетчиков А1802RALQ-P4GB-DW-4 - по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- счетчиков А2R2-4-AL-C29-П - по документу МП2203-0160-2009 «Счетчики электрической энергии трехфазные Альфа А2. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева» 12 августа 2009 г.;
- счетчиков А2R2-4-L-C29-П - по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А2. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева» в мае 2004 г.;
- счетчиков А1805RAL-P4GB-DW-4 - по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- счетчиков А2R2-4-AL-C29-П - по документу МП2203-0160-2009 «Счетчики электрической энергии трехфазные Альфа А2. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева» 12 августа 2009 г.;
- счетчиков А1802RAL-P4GB-DW-4 - по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- УСПД RTU-325 - по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
 - переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
 - термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%;
 - миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.
- Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КППЭС филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

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

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

Изготовитель

Санкт-Петербургское управление - филиал акционерного общества «Электроцентромонтаж»

(Санкт-Петербургское управление - филиал АО «Электроцентромонтаж»)
ИНН 7730014175

Юридический (почтовый) адрес: 121059, г. Москва, Бережковская набережная, д. 18 А

Тел./факс: 8 (812) 449-23-40/8 (812) 449-23-41

E-mail: mail@spbu.ecm.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПраймЭнерго» (ООО «ПраймЭнерго»)
ИНН 7721816711

Юридический (почтовый) адрес: 109507, г. Москва, Самаркандский бульвар, д. 11, корп. 1, пом. 18

Тел.: (926) 785-47-44

E-mail: shilov.pe@gmail.com

Испытательный центр

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

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

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.