

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакциях, утвержденных приказами Росстандарта № 1437 от 05.10.2016 г.,
№ 1390 от 03.07.2018 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Гайский ГОК» с Изменением №1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Гайский ГОК» с Изменением № 1 (далее АИИС КУЭ ОАО «Гайский ГОК») предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ПАО «Гайский ГОК»; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «Гайский ГОК» представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ОАО «Гайский ГОК» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает в себя устройства сбора и передачи данных УСПД 1 и УСПД 2 типа RTU-325 и RTU-325T, устройства синхронизации системного времени (УССВ-1 и УССВ-2) типа УССВ-35HVS.

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

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по вторичным измерительным цепям 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 0,02 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 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 3-х и 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи 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 по линиям связи на третий уровень системы (сервер БД).

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется через измерительно-вычислительный комплекс учета электроэнергии ЗАО «Энергопромышленная компания» (регистрационный № 52065-12). Передача информации в ИВК ЗАО «Энергопромышленная компания» осуществляется от сервера БД, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя источники сигналов точного времени - два устройства синхронизации системного времени УССВ-35HVS (УССВ-1, УССВ-2) на базе GPS-приемников, входящие в состав ИВКЭ и подключенные к УСПД (УСПД-1, УСПД-2), расположенным соответственно в Инженерном корпусе и ГПП-4), встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков.

Часы УСПД-1, УСПД-2 синхронизированы со временем УССВ-1, УССВ-2 соответственно, коррекция времени происходит 1 раз в час допустимое рассогласование ± 2 с. Сличение времени часов счетчиков со временем часов УСПД происходит при каждом опросе, корректировка времени часов счетчиков происходит при условии превышения допустимого значения рассогласования более ± 2 с, но не чаще чем 1 раз в сутки. Сличение времени сервера БД с временем УСПД-1, осуществляется при каждом сеансе связи. Коррекция времени в сервере БД производится автоматически при условии превышения допустимого значения рассогласования более ± 2 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (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 указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Метрологически значимая часть ПО
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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «Гайский ГОК» и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК			
								Границы интервала основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы интервала погрешности, в рабочих условиях ($\pm\delta$), %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	ГПП-2 110/35/6кВ, ОРУ-110кВ яч.6, Ввод ВЛ-110кВ «ГПП-2 Гая - ГПП-1 Гая №4»	ТФНД-110 150/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 2793-71	НКФ-110, 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ кл.т 0,5 Рег.№ 26452-04	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	RTU-325 Рег.№ 37288-08	HP ProLiant ML350	Актив- ная	1,0	2,9		
								Реак- тивная	2,6	4,6	
2	ГПП-2 110/35/6кВ, ОРУ-110кВ, яч.7, Ввод 110кВ Т1	ТФНД- 110М 150/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 2793-71	НКФ-110, 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ кл.т 0,5 Рег.№ 26452-04	A1802RAL- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11					Актив- ная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,6	4,6	
3	ГПП-2 110/35/6кВ, ОРУ-110кВ яч.8, Ввод ВЛ-110кВ «ГПП-2 Гая - ГПП-1 Гая №3»	ТФНД-110 150/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 2793-71	НКФ-110, 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ кл.т 0,5 Рег.№ 26452-04	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11					Актив- ная	1,0	2,9
						Реак- тивная	2,6	4,6			
4	ГПП-2 110/35/6кВ, ОРУ-110кВ, яч.9, Ввод 110кВ Т2	ТФНД-110 150/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 2793-71	НКФ-110 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ кл.т 0,5 Рег.№ 26452-04	A1802RAL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11			Актив- ная	1,0	2,9		
						Реактив- ная	2,6	4,6			
5	ГПП-2 110/35/6кВ, ОРУ-110кВ, яч.14 Ввод ВЛ-110кВ «ГПП-2 - ГПП-3» цепь 1	ТФНД- 110М 150/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 2793-71	НКФ-110, 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ кл.т 0,5 Рег.№ 26452-04	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,0	2,9		
						Реак- тивная	2,6	4,6			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	ГПП-2 110/35/6кВ, ОРУ-110кВ, яч.15 Ввод ВЛ-110кВ «ГПП-2 - ГПП-3» цепь 2	ТФНД- 110М 150/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 2793-71	НКФ-110, 110000/√3/ 100/√3 кл.т 0,5 Рег.№ 26452-04	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	RTU-325 Рег.№ 37288-08	HP ProLiant ML350	Актив- ная	1,0	2,9
							Реактив- ная	2,6	4,6
7	ГПП-2 110/35/6кВ, ОРУ-110кВ. яч.1 Ввод ВЛ-110кВ «ГПП-2 Гай- ГОК- ЦРЛ»	ТФЗМ-110 300/5 кл.т. 0,5S Рег.№ 2793-71	НКФ-110, 110000/√3/ 100/√3 кл.т 0,5 Рег.№ 26452-04	A1802RAL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	RTU-325 Рег.№ 37288-08	HP ProLiant ML350	Актив- ная	1,0	2,7
							Реак- тивная	2,6	4,2
8	ГПП-2 110/35/6кВ, ОРУ-110кВ яч.2, Ввод ВЛ-110кВ «ГПП2 Гая - Ириклинская ГЭС»	ТФЗМ-110 300/5 кл.т. 0,5S Рег.№ 2793-88	НКФ-110, 110000/√3/ 100/√3 кл.т 0,5 Рег.№ 26452-04	A1802RAL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	RTU-325 Рег.№ 37288-08	HP ProLiant ML350	Актив- ная	1,0	2,7
							Реактив- ная	2,6	4,2
9	ГПП-2 110/35/6кВ, ОРУ-110кВ яч.4, Ввод ВЛ-110кВ «ГПП-2 Гая - ГПП-4 Гая»	ТФЗМ-110 400/5 кл.т. 0,5S Рег.№ 2793-88	НКФ-110, 110000/√3/ 100/√3 кл.т 0,5 Рег.№ 26452-04	A1802RAL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	RTU-325 Рег.№ 37288-08	HP ProLiant ML350	Актив- ная	1,0	2,7
							Реак- тивная	2,6	4,2
10	ГПП-2 110/35/6кВ, ОРУ-110кВ яч.10, Ввод ВЛ-110кВ «ГПП-2 Гая - Гайская»	IMB 123 50/5 кл.т. 0,2S Рег.№ 32002-06	НКФ-110 110000/√3/ 100/√3 кл.т 0,5 Рег.№ 26452-04	A1802RAL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	RTU-325 Рег.№ 37288-08	HP ProLiant ML350	Актив- ная	0,8	1,5
							Реак- тивная	1,7	2,4
11	ГПП-2 110/35/6кВ, ОРУ-110кВ, яч.13, Ввод ВЛ-110кВ «ОТЭЦ-1- ГПП-2 Гая» с отпайкой на ПС Гайская	ТФЗМ-110 400/5 кл.т. 0,5S Рег.№ 26420-04	НКФ-110 110000/√3/ 100/√3 кл.т 0,5 Рег.№ 26452-04	A1802RAL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	RTU-325 Рег.№ 37288-08	HP ProLiant ML350	Актив- ная	1,0	2,7
							Реактив- ная	2,6	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	ГПП-2 110/35/6кВ, ОРУ-35 кВ, яч.4	ТЛК-СТ-35 300/5 кл.т. 0,5S Рег.№ 58720-14	НОМ-35 35000/√3/ 100/√3 кл.т 0,5 Рег.№ 187-49	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	RTU-325 Рег.№ 37288-08	HP ProLiant ML350	Актив- ная	1,0	2,7
							Реак- тивная	2,6	4,2
13	ГПП-2 110/35/6кВ, ОРУ-35 кВ, яч.11	ТЛК-СТ-35 300/5 кл.т. 0,5S Рег.№ 58720-14	ЗНОМ-35-65 35000/√3/ 100/√3 кл.т 0,5 Рег.№ 912-70	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11			Актив- ная	1,0	2,7
							Реактив- ная	2,6	4,2
14	ГПП-2 110/35/6кВ, РУ-6кВ, яч.25	ТПЛ-10 200/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 2611-70	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11			Актив- ная	1,0	3,0
							Реак- тивная	2,6	5,0
15	ГПП-2 110/35/6кВ, РУ-6кВ, яч.22	ТПЛ-10 200/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-6 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 2611-70	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11			Актив- ная	1,0	3,0
							Реактив- ная	2,6	5,0
16	ГПП-2 110/35/6кВ, РУ-6кВ, яч.24	ТПЛ-10-М 300/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 22192-03	НТМИ-6 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 2611-70	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	Актив- ная	1,0	3,0		
					Реак- тивная	2,6	5,0		
17	ГПП-2 110/35/6кВ, РУ-6кВ, яч.36	ТПЛ-10 50/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 2611-70	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	Актив- ная	1,0	3,0		
					Реактив- ная	2,6	5,0		
18	ГПП-2 110/35/6кВ, РУ-6кВ, яч.38	ТПЛ-10 (А) 400/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 1276-59 ТПЛМ-10 (С) 400/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 2363-68	НТМИ-6 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 2611-70	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	Актив- ная	1,0	3,0		
					Реак- тивная	2,6	5,0		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	ГПП-2 110/35/6кВ, РУ-6кВ, яч.49	ТПЛ-10 200/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-6 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 2611-70	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	RTU-325 Рег.№ 37288-08	HP ProLiant ML350	Актив- ная	1,0	3,0
							Реактив- ная	2,6	5,0
20	ГПП-2 110/35/6кВ, РУ-6кВ, яч.53	ТПЛ-10 400/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-6 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 831-53	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11			Актив- ная	1,0	3,0
							Реак- тивная	2,6	5,0
21	ГПП-2 110/35/6кВ, РУ-6кВ, яч.58	ТПЛ-10 300/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-6 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 2611-70	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11			Актив- ная	1,0	3,0
							Реактив- ная	2,6	5,0
22	ГПП-1 110/6кВ, РУ-6кВ, яч.36	ТПЛ-10-М 300/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 22192-07	НТМИ-6-66 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 2611-70	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11			Актив- ная	1,0	3,0
							Реак- тивная	2,6	5,0
23	ЦРП-6кВ предзаводской площадки, РУ-6кВ, яч.24	ТПЛ-10 100/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-6 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 831-53	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11			Актив- ная	1,0	3,0
					Реактив- ная	2,6	5,0		
24	ЦРП-6кВ предзаводской площадки, РУ-6кВ, яч.27	ТПЛ-10 100/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-6 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 831-53	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	Актив- ная	1,0	3,0		
					Реак- тивная	2,6	5,0		
25	КПП-1 35/6кВ, РУ-6кВ, яч.10	ТПЛ-10 200/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-6 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 831-53	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	Актив- ная	1,0	3,0		
					Реактив- ная	2,6	5,0		
26	КПП-1 35/6кВ, РУ-6кВ, яч.19	ТПЛ-10 150/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-6 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 831-53	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	Актив- ная	1,0	3,0		
					Реак- тивная	2,6	5,0		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
27	КПП-1 35/6кВ, РУ-6кВ, яч.24	ТПЛ-10 100/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-6 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 831-53	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	RTU-325 Рег.№ 37288-08	HP ProLiant ML350	Актив- ная	1,0	3,0
							Реак- тивная	2,6	5,0
28	ТП ЖДЦ 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, яч. 3	ТТИ-А 75/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 28139-04	-	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11			Актив- ная	0,8	2,9
							Реактив- ная	2,2	4,9
29	ТП ЖДЦ 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, яч.10	ТТИ-А 75/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 28139-04	-	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11			Актив- ная	0,8	2,9
							Реак- тивная	2,2	4,9
30	ТП ЖДЦ 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, яч.14	Т-0,66 150/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 22656-07	-	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11			Актив- ная	0,8	2,9
							Реактив- ная	2,2	4,9
31	ТП ЖДЦ 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, яч.16	ТТИ-А 300/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 28139-04	-	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11			Актив- ная	0,8	2,9
							Реак- тивная	2,2	4,9
32	ПС II ПВ 35/6кВ, РУ-6кВ, яч.17	ТПОЛ-10 600/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-02	НТМИ-6-66 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 2611-70	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	Актив- ная	1,0	3,0		
					Реактив- ная	2,6	5,0		
33	ПС II ПВ 35/6кВ, РУ-6кВ, яч.14	ТПОЛ-10 600/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-02	НТМИ-6-66 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 2611-70	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	Актив- ная	1,0	3,0		
					Реак- тивная	2,6	5,0		
34	ПС III ПВ 35/6кВ, РУ-6кВ, яч.8	ТПЛ-10-М 200/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 22192-07	НТМИ-6-66 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 2611-70	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	Актив- ная	1,0	3,0		
					Реактив- ная	2,6	5,0		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
35	ПС III ПВ 35/6кВ, РУ-6кВ, яч.11	ТПЛ-10-М 200/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 22192-07	НТМИ-6-66 6000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 2611-70	A1802RL- P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	RTU-325 Рег.№ 37288-08		Актив- ная	1,0	3,0		
								Реак- тивная	2,6	5,0	
36	ГПП-4 110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, яч. 3, ВЛ-110 кВ «ГПП-2 Гая - ГПП-4 Гая»	IMB-123 400/5 кл.т. 0,2S Рег.№ 47845-11	EMF-123 110000/√3/ 100/√3 кл.т 0,2 Рег.№ 47847-11	СЭТ- 4ТМ.03М, кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	RTU 325T Рег.№ 44626-10	HP ProLiant ML350	Актив- ная	0,5	1,3		
								Реак- тивная	1,2	2,3	
37	ГПП-4 110/6 кВ, ОРУ-110кВ, яч.5 Обходной вы- ключатель	IMB-123 400/5 кл.т. 0,2S Рег.№ 47845-11	EMF-123 110000/√3/ 100/√3 кл.т 0,2 Рег.№ 47847-11	СЭТ- 4ТМ.03М, кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12					Актив- ная	0,5	1,3
									Реактив- ная	1,2	2,3
38	ГПП-4 110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, яч. 8, ВЛ-110 кВ «ОТЭЦ-1 - ГПП-4»	IMB-123 400/5 кл.т. 0,2S Рег.№ 47845-11	EMF-123 110000/√3/ 100/√3 кл.т 0,2 Рег.№ 47847-11	СЭТ- 4ТМ.03М, кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12					Актив- ная	0,5	1,3
							Реак- тивная	1,2	2,3		
39	ГПП-4 110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, яч. 9, ВЛ-110 кВ «Ириклинская ГРЭС - ГПП-4»	IMB-123 400/5 кл.т. 0,2S Рег.№ 47845-11	EMF-123 110000/√3/ 100/√3 кл.т 0,2 Рег.№ 47847-11	СЭТ- 4ТМ.03М, кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12			Актив- ная	0,5	1,3		
							Реак- тивная	1,2	2,3		
40	ГПП-4 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 1.4	ТОЛ-СЭЩ- 10 1500/5 кл.т. 0,5S Рег.№ 51623-12	НОЛ-СЭЩ- 6-4 6300/√3/ 100/√3 кл.т 0,5 Рег.№ 51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0		
							Реактив- ная	2,7	5,2		
41	ПС 35/6кВ «Осенняя», ОРУ-35кВ, Ввод ВЛ-35кВ «ПС КС-15 - ПС Акжарская	ТФЗМ-35Б 100/5 кл.т. 0,5 Рег.№ 3689-73	НОМ-35-66 35000/100 кл.т 0,5 Рег.№ 187-70	A1802RAL- P4GB-DW- GP-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	RTU-325 Рег.№ 37288-08		Актив- ная	1,0	2,9		
									Реак- тивная	2,6	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<p>Примечания:</p> <p>1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.</p> <p>2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.</p> <p>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.</p> <p>4 Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов.</p> <p>5 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.</p>									

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	41
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ <p>температура окружающей среды °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 31819.22-2012 ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 31819.23-2012 ГОСТ Р 52425-2005 	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$: - для ИК № 7 - 13, 36 - 40 - для ИК № 1 - 6, 14 - 35, 41 - коэффициент мощности, $\cos\phi$ <p>диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков: - для ИК № 14 - 35 - для ИК № 1 - 13, 36 - 41 - для УСПД 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,8_{емк}</p> <p>от -40 до +70</p> <p>от -20 до +30</p> <p>от +10 до +25</p> <p>от +15 до +25</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>электросчетчики Альфа А1800¹:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>УСПД RTU-325:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>УСПД RTU-325Т:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>УССВ-35HVS:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 	<p>120000</p> <p>165000</p> <p>40000</p> <p>55000</p> <p>70000</p> <p>50000</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>электросчетчики Альфа А1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее <p>электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее <p>УСПД RTU-325, RTU-325Т:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 	<p>45</p> <p>113,7</p> <p>210</p> <p>3,5</p>
<p>Предел допускаемой погрешности СОЕВ, с</p>	<p>±5</p>
<p>Примечание:</p> <p>Счетчики Альфа А1800 относятся к невозстановливаемым на месте эксплуатации изделиям, время восстановления учета электроэнергии зависит от наличия резервного счетчика на складе и времени его подключения. При наличии резервного счетчика время, необходимое на замену элемента (демонтаж, монтаж, параметризация) - 24 ч.</p>	

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания 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;
- пропадание напряжения пофазно;

- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД.

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:
 - электросчетчик;
 - УСПД;
 - сервер.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерения приращений электроэнергии на интервалах 3 мин; 30 мин; 1 сут (функция автоматизирована);
- сбор результатов измерений - не реже 1 раза в сут (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Гайский ГОК» с Изменением № 1.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ИМВ-123	15
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	8
Трансформатор тока	ТПЛ-10	24
Трансформатор тока	ТФН-35	4
Трансформатор тока	ТФЗМ-35Б	2
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б	12
Трансформатор тока	ТФНД-110М	12
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор тока	ТТИ-А	9
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	3
Трансформатор напряжения	ЕМФ-123	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	3
Трансформатор напряжения	НОМ-35	5
Трансформатор напряжения	НКФ-110	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	12
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЦ-6-4	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	A1802RL-P4GB-DW-4	28
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	A1802RAL-P4GB-DW-GP-4	1
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	A1802RAL-P4GB-DW-4	7
УСПД	RTU 325	1
УСПД	RTU 325T	1
Сервер	HP ProLiant ML350	1
Программное обеспечение	Альфа Центр AC_SE_5	1
Программное обеспечение	Альфа Центр Laptop	1
Программное обеспечение	AlphaPlusW (E)	1
Паспорт-формуляр	ЭПК1360/17-ФО.1	1
Методика поверки	МП 39899-15 с Изменением № 2	1
Руководство по эксплуатации	ЭПК 130/04-1.ИЭ.2	1

Поверка

осуществляется по документу МП 39899-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Гайский ГОК» с Изменением №1. Измерительные каналы. Методика поверки. (С Изменением № 2)» утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 18 апреля 2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока - по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения - по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;

- Счетчики Альфа А1800 по документам: ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.; ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;

- счетчик СЭТ-4ТМ.03М - по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2.Методика поверки» утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в мае 2012 г.;

- УСПД RTU-325T - по методике поверки «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005 МП»;

- УСПД RTU - 325 - по методике поверки «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300». Методика поверки» ДЯИМ.466453.005 МП;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), (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

Метод измерений приведен в документах «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Гайский ГОК», и «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Гайский ГОК» с Изменением №1».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Гайский ГОК» с Изменением №1

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

Закрытое акционерное общество «Энергопромышленная компания» (ЗАО «ЭПК»)

ИНН 6661105959

Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В

Телефон: +7 (343) 251 19 96

E-mail: eic@eic.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.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.

(Редакции приказов Росстандарта № 1437 от 05.10.2016 г., № 1390 от 03.07.2018 г.)

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.