

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» августа 2021 г. № 1681

Регистрационный № 54317-13

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) «Баксанская ГЭС» филиал ОАО «РусГидро» - «Кабардино-Балкарский филиал»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) «Баксанская ГЭС» филиал ОАО «РусГидро» - «Кабардино-Балкарский филиал» (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 распределенной функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

первый уровень – измерительно-информационный комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчик активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU 327 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 41907-09 (Рег. № 41907-09), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС», Рег. № 45951-10 включает в себя сервер (сервер АИИС КУЭ), а также совокупность аппаратных, каналаобразующих и программных средств для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных.

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ, заводские номера средств измерений уровней ИИК и ИВКЭ, идентификационные обозначения элементов уровня ИВК указаны в формуляре.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

периодический (один раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к национальной шкале координированного времени UTC(SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИС КУЭ (коррекция времени);

передача журналов событий счетчиков.

Величины первичных токов и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

УСПД по проводным линиям связи (интерфейс RS-485), с периодичностью не реже одного раза в 30 минут опрашивает счетчики и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. По окончании опроса, УСПД, автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные результаты измерений в базу данных.

Сервер АИС КУЭ, по выделенному волоконно-оптическому каналу связи, с периодичностью не реже одного раза в 30 минут опрашивает УСПД и считывает с него 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных.

Сервер АИС КУЭ (или оператор АРМ) осуществляет передачу информации в АО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, УСПД. В качестве УСВ используются УСВ-2 АИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» принимающее сигнал навигационной системы ГЛНАСС.

Сравнение показаний часов УСПД и УСВ-2 АИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов сервера УСПД и УСВ-2 АИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и УСВ-2 АИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам и УСПД (один раз в 30 мин). Синхронизация часов счетчиков и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем ± 2 с.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПО «Альфа Центр» AC_RTU
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7808 AC_RTU 11.07.01.01
Идентификационное наименование ПО	Armserver.exe
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ID 2128516925

ПО «Альфа Центр» AC_RTU не влияет на метрологические характеристики ИК, указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней ИК

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней ИК			
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ
1	2	3	4	5	6
1	Баксанская ГЭС, КРУЭ-110кВ, яч. ЭВ Л-211, ВЛ 110кВ Баксанская ГЭС - Малка (Л-211)	ELK-CT0 Кл.т 0,2S Ктт=600/5 Рег. № 33113-06	STE3/123 Кл.т 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 33110-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл. т. 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	RTU 327 Рег.№ 41907-09 УСВ-2 Рег. № 41681-10
2	Баксанская ГЭС, КРУЭ-110кВ, яч. ЭВ Л-210, ВЛ 110кВ Баксанская ГЭС - Залукокоаже (Л-210)»	ELK-CT0 Кл.т 0,2S Ктт=600/5 Рег. № 33113-06	STE3/123 Кл.т 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 33110-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл. т. 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	
3	Баксанская ГЭС, КРУЭ-110кВ, яч. ЭВ Л-3, ВЛ 110кВ Баксанская ГЭС - Кызбурун (Л-3)	ELK-CT0 Кл.т 0,2S Ктт=600/5 Рег. № 33113-06	STE3/123 Кл.т 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 33110-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл. т. 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	
4	Баксанская ГЭС, КРУЭ-110кВ, яч. ЭВ Л-4, ВЛ 110кВ Баксанская ГЭС - ЦРУ (Л-4)	ELK-CT0 Кл.т 0,2S Ктт=600/5 Рег. № 33113-06	STE3/123 Кл.т 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 33110-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл. т. 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	Баксанская ГЭС, КРУЭ-110кВ, яч. ЭВ Л-37, ВЛ 110кВ Баксанская ГЭС - Баксан 330 (Л-37)	ELK-СТ0 Кл.т 0,2S КТТ=600/5 Рег. № 33113-06	STE3/123 Кл.т 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 33110-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл. т. 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	RTU 327 Per.№ 41907-09 УСВ-2 Per. № 41681-10
6	Баксанская ГЭС, ГА-1 6,3 кВ	TPU 4 Кл.т 0,2S КТТ=1200/5 Рег. № 17085-98	TJP4 Кл.т 0,2 Ктн=6300/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 33110-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл. т. 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	
7	Баксанская ГЭС, ГА-2 6,3 кВ	TPU 4 Кл.т 0,2S КТТ=1200/5 Рег. № 17085-98	TJP4 Кл.т 0,2 Ктн=6300/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 33110-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл. т. 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	
8	Баксанская ГЭС, ГА-3 6,3 кВ	TPU 4 Кл.т 0,2S КТТ=1200/5 Рег. № 17085-98	TJP4 Кл.т 0,2 Ктн=6300/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 33110-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл. т. 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	
9	ВЛ 10кВ Баксанская ГЭС - Баксан 330 (Ф- 106), опора № 41, КЛ-10кВ	ТЛО-10 Кл.т 0,5S КТТ=15/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т 0,5 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	A1805RLQ- P4GB-DW-4 кл. т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-11	
12	Баксанская ГЭС, КРУЭ-110кВ, яч. ЭВ-ТПГ, ввод 110кВ ТПГ	ELK-СТ0 Кл.т 0,2S КТТ=400/5 Рег. № 33113-06	STE3/123 Кл.т 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 33110-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл. т. 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-11	

Примечания:

1 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 указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.

3 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 неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		$\delta_{1(2)} \%, I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$\delta_5 \%, I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$\delta_{20} \%, 20 \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$\delta_{100} \%, 100 \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1	2	3	4	5	6
1 – 5, 12 TT-0,2S; TH-0,2; Ч-0,2S	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
	0,9	-	$\pm 1,0$	$\pm 0,7$	$\pm 0,6$
	0,8	-	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$	$\pm 0,7$
	0,5	-	$\pm 1,9$	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$
6 – 8 TT-0,2S; TH-0,2; Ч-0,2S	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$	$\pm 0,6$	$\pm 0,5$
	0,9	-	$\pm 1,1$	$\pm 0,7$	$\pm 0,6$
	0,8	-	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$	$\pm 0,7$
	0,5	-	$\pm 1,9$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$
9 TT-0,5S; TH-0,5; Ч-0,5S	1,0	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$
	0,9	-	$\pm 2,3$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$
	0,8	-	$\pm 2,8$	$\pm 1,8$	$\pm 1,4$
	0,5	-	$\pm 4,9$	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$
Номер ИК	cosφ/sinφ	Пределы допускаемой относительной ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		$\delta_{1(2)} \%, I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$\delta_5 \%, I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$\delta_{20} \%, 20 \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$\delta_{100} \%, 100 \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1 – 5, 12 TT-0,2S; TH-0,2; Ч-0,5	0,8/0,6	-	$\pm 2,2$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$
	0,5/0,87	-	$\pm 1,6$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$
6 – 8 TT-0,2S; TH-0,2; Ч-0,5	0,8/0,6	-	$\pm 2,3$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$
	0,5/0,87	-	$\pm 1,7$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$
9 TT-0,5S; TH-0,5; Ч-1,0	0,8/0,6	-	$\pm 4,4$	$\pm 3,0$	$\pm 2,6$
	0,5/0,87	-	$\pm 3,0$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ± 5 с					
Примечания:					
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая).					
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности $P = 0,95$.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ ток, % от $I_{\text{ном}}$ частота, Гц коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$ относительная влажность воздуха при $+25^{\circ}\text{C}$, %	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ ток, % от $I_{\text{ном}}$ коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, $^{\circ}\text{C}$ температура окружающей среды для счетчиков ИК №№ 1-5, 12, $^{\circ}\text{C}$ температура окружающей среды для счетчиков ИК №№ 6-8, $^{\circ}\text{C}$ температура окружающей среды для счетчика ИК № 9, $^{\circ}\text{C}$ температура окружающей среды для УСПД RTU 327, УСВ-2, $^{\circ}\text{C}$ относительная влажность воздуха при $+25^{\circ}\text{C}$, %	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +15 до +25 от +10 до +25 от +5 до +45 от +15 до +25 от 75 до 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики А1802, А1805: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU 327: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-2: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 48 70000 2 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики А1802, А1805: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее УСПД RTU 327: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее Сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 45 10 3,5

Надежность системных решений:
В журналах событий счетчиков фиксируются факты:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:
наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки.
Наличие защиты на программном уровне:
пароль на счетчиках;
пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист формулляра печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ELK-CT0	18 шт.
	TPU 43.23	9 шт.
	ТЛО-10	3 шт.
Трансформатор напряжения	STE3/123	2 шт.
	TJP4	9 шт.
	ЗНОЛП-ЭК-10	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	9 шт.
	A1805RLQ-P4GB-DW-4	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU 327	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-2 ВЛСТ 237.00.000-02	1 шт.
Источник бесперебойного питания	APC SMART-UPS 1500VA	1 шт.
Специализированное программное обеспечение	ПО «Альфа Центр» AC_RTU	1 шт.
Паспорт-формуляр	БЕКВ.422231.054	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений количества электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ «Баксанская ГЭС» филиал ОАО «РусГидро» - «Кабардино-Балкарский филиал»».

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Основные положения

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