

**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, каналообразующих 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 АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС 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 АИИС 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 АИИС КУЭ (или оператор АРМ) осуществляет передачу информации в АО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИИС 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 АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» принимающее сигнал навигационной системы ГЛАНАСС.

Сравнение показаний часов УСПД и УСВ-2 АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов сервера УСПД и УСВ-2 АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и УСВ-2 АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» на величину более чем  $\pm 1$  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  $\pm 2$  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» АС_RTU
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7808 АС_RTU 11.07.01.01
Идентификационное наименование ПО	Armserver.exe
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ID 2128516925

ПО «Альфа Центр» АС\_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	ИБКЭ
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 UCB-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-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
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-CT0 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 ТТ-0,2S; ТН-0,2; Сч-0,2S	1,0	±1,0	±0,9	±0,5	±0,5
	0,9	-	±1,0	±0,7	±0,6
	0,8	-	±1,2	±0,8	±0,7
	0,5	-	±1,9	±1,3	±1,0
6 – 8 ТТ-0,2S; ТН-0,2; Сч-0,2S	1,0	±1,0	±0,9	±0,6	±0,5
	0,9	-	±1,1	±0,7	±0,6
	0,8	-	±1,2	±0,8	±0,7
	0,5	-	±1,9	±1,3	±1,1
9 ТТ-0,5S; ТН-0,5; Сч-0,5S	1,0	±2,1	±1,9	±1,1	±1,0
	0,9	-	±2,3	±1,5	±1,2
	0,8	-	±2,8	±1,8	±1,4
	0,5	-	±4,9	±3,2	±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 ТТ-0,2S; ТН-0,2; Сч-0,5	0,8/0,6	-	±2,2	±1,4	±1,1
	0,5/0,87	-	±1,6	±1,1	±0,9
6 – 8 ТТ-0,2S; ТН-0,2; Сч-0,5	0,8/0,6	-	±2,3	±1,4	±1,1
	0,5/0,87	-	±1,7	±1,1	±0,9
9 ТТ-0,5S; ТН-0,5; Сч-1,0	0,8/0,6	-	±4,4	±3,0	±2,6
	0,5/0,87	-	±3,0	±2,2	±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
<p>Нормальные условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>частота, Гц</p> <p>коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></p> <p>температура окружающей среды, °С</p> <p>относительная влажность воздуха при +25°С, %</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +15 до +25</p> <p>от 30 до 80</p>
<p>Рабочие условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>коэффициент мощности</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды для счетчиков ИК №№ 1-5, 12, °С</p> <p>температура окружающей среды для счетчиков ИК №№ 6-8, °С</p> <p>температура окружающей среды для счетчика ИК № 9, °С</p> <p>температура окружающей среды для УСПД RTU 327, УСВ-2, °С</p> <p>относительная влажность воздуха при +25°С, %</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5<sub>инд.</sub> до 0,8<sub>емк.</sub></p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +50</p> <p>от +15 до +25</p> <p>от +10 до +25</p> <p>от +5 до +45</p> <p>от +15 до +25</p> <p>от 75 до 98</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики А1802, А1805:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>УСПД RTU 327:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>УСВ-2:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>120000</p> <p>48</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики А1802, А1805:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>УСПД RTU 327:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>Сервер:</p> <p>хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

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 формуляра 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