

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от « 04 » августа 2025 г. № 1558

Регистрационный № 96034-25

Лист № 1  
Всего листов 15

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) Нижне - Бурейская ГЭС филиала ПАО «РусГидро» - «Бурейская ГЭС»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) Нижне - Бурейская ГЭС филиала ПАО «РусГидро» - «Бурейская ГЭС» предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, передачи и отображения результатов измерений.

### Описание средства измерений

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

АИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ); измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН); счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа А1800, вторичные измерительные цепи.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), устройство синхронизации времени, аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированное рабочее место (далее – АРМ).

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных. ИВК состоит из ЦСОД Нижне-Бурейская ГЭС, программного обеспечения (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», а также устройств синхронизации времени, аппаратуры передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированного рабочего места (далее – АРМ).

Измерительный канал (далее – ИК) состоит из трех уровней АИС 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 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 30 мин.

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

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производят опрос цифровых счетчиков.

Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по каналу передачи (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Сервер базы данных (сервер БД), с периодичностью один раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера 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 в соответствии с согласованными сторонами регламентами. Дополнительно, для отправки макетов, организована передача данных посредством формирования файлов с расширением .mtr и передачи их на ИВК АИИС КУЭ Бурейской ГЭС, на котором, возможно формирование и отправка макетов в АО «АТС». Так же организовано автоматическое формирование макетов 80020, которые, в свою очередь, отправляются по электронной почте в АО «АТС» с прикреплением электронной цифровой подписи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), включающей в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г (основной и резервный), часы счетчиков, часы УСПД, часы серверов. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Сличение шкалы времени УСПД и шкалы времени ССВ-1Г происходит с периодичностью не менее одного раза в 60 минут. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени с сервером точного времени более чем на  $\pm 2$  с (программируемый параметр).

Сличение шкалы времени сервера ИВК и шкалы времени ССВ-1Г происходит 1 раз в 30 минут. Коррекция часов сервера БД выполняется при расхождении времени с сервером точного времени более чем на  $\pm 2$  с (программируемый параметр). При каждом сеансе связи и не реже чем 1 раз в 30 мин. осуществляется сличение шкалы времени между счетчиками и УСПД, коррекция осуществляется при обнаружении рассогласования более чем на  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств или расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 0250-16. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «АльфаЦЕНТР» (далее - ПО «АльфаЦЕНТР»), предназначенное для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчётности виде, взаимодействия со смежными системами.

Защита программного обеспечения и измерительной информации обеспечивается паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

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

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «средний», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

## **Метрологические и технические характеристики**

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

Таблица 2 – Состав ИК АИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ						Метрологические характеристики		
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №)	Обозначение, тип	УСПД	СОЕВ	Вид энергии	Основная относительная погреш- ность ИК, (±δ) %	Относи- тельная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатаци и, (±δ) %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	Нижне-Бурейская ГЭС, КРУЭ 220 кВ, яч.№7, КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС - Архара	Kt=0,2S  Ktн=1200/1  № 58214-14  Kt=0,2  Ktн=220000√3/100√3  № 41963-09  Kt=0,2  Ktн=220000√3/100√3  № 41963-09  Kt=0,2S/0,5  Kсч=1  № 31857-11	A ELK-CN14-560  B ELK-CN14-560  C ELK-CN14-560  A EGK 300  B EGK 300  C EGK 300  A EGK 300  B EGK 300  C EGK 300  A1802RALQ-P4GB-DW-4	RTU-325T рег. № 44626-10	CCB-1Г, рег. № 58301-14	активная  реактив- ная	2640000	0,5  1,1	2,0  2,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	2	КТ=0,2S КТТ=1200/1 № 58214-14	A ELK-CN14-560 B ELK-CN14-560 C ELK-CN14-560	RTU-325T рег. № 44626-10	CCB-1Г, рег. № 58301-14	2640000	активная реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
Счетчик	ТН 1 с.ш.	ТН 2 с.ш.	Счетчик	ТН 2 с. ш.	ТН 1 с.ш.	ТТ			
Нижне-Бурейская ГЭС, КРУЭ 220 кВ, яч.№2, КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС - Завитая с отпайкой на ПС Створ	КТ=0,2 КТН=220000√3/100√3 № 41963-09	КТ=0,2 КТН=220000√3/100√3 № 41963-09	A	EGK 300					
			B	EGK 300					
			C	EGK 300					
			A	EGK 300					
			B	EGK 300					
			C	EGK 300					
Нижне-Бурейская ГЭС, КРУЭ 220 кВ, яч.№2, КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС - Завитая с отпайкой на ПС Створ	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	КТ=0,2S КТТ=1200/1 № 58214-14	A1802RALQ-P4GB-DW-4				2640000	активная реактивная	0,5 1,1
			A	ELK-CN14-560					
			B	ELK-CN14-560					
			C	ELK-CN14-560					
			A	EGK 300					
			B	EGK 300					
Нижне-Бурейская ГЭС, КРУЭ 220 кВ, яч.№2, КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС - Завитая с отпайкой на ПС Створ	КТ=0,2 КТН=220000√3/100√3 № 41963-09	КТ=0,2 КТН=220000√3/100√3 № 41963-09	C	EGK 300					
			A	EGK 300					
			B	EGK 300					
			C	EGK 300					
			A	EGK 300					
			B	EGK 300					
Нижне-Бурейская ГЭС, КРУЭ 220 кВ, яч.№2, КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС - Завитая с отпайкой на ПС Створ	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	КТ=0,2S КТТ=1200/1 № 58214-14	C	EGK 300					
			A1802RALQ-P4GB-DW-4				2640000	активная реактивная	0,5 1,1
			A	ELK-CN14-560					
			B	ELK-CN14-560					
			C	ELK-CN14-560					
			A	EGK 300					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Нижне-Бурейская ГЭС, ГГ-1 13,8 кВ	K <sub>T</sub> =0,2S K <sub>TT</sub> =5000/5 № 56255-14	A ТВ-ЭК B ТВ-ЭК C ТВ-ЭК						
5	ТВ-ГГ1 (Трансформатор возбуждения генератора 1)	K <sub>T</sub> =0,2 K <sub>TH</sub> =13800 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ № 47583-11	A ЗНОЛ-ЭК-15 B ЗНОЛ-ЭК-15 C ЗНОЛ-ЭК-15					активная реактивная	0,5 2,0 1,1 2,1
	Cчет-чик	Счет-чик	K <sub>T</sub> =0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4	RTU-325T рег. № 44626-10	CCB-1Г, рег. № 58301-14	138000		
	TH-2 Г1	TH-1 Г1	K <sub>T</sub> =0,2S K <sub>TT</sub> =400/5 № 47958-11	A ТПЛ-20 B ТПЛ-20 C ТПЛ-20					
	Cчет-чик		K <sub>T</sub> =0,2 K <sub>TH</sub> =13800 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ № 47583-11	A ЗНОЛ-ЭК-15 B ЗНОЛ-ЭК-15 C ЗНОЛ-ЭК-15					
			K <sub>T</sub> =0,2 K <sub>TH</sub> =13800 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ № 47583-11	A ЗНОЛ-ЭК-15 B ЗНОЛ-ЭК-15 C ЗНОЛ-ЭК-15					
			K <sub>T</sub> =0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
					11040			активная реактивная	0,5 2,0 1,1 2,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	Нижне-Бурейская ГЭС, ГТ-2 13,8 кВ	Kт=0,2S КТТ=5000/5 № 56255-14	A ТВ-ЭК B ТВ-ЭК C ТВ-ЭК			138000	активная реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
7	ТВ-ГГ2 (Трансформатор возбуждения генератора 2)	Счетчик	TH-2 Г2 TH-1 Г2 ГТ	Kт=0,2 КТН=13800√3/100√3 № 47583-11	A ЗНОЛ-ЭК-15 B ЗНОЛ-ЭК-15 C ЗНОЛ-ЭК-15	RTU-325T рег. № 44626-10	CCB-1Г, рег. № 58301-14		
		Счетчик	TH-2 Г2 TH-1 Г2 ГТ	Kт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4	11040	активная реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				Kт=0,2S КТТ=400/5 № 47958-11	A ТПЛ-20 B ТПЛ-20 C ТПЛ-20				
				Kт=0,2 КТН=13800√3/100√3 № 47583-11	A ЗНОЛ-ЭК-15 B ЗНОЛ-ЭК-15 C ЗНОЛ-ЭК-15				
				Kт=0,2 КТН=13800√3/100√3 № 47583-11	A ЗНОЛ-ЭК-15 B ЗНОЛ-ЭК-15 C ЗНОЛ-ЭК-15				
				Kт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	Нижне-Бурейская ГЭС, ГГ-3 13,8 кВ	Kт=0,2S КТТ=5000/5 № 56255-14	A ТВ-ЭК B ТВ-ЭК C ТВ-ЭК				138000	активная реактивная	0,5 1,1 2,0 2,1
9	ТВ-ГГ3 (Трансформатор возбуждения генератора 3)	Счет-чик TH-2 Г3 TH-1 Г3 TT	Kт=0,2 КТТ=13800√3/100√3 № 47583-11	A ЗНОЛ-ЭК-15 B ЗНОЛ-ЭК-15 C ЗНОЛ-ЭК-15	RTU-325T рег. № 44626-10	CCB-1Г, рег. № 58301-14	11040	активная реактивная	0,5 1,1 2,0 2,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
10	Нижне-Бурейская ГЭС, ГГ-4 13,8 кВ	Kт=0,2S КТт=5000/5 № 56255-14	A ТВ-ЭК B ТВ-ЭК C ТВ-ЭК										
11	ТВ-ГГ4 (Трансформатор возбуждения генератора 4)	Счетчик TH-1 Г4	TH-2 Г4	TH-1 Г4	Kт=0,2 КTh=13800√3/100√3 № 47583-11	A ЗНОЛ-ЭК-15 B ЗНОЛ-ЭК-15 C ЗНОЛ-ЭК-15	Kт=0,2 КTh=13800√3/100√3 № 47583-11	A ЗНОЛ-ЭК-15 B ЗНОЛ-ЭК-15 C ЗНОЛ-ЭК-15	RTU-325T рег. № 44626-10	CCB-1Г, рег. № 58301-14	13800 активная реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
		Счетчик TH-2 Г4	TH-1 Г4	TH-1 Г4	Kт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4							
		Счетчик TH-2 Г4	TH-1 Г4	TH-1 Г4	Kт=0,2S КТт=400/5 № 47958-11	A ТПЛ-20 B ТПЛ-20 C ТПЛ-20							
		Счетчик TH-2 Г4	TH-1 Г4	TH-1 Г4	Kт=0,2 КTh=13800√3/100√3 № 47583-11	A ЗНОЛ-ЭК-15 B ЗНОЛ-ЭК-15 C ЗНОЛ-ЭК-15	Kт=0,2 КTh=13800√3/100√3 № 47583-11	A ЗНОЛ-ЭК-15 B ЗНОЛ-ЭК-15 C ЗНОЛ-ЭК-15	11040 активная реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1		
		Счетчик TH-2 Г4	TH-1 Г4	TH-1 Г4	Kт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4							

## Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
12	яч. 5 КРУ СН 6 кВ	Kт=0,2S КТТ=1000/5 № 25433-11	A B C	ТЛО-10 ТЛО-10 ТЛО-10	RTU-325T рег. № 44626-10	CCB-1Г рег. № 58301-14	12000	активная реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1	
13	яч. 12 КРУ СН 6 кВ	Счетчик ТТ TH-1 КРУ	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A B C	A1802RALQ-P4GB-DW-4	RTU-325T рег. № 44626-10	CCB-1Г рег. № 58301-14	12000	активная реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10		
		ТТ	Кт=0,2S Ктг=1000/5 № 25433-11	A	ТЛО-10								
14	яч. 26 КРУ СН 6 кВ	ТН-3 КРУ	Кт=0,2 Ктн=6000√3/100√3 № 40014-08	B	ТЛО-10	RTU-325T рег. № 44626-10	CCB-1Г, рег. № 58301-14	12000	активная реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1		
				C	ТЛО-10								
				A	ЗНОЛП-ЭК-10								
		ТН-4 КРУ	Кт=0,2 Ктн=6000√3/100√3 № 40014-08	B	ЗНОЛП-ЭК-10								
				C	ЗНОЛП-ЭК-10								
				A	ЗНОЛП-ЭК-10								
		Счет-чик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	B	ЗНОЛП-ЭК-10								
				C	ЗНОЛП-ЭК-10								
				A1802RALQ-P4GB-DW-4									
15	яч. 33 КРУ СН 6 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктг=1000/5 № 25433-11	A	ТЛО-10								
				B	ТЛО-10								
				C	ТЛО-10								
		ТН-3 КРУ	Кт=0,2 Ктн=6000√3/100√3 № 40014-08	A	ЗНОЛП-ЭК-10								
				B	ЗНОЛП-ЭК-10								
				C	ЗНОЛП-ЭК-10								
		ТН-4 КРУ	Кт=0,2 Ктн=6000√3/100√3 № 40014-08	A	ЗНОЛП-ЭК-10								
				B	ЗНОЛП-ЭК-10								
				C	ЗНОЛП-ЭК-10								
		Счет-чик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4									

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ

±5 с.

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации,  $\pm \delta \%$ » приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\phi=0,5$  ( $\sin\phi=0,87$ ); токе ТТ, равном 2 % от  $I_{ном}$  и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 30 °C.

2. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

3. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, приведенными в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	15
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 2(5) до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности. диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8, емк. от -25 до +40 от -40 до +65
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, УСПД RTU-325T: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 168 35000 1
Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	45000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	35
ИВКЭ:	
- суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее	35
ИВК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
  - попытка несанкционированного доступа;
  - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
  - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывы питания.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - ИВК;
- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчике;
  - пароль на УСПД;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
  - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

**Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист паспорта на систему АИИС КУЭ типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз
Трансформаторы тока	ELK-CN14-560	9
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	12
Трансформатор тока	ТПЛ-20	12
Трансформатор тока	ТЛО-10	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-15	24
Трансформаторы напряжения	EGK 300	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	12
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	15
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325Т	1
Сервер синхронизации времени	CCB-1Г	2
Сервер	HP Proliant DL320e GEN8 v2	1
Формуляр	ТДВ.411711.041.050 ФО	1

#### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нижне - Бурейская ГЭС филиала ПАО «РусГидро» - «Бурейская ГЭС», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314868

#### Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

#### Правообладатель

Филиал Публичного акционерного общества «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро» - «Бурейская ГЭС»

(Филиал ПАО «РусГидро»- «Бурейская ГЭС»)

ИНН 2460066195

Юридический адрес: 660017, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Дубровинского, д. 43, к. 1

Телефон: +7 (41634) 5-23-59

E-mail: office@rushydro.ru

#### Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Телекор ДВ»

(ООО «Телекор ДВ»)

ИНН 2722065434

Адрес: 680026, г. Хабаровск, ул. Тихookeанская 60а, офис 1

Телефон: +7 (4212) 75-87-75

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ»  
(ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)  
ИНН 7456013961

Юридический адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-кт Ленина, д. 124, офис 15

Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр.2, помещ. 1, нежилые помещ. 34, 38, 39, 41

Телефон: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц RA.RU.312601

