

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «30» июня 2023 г. № 1373

Регистрационный № 62211-15

Лист № 1  
Всего листов 18

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал» (далее по тексту - 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.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройства сбора и передачи данных (УСПД ИВКЭ), устройства синхронизации системного времени (УССВ ИВКЭ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий серверы АИИС КУЭ, устройства сбора и передачи данных (УСПД ИВК), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных и программное обеспечение (ПО).

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;

- сбор данных о состоянии средств измерений;

- сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);

- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности;
- 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.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

На Чиркейской ГЭС, Миатлинской ГЭС, Каскаде Чирюртских ГЭС, Гергебильской ГЭС, Гунибской ГЭС, Гельбахской ГЭС, Ирганайской ГЭС установлены УСПД ИВКЭ, которые один раз в 30 минут опрашивают счетчики и считывают параметры электросети и 30-минутный профиль мощности. Считанные профили используются этими УСПД для вычисления значений электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. В счетчиках для обеспечения возможности быстрой замены коэффициенты трансформации установлены равными единице. УСПД ИВКЭ выступают в качестве промежуточного хранилища измерительной информации и журналов событий.

УСПД ИВК, установленные в центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал», с периодичностью один раз в сутки автоматически опрашивают УСПД ИВКЭ, считывают с них 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Опрос УСПД ИВКЭ выполняется с помощью волоконно-оптических линий связи (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД, установленных на ГЭС, выполняется по резервным каналам связи, организованным на базе спутниковых терминалов и GSM-модемов.

Серверы АИИС КУЭ с периодичностью один раз в сутки автоматически опрашивают УСПД ИВК, считывают с них 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Опрос УСПД ИВК выполняется с помощью выделенного канала связи по интерфейсу Ethernet. Считанные значения записываются в базу данных серверов АИИС КУЭ.

Серверы АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения осуществляют обработку измерительной информации, формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Доступ к информации, хранящейся в базе данных серверов, осуществляется с АРМ операторов АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени. Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы УССВ, счетчиков, УСПД, серверов АИИС КУЭ. К УССВ подключены ГЛОНАСС/GPS-приемники. УССВ осуществляют прием сигналов точного времени от ГЛОНАСС/GPS-приемника непрерывно.

Сравнение показаний часов УСПД ИВК с УССВ ИВК и УСПД ИВКЭ с УССВ ИВКЭ происходит один раз в минуту. Корректировка шкалы времени УСПД ИВК, УСПД ИВКЭ осуществляется при расхождении показаний на величину более чем 1 с.

В случае отсутствия связи УСПД ИВКЭ с УССВ ИВКЭ, синхронизация УСПД ИВКЭ осуществляется от УСПД ИВК. Корректировка шкалы времени УСПД ИВКЭ осуществляется при расхождении показаний на величину более чем 1 с.

Сравнение показаний часов серверов АИИС КУЭ с УСПД ИВК происходит с цикличностью один раз в 60 минут. Корректировка шкалы времени сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний на величину более чем 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД ИВКЭ происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в 30 минут. Корректировка шкалы времени счетчиков осуществляется при расхождении показаний на величину более чем 2 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов АИИС КУЭ отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 030. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

## Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется 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. Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014. ПО «АльфаЦЕНТР» не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

## Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД ИВКЭ	УССВ ИВКЭ
1	2	3	4	5	6	7
1	Чиркейская ГЭС, Г-1 15,75 кВ	ТШЛ 20 кл.т. 0,5 Ктт = 12000/5 рег. № 1837-63	ЗНОЛ-ЭК кл.т. 0,2 Ктн = $(15750/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 68841-17	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
2	Чиркейская ГЭС, Г-2 15,75 кВ	ТШЛ 20 кл.т. 0,5 Ктт = 12000/5 рег. № 1837-63	ЗНОЛ-ЭК кл.т. 0,5 Ктн = $(15750/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 68841-17	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	Чиркейская ГЭС, Г-3 15,75 кВ	ТШЛ 20 кл.т. 0,5 Ктт = 12000/5 рег. № 1837-63	ЗНОЛ-ЭК кл.т. 0,2 Ктн = $(15750/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 68841-17	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	Чиркейская ГЭС, Г-4 15,75 кВ	ТШЛ 20 кл.т. 0,5 Ктт = 12000/5 рег. № 1837-63	ЗНОЛ-ЭК кл.т. 0,2 Ктн = $(15750/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 68841-17	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
5	Чиркейская ГЭС, ОРУ 330 кВ, 2 СШ 330 кВ, ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС - Чирюрт №2	JOF-362 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 29309-10	ECF 362 кл.т. 0,2 Ктн = $(330000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 33931-07	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
6	Чиркейская ГЭС, ОРУ 330 кВ, 1 СШ 330 кВ, ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС - Чирюрт №1	JOF-362 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 29309-10	НКФ-М-330 кл.т. 0,5 Ктн = $(330000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 26454-04	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
7	Чиркейская ГЭС, КРУ-1Р 6 кВ, 1 СШ- 1Р 6кВ, яч.11, КВЛ 6 кВ Чиркейская ГЭС - Чиркей ГПП №1 (КВЛ 6 кВ ЧПП-1)	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1856-63	НОМ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 159-49	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
8	Чиркейская ГЭС, КРУ-1Р 6 кВ, 2 СШ- 1Р 6кВ, яч.25, КВЛ 6 кВ Чиркейская ГЭС - Чиркей ГПП №2 (КВЛ 6 кВ ЧПП-2)	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1856-63	НОМ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 159-49	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	Миатлинская ГЭС, Г-1 13,8 кВ	ТШВ15 кл.т. 0,5 Ктт = 6000/5 рег. № 5718-76	ЗНОЛ-ЭК-15 кл.т. 0,2 Ктн = (13800/ $\sqrt{3}$ )/(100/ $\sqrt{3}$ ) рег. № 47583-11	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
10	Миатлинская ГЭС, Г-2 13,8 кВ	ТШВ15 кл.т. 0,5 Ктт = 6000/5 рег. № 5718-76	ЗНОЛ-ЭК-15 кл.т. 0,2 Ктн = (13800/ $\sqrt{3}$ )/(100/ $\sqrt{3}$ ) рег. № 47583-11	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
11	Миатлинская ГЭС, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинская ГЭС №1 (ВЛ-110-161), ВЛ 110 кВ Миатлинская ГЭС - Буйнакск-2 (ВЛ-110-163)	ТФЗМ 110Б-III кл.т. 0,5 Ктт = 750/1 рег. № 26421-04	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$ )/(100/ $\sqrt{3}$ ) рег. № 14205-94	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
12	Миатлинская ГЭС, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Миатлинская ГЭС - Чиркей ГПП (ВЛ-110-164), ВЛ 110 кВ Чирюрт - Миатлинская ГЭС №2 (ВЛ-110-162)	ТФЗМ 110Б-III кл.т. 0,5 Ктт = 750/1 рег. № 26421-04	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$ )/(100/ $\sqrt{3}$ ) рег. № 14205-94	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327L, пер. № 41907-09 YCCB-2, пер. № 54074-13	
13	Миатлинская ГЭС, КРУ-1 6кВ, 1 СШ 6 кВ, КЛ-6кВ Миатлинская ГЭС - Миатлы (Ф-12)	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 38395-08	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		RTU-327L, пер. № 41907-09 YCCB-2, пер. № 54074-13 HP ProLiant DL320e Gen8 v2
14	Миатлинская ГЭС, КРУ-2 6кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ-6кВ Миатлинская ГЭС - Миатлы (Ф-25)	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 38395-08	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
15	Каскад Чирюртских ГЭС, Г-1 10,5 кВ	ТПШЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 рег. № 1423-60	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 Ктн = (10500/ $\sqrt{3}$ )/(100/ $\sqrt{3}$ ) рег. № 47583-11	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
16	Каскад Чирюртских ГЭС, Г-2 10,5 кВ	ТПШЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 рег. № 1423-60	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,2 Ктн = (10500/ $\sqrt{3}$ )/(100/ $\sqrt{3}$ ) рег. № 47583-11	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327L, пер. № 41907-09 YCCB-2, пер. № 54074-13	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
17	Каскад Чирюртских ГЭС, Г-3 6,3 кВ	ТЛО-10 кл.т. 0,2S Ктт = 1500/5 рег. № 25433-06	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 Ктн = $(6300/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 3344-08	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
18	Каскад Чирюртских ГЭС, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Чирюрт - Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-119)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 52261-12	НКФ-110 кл.т. 1 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 922-54	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
19	Каскад Чирюртских ГЭС, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Чирюрт - Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 52261-12	НКФ-110 кл.т. 1 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 922-54	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
20	Каскад Чирюртских ГЭС, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизильторовская (ВЛ-110-106)	JOF-123 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 29311-10	НКФ-110 кл.т. 1 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 922-54	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
21	Каскад Чирюртских ГЭС, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	JOF-123 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 29311-10	НКФ-110 кл.т. 1 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 922-54	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327L, рег. № 41907-09 УCCB-2, рег. № 54074-13	RTU-327L, рег. № 41907-09 УCCB-2, рег. № 54074-13 HP ProLiant DL320e Gen8 v2
22	Каскад Чирюртских ГЭС, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Миатлы (ВЛ-110-111)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 52261-12	НКФ-110 кл.т. 1 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 922-54	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
23	Каскад Чирюртских ГЭС, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - ЗФС I цепь (ВЛ-110-X1)	JOF-123 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 29311-10	НКФ-110 кл.т. 1 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 922-54	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
24	Каскад Чирюртских ГЭС, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - ЗФС II цепь (ВЛ-110-X2)	JOF-123 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 29311-10	НКФ-110 кл.т. 1 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 922-54	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
25	Каскад Чирюртских ГЭС, ОРУ 110 кВ, ОВ 110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 52261-12	НКФ-110 кл.т. 1 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$ )/(100/ $\sqrt{3}$ ) рег. № 922-54	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
26	Каскад Чирюртских ГЭС, КРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.9, ВЛ 6 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - сел. Бавтугай	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 380-49	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-327L, рег. № 41907-09 УCCB-2, рег. № 54074-13	
27	Каскад Чирюртских ГЭС, КРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.4, ВЛ 6 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - ДЭА	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 814-53	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 380-49	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-327L, рег. № 41907-09 УCCB-2, рег. № 54074-13	
28	Гергебильская ГЭС, Г-1 6 кВ	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 22192-03	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 рег. № 11094-87	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327L, рег. № 41907-09 УCCB-2, рег. № 54074-13	
29	Гергебильская ГЭС, Г-2 6 кВ	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 22192-03	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 рег. № 11094-87	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327L, рег. № 41907-09 УCCB-2, рег. № 54074-13	
30	Гергебильская ГЭС, Г-3 6 кВ	ТЛО-10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 рег. № 11094-87	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327L, рег. № 41907-09 УCCB-2, рег. № 54074-13	
31	Гергебильская ГЭС, Г-4 6 кВ	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59 ТВК-10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 8913-82	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 рег. № 11094-87	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327L, рег. № 41907-09 УCCB-2, рег. № 54074-13	
32	Гергебильская ГЭС, Г-5 6 кВ	ТВК-10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 8913-82	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 рег. № 11094-87	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327L, рег. № 41907-09 УCCB-2, рег. № 54074-13	
33	Гергебильская ГЭС, ЗРУ 10 кВ, СШ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Гергебильская ГЭС - сел. Салта (ВЛ-10-1)	ТЛК10-5 кл.т. 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 9143-01	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11	RTU-327L, рег. № 41907-09 УCCB-2, рег. № 54074-13	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
34	Гергебильская ГЭС, ЗРУ 10 кВ, СШ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Гергебильская ГЭС - Гунибская ГЭС (ВЛ-10-2)	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 51623-12	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
35	Гергебильская ГЭС, ЗРУ 10 кВ, СШ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Гергебильская ГЭС - сел. Курми (ВЛ-10-3)	ТЛК10-5 кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 9143-01	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
36	Гергебильская ГЭС, ОРУ 35 кВ, СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Гергебиль - Гергебильская ГЭС (ВЛ-35-1)	ТОЛ-35 III-IV кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 34016-07	ЗНОМ-35-65 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
37	Гергебильская ГЭС, ЗРУ 10 кВ, СШ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Гергебильская ГЭС - сел. Хвартикуни (ВЛ-10-4)	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 51623-12	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
38	Гергебильская ГЭС, ОРУ 35 кВ, СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Гергебильская ГЭС - Ташкапур (ВЛ-35-3)	ТОЛ-35 III-IV кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 34016-07	ЗНОМ-35-65 кл.т. 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
39	Гунибская ГЭС, Г-1 6 кВ	ТЛК10-6 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 9143-01	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 Ктн = (6300/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
40	Гунибская ГЭС, Г-2 6 кВ	ТЛК10-6 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 9143-01	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 Ктн = (6300/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
41	Гунибская ГЭС, Г-3 6 кВ	ТЛК10-6 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 9143-01	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 Ктн = (6300/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
42	Гунибская ГЭС, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Гунибская ГЭС - Хунзах с отпайкой на ПС Карадах (ВЛ-110-189)	ТФНД-110М кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

RTU-327L, пер. № 41907-09  
УCCB-2, пер. № 54074-13

RTU-327L, пер. № 41907-09  
УCCB-2, пер. № 54074-13  
HP ProLiant DL320e Gen8 v2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
43	Гунибская ГЭС, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Гергебиль - Гунибская ГЭС (ВЛ-110-158)	ТФНД-110М кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
44	Гунибская ГЭС, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Гунибская ГЭС - Гуниб (ВЛ-110-193)	ТФЗМ 110Б-И У1 кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 78899-20	НКФ110-83У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327L, пер. № 41907-09 YCCB-2, пер. № 54074-13	
45	Гунибская ГЭС, ВЛ 10 кВ Гергебильская ГЭС - Гунибская ГЭС (ВЛ-10-2)	ТОЛ 10-И кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 15128-01	НОЛ.08 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 3345-04	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
46	Гельбахская ГЭС, Г-1 10,5 кВ	ТЛО-10 кл.т. 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 25433-06	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
47	Гельбахская ГЭС, Г-2 10,5 кВ	ТЛО-10 кл.т. 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 25433-06	ЗНОЛ.06 кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-04	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327L, пер. № 41907-09 YCCB-2, пер. № 54074-13	
48	Гельбахская ГЭС, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Чирюрт - Гельбахская ГЭС (ВЛ-110-184)	JOF-123 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 29311-10	EOF-123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 29312-15	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
49	Гельбахская ГЭС, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199)	JOF-123 кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 29311-10	EOF-123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 29312-15	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327L, пер. № 41907-09 YCCB-2, пер. № 54074-13	
50	Гельбахская ГЭС, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТЧ-3	ТНШЛ 0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 1673-03	-	A1805RALQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		

## Продолжение таблицы 2

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ( $\pm\delta$ ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)}\%$ ,	$\delta_5\%$ ,	$\delta_{20}\%$ ,	$\delta_{100}\%$ ,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1	2	3	4	5	6
1, 3, 4, 9, 10, 15, 16 28 – 32, 37 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
2, 11, 12, 39 – 44, 46, 47 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
5, 48, 49, 52 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
6, 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
7, 8, 13, 14, 26, 27, 45, 55, 56 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
18 – 25 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 1,0)	1,0	1,5	1,2	1,2	1,2
	0,8	1,8	1,6	1,5	1,5
	0,5	3,0	2,7	2,6	2,6
33 – 35 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,9	1,5	1,2
	0,5	-	5,4	2,8	2,0
36, 38, 57 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
50 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
51 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	0,9	0,6	0,5
	0,8	-	1,2	0,7	0,6
	0,5	-	2,0	1,2	0,9
53, 54 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	1,0	0,9
	0,5	-	2,3	1,6	1,4

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ( $\pm\delta$ ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_2\%$ ,	$\delta_5\%$ ,	$\delta_{20}\%$ ,	$\delta_{100}\%$ ,
		$I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1	2	3	4	5	6
1, 3, 4, 9, 10, 15, 16 28 – 32, 37 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
2, 11, 12, 39 – 44, 46, 47 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
5, 48, 49, 52 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
6, 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
7, 8, 13, 14, 26, 27, 45, 55, 56 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,7	1,8	1,5
18 – 25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 1,0)	0,8	2,7	2,4	2,2	2,2
	0,5	1,9	1,6	1,5	1,5
33 – 35 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,4	1,9
	0,5	-	2,7	1,7	1,4
36, 38, 57 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
50 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,6	1,3
51 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	1,9	1,1	1,0
	0,5	-	1,3	0,8	0,8
53, 54 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,1	1,4	1,3
	0,5	-	1,4	1,0	1,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ( $\pm\delta$ ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)}\%$ ,	$\delta_5\%$ ,	$\delta_{20}\%$ ,	$\delta_{100}\%$ ,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1	2	3	4	5	6
1, 3, 4, 9, 10, 15, 16 28 – 32, 37 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,8	2,0
2, 11, 12, 39 – 44, 46, 47 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
5, 48, 49, 52 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,0	1,4	1,2	1,2
6, 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
7, 8, 13, 14, 26, 27, 45, 55, 56 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,9
	0,5	-	5,7	3,3	2,7
18 – 25 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 1,0)	1,0	1,6	1,4	1,3	1,3
	0,8	1,9	1,7	1,7	1,7
	0,5	3,1	2,8	2,7	2,7
33 – 35 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	2,2	1,6	1,5
	0,8	-	3,2	2,0	1,8
	0,5	-	5,6	3,2	2,5
36, 38, 57 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
50 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,5
	0,8	-	3,1	2,0	1,7
	0,5	-	5,6	3,1	2,4
51 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	1,1	0,8	0,8
	0,8	-	1,4	1,0	0,9
	0,5	-	2,2	1,4	1,2
53, 54 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,2	1,0	0,9
	0,8	-	1,5	1,2	1,1
	0,5	-	2,4	1,7	1,6

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ( $\pm\delta$ ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$ ,	$\delta_{5\%}$ ,	$\delta_{20\%}$ ,	$\delta_{100\%}$ ,
		$I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3, 4, 9, 10, 15, 16 28 – 32, 37 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,6	2,7	2,2
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
2, 11, 12, 39 – 44, 46, 47 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,9	2,0	1,8
5, 48, 49, 52 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,3	2,0	1,7	1,7
	0,5	2,0	1,6	1,5	1,5
6, 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,5	2,2	2,0	2,0
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
7, 8, 13, 14, 26, 27, 45, 55, 56 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,6	4,1	3,8
	0,5	-	4,1	3,5	3,4
18 – 25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 1,0)	0,8	3,0	2,8	2,6	2,6
	0,5	2,3	2,1	2,0	2,0
33 – 35 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	5,5	4,0	3,7
	0,5	-	4,1	3,5	3,4
36, 38, 57 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,8	2,0	1,8	1,8
50 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	5,5	3,9	3,6
	0,5	-	4,0	3,4	3,3
51 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	2,4	1,8	1,7
	0,5	-	1,8	1,6	1,5
53, 54 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,5	2,0	2,0
	0,5	-	1,9	1,7	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ( $\pm\Delta$ ), с					5
<p><b>Примечания</b></p> <p>1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности <math>\delta_{1(2)\%P}</math> для <math>\cos\phi=1,0</math> нормируются от <math>I_1\%</math>, границы интервала допускаемой относительной погрешности <math>\delta_{1(2)\%P}</math> и <math>\delta_{2\%Q}</math> для <math>\cos\phi&lt;1,0</math> нормируются от <math>I_2\%</math>.</p> <p>2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p>					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15
температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4
диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УССВ ИВКЭ, УСПД ИВКЭ - для сервера, УССВ ИВК, УСПД ИВК	от -45 до +40 от +5 до +35 от +5 до +35 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее	120000
	72
УСПД RTU-327L: - средняя наработка до отказа, ч, не менее	250000
устройство синхронизации системного времени УССВ-2: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	74500
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
	3
сервер ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД и серверов с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты;

В журналах событий счетчиков, УСПД и серверов фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;

- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- серверах АИИС КУЭ (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТШЛ 20	12 шт.
Трансформатор тока	JOF-362	6 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТШВ15	6 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-III	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	12 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	12 шт.
Трансформатор тока	JOF-123	18 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТПФМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	6 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТВК-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТЛК10-5	4 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	4 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-35 III-IV	4 шт.
Трансформатор тока	ТЛК10-6	9 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-110М	6 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-1 У1	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	2 шт.
Трансформатор тока	ТНШЛ 0,66	3 шт.
Трансформатор тока	ТШ20	3 шт.
Трансформатор тока	ТШЛ-20-1	3 шт.
Трансформатор тока	IMB 362	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10	6 шт.
Трансформатор тока	TG	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК	12 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-15	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЕСF 362	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-М-330	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-330	6 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-6	4 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	9 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	18 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110	9 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НОЛ.08	2 шт.
Трансформатор напряжения	EOF-123	6 шт.
Трансформатор напряжения	TJC 6-G	6 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-6-77	4 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	44 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1805RALQ-P4GB-DW-4	13 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327L	9 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	8 шт.
Сервер	HP ProLiant DL320e Gen8 v2	2 шт.
Паспорт-формуляр	БЕКВ.422231.102 ПФ	1 экз.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) Филиала ОАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал». Методика измерений аттестована ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311703.

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

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 «Региональная инженерно-технологическая энергокомпания - Союз» (ЗАО «РИТЭК-СОЮЗ»)

ИНН 2309005375

Адрес: 350080, г. Краснодар, ул. Демуса, д. 50

Юридический адрес: 350033, г. Краснодар, Константиновский пер., 26, оф. 305

Телефон: +7(861) 212-50-40

Факс: +7(861) 212-54-99

### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: [www.rostest.ru](http://www.rostest.ru)

E-mail: [info@rostest.ru](mailto:info@rostest.ru)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.