

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15 » сентябрь 2025 г. № 1969

Регистрационный № 90255-23

Лист № 1
Всего листов 23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» – «Каскад Кубанских ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» – «Каскад Кубанских ГЭС» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные измерительные устройства (в АИИС КУЭ выполняют функции счетчиков электроэнергии, далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ филиала ПАО «РусГидро» – «Каскад Кубанских ГЭС» (сервер АИИС КУЭ) (расположенный в серверном помещении на ГЭС-4), локальную вычислительную сеть (ЛВС), устройства (основное и резервное) синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного обмена между уровнями системы, технические средства для обеспечения ЛВС и разграничения доступа к информации, программное обеспечение (ПО) «Энергосфера».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, диагностики состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей и связи поступают на соответствующие входы счетчика. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют 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 0,2 с.

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

На верхнем уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов:

- периодический и/или по запросу сбор привязанных к шкале координированного времени UTC(SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин) во всех ИК;
- периодический и/или по запросу сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИК, а также сбор служебных параметров;
- хранение результатов измерений по заданным критериям (первой, рассчитанной и замещенной информации и т.д.) и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- прием и обработка данных от смежных АИИС КУЭ (30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии по точкам измерений и данных о состоянии соответствующих средств измерений);
- формирование интегральных актов электроэнергии и актов учета перетоков электроэнергии;
- формирование и передача результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в виде XML-файлов установленных форматов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», смежным и прочим заинтересованным организациям;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом (пломбирование) 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 (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется отправкой сформированных XML-файлов по сети Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации системного времени (УССВ), которые охватывают уровни ИИК и ИВК. Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени Российской Федерации UTC(SU). В состав входят часы счетчиков, сервера АИИС КУЭ. В качестве устройства синхронизации времени используются ИСС-2 со встроенным ГЛОНАСС/GPS приемником, установленные на ГЭС-4 (основной) и на ГЭС-2 (резервный).

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УССВ происходит один раз в час. Синхронизация часов сервера АИИС КУЭ и УССВ осуществляется при наличии любого минимального расхождения между показаниями часов сервера АИИС КУЭ и УССВ.

Сравнение показаний часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ, происходит не реже одного раза в сутки. Синхронизация времени часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ на величину более чем ±2 с.

Факт корректировки времени отражается в журналах событий счетчиков и сервера ИВК с указанием времени (включая секунды) корректируемого и корректирующего компонентов в момент, предшествующий коррекции, и (или) величины коррекции.

АИИС КУЭ присвоен заводской номер 512. Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне шкафа сервера АИИС КУЭ, типографским способом. Дополнительно заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

На уровне ИВК в АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». Защита программного обеспечения АИИС КУЭ и данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений осуществляется на аппаратном и программном уровне. Для защиты ПО АИИС КУЭ и данных реализован алгоритм авторизации и разграничения полномочий пользователей. Для защиты передаваемых данных осуществляется их кодирование, обеспечиваемое ПО ПК «Энергосфера». Идентификационные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	не ниже 8.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6cab9318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Другие идентификационные данные	pso_metr.dll

Уровень защиты программного обеспечения ПК «Энергосфера» от непреднамеренных и преднамеренных изменений «средний», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4, 5.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
ГАЭС					
1.01	НА-1	ТПЛ-10 Ктг=400/5 КТ=0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-53	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18 УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR
1.02	НА-2	ТПЛ-10 Ктг=400/5 КТ=0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-53	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
1.03	НА-3	ТПЛ-10 Ктг=400/5 КТ=0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-53	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
1.04	НА-4	ТПЛ-10 Ктг=400/5 КТ=0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-53	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
1.05	НА-5	ТПЛ-10 Ктг=400/5 КТ=0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-53	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
1.06	НА-6	ТПЛ-10 Ктг=400/5 КТ=0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-53	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
1.07	КВЛ 110 кВ ГАЭС – Береговая	F35-СТ4 Ктг=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 40730-09	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
1.08	КВЛ 110 кВ ГАЭС – ГЭС-1	F35-СТ4 КТт=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 40730-09	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УCCB основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18 УCCB резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR
1.09	КЛ 6 кВ ГАЭС – Стройгородок-1	ТПЛ-10 КТт=400/5 КТ=0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-53	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
1.10	КЛ 6 кВ ГАЭС – Стройгородок-2	ТПЛ-10 КТт=200/5 КТ=0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-53	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
ГЭС-1					
2.01	ГГ1	ТЛШ-10-1 КТт=1500/5 КТ=0,2S Рег. № 64182-16	ЗНОЛ.06.4-10 Ктн=10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 46738-11	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
2.02	ГГ2	ТЛШ-10-1 КТт=1500/5 КТ=0,2S Рег. № 64182-16	ЗНОЛ.06.4-10 Ктн=10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 46738-11	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УCCB основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18 УCCB резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR
2.03	КВЛ 110 кВ ГАЭС – ГЭС-1	F35-СТ4 КТт=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 40730-09	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
2.04	КВЛ 110 кВ ГЭС-2 – ГЭС-1	F35-СТ4 КТт=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 40730-09	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
2.05	Ф. Плавка гололёда	ТЛШ-10-1 КТт=1500/5 КТ=0,2S Рег. № 64182-16	ЗНОЛ.06.4-10 Ктн=10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 46738-11	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ГЭС-2					
3.01	ГГ1	ТЛШ-10 КТТ=3000/5 КТ=0,2S Рег. № 64182-16	ЗНОЛП.4-10 Ктн= 10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег.№ 46738-11	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
3.02	ГГ2	ТЛШ-10 КТТ=3000/5 КТ=0,2S Рег. № 64182-16	ЗНОЛП.4-10 Ктн= 10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег.№ 46738-11	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
3.03	ГГ3	ТЛШ-10 КТТ=3000/5 КТ=0,2S Рег. № 64182-16	ЗНОЛП.4-10 Ктн= 10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег.№ 46738-11	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
3.04	ГГ4	ТЛШ-10 КТТ=3000/5 КТ=0,2S Рег. № 64182-16	ЗНОЛП.4-10 Ктн= 10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег.№ 46738-11	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18 УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR
3.05	КВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – ГЭС-2	ТОГФ-330 КТТ=2000/1 КТ=0,2S Рег. № 82676-21	НДКМ-330 Ктн=330000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег.№ 60542-15	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
3.06	КВЛ 330 кВ ГЭС-2 – Машук	ТОГФ-330 КТТ=2000/1 КТ=0,2S Рег. № 82676-21	НДКМ-330 Ктн=330000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег.№ 60542-15	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
3.07	КВЛ 110 кВ ГЭС-2 – ГЭС-1	B65-СТ КТТ=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 46841-11	SU 145/H53 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 55625-13	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
3.08	КВЛ 110 кВ ГЭС-2 – Т-302	B65-СТ КТТ=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 46841-11	SU 145/H53 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 55625-13	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3.09	КВЛ 110 кВ ГЭС-2 – Майская	B65-СТ Ктт=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 46841-11	SU 145/H53 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 55625-13	ESM- HV100-24- A2E2-02A KT=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
3.10	ОВ 110 кВ	B65-СТ Ктт=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 46841-11	SU 145/H53 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 55625-13	ESM- HV100-24- A2E2-02A KT=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
3.11	Ввод 6 кВ, Т-ПГ (плавка гололёда)	ТПЛ-НТЗ-10 Ктт=100/5 КТ=0,2S Рег. № 69608-17	ЗНОЛП.4-6 Ктн= 6300: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 46738-11	ESM- HV100-24- A2E2-02A KT=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
3.12	ВЛ 6 кВ ГЭС-2 – ГЭС-1 (Ф-62)	ТВЛМ-10 Ктт=100/5 КТ=0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-53	ESM- HV100-24- A2E2-02A KT=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18 УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR
3.13	КЛ 6 кВ ГЭС-2 – Ударный (Ф-63)	ТВЛМ-10 Ктт=100/5 КТ=0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-53	ESM- HV100-24- A2E2-02A KT=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
3.14	ВЛ 6 кВ ГЭС-2 – ШПР-3 (Ф-64)	ТВЛМ-10 Ктт=50/5 КТ=0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-53	ESM- HV100-24- A2E2-02A KT=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
3.15	ВЛ 6 кВ ГЭС-2 – Облместпром (Ф-66)	ТВЛМ-10 Ктт=100/5 КТ=0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-53	ESM- HV100-24- A2E2-02A KT=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
3.16	КРУН-6 кВ, ВЛ 6 кВ ГЭС-2 – ГЭС-1 (Ф-62)	ТПЛ-НТЗ-10 Ктт=100/5 КТ=0,2S Рег. № 69608-17	ЗНОЛП.4-6 Ктн= 6300: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 46738-11	ESM- HV100-24- A2E2-02A KT=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3.17	КРУН-6 кВ, КВЛ 6 кВ ГЭС-2 – Ударный (Ф-63)	ТЛП-10 Ктт=200/5 КТ=0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛ.4-6 Ктн=6300: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 46738-11	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18 УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR
3.18	КРУН-6 кВ, ВЛ 6 кВ ГЭС-2 – Облместпром (Ф-66)	ТЛП-10 Ктт=200/5 КТ=0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛ.4-6 Ктн=6300: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 46738-11	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
ГЭС-3					
4.01	ГГ1	ТПОЛ-10М Ктт=2000/5 КТ=0,2S Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06.4-10 Ктн=10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 46738-11	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
4.02	ГГ2	ТЛШ-10 Ктт=2000/5 КТ=0,2S Рег. № 64182-16	ЗНОЛ.06.4-10 Ктн=10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 46738-11	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
4.03	ГГ3	ТПОЛ-10М Ктт=2000/5 КТ=0,2S Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06.4-10 Ктн=10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 46738-11	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18 УССВ
4.04	КВЛ 110 кВ ГЭС-3 – Водораздел	F35-СТ4 Ктт=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 40730-09	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR
4.05	КВЛ 110 кВ ГЭС-4 – ГЭС-3	F35-СТ4 Ктт=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 40730-09	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
4.06	КВЛ 110 кВ ГЭС-3 – Ново- Невинномысская	F35-СТ4 Ктт=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 40730-09	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4.07	ВЛ 35 кВ ГЭС-4 – ГЭС-3 (Л-392)	ТЛО-35 Ктт=100/5 КТ=0,2S Рег. № 36291-11	ЗНОЛП-ЭК-35 Ктн=35000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег. № 68841-17	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
4.08	КЛ 6 кВ ГЭС-3 – п. Каскадный (Ф-62)	ТПЛ-НТ3-10 Ктт=100/5 КТ=0,2S Рег. № 69608-17	ЗНОЛП.4-6 Ктн=6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 46738-11	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18
4.09	ВЛ 6 кВ ГЭС-3 – совхоз, насосная (Ф-63)	ТПЛ-НТ3-10 Ктт=100/5 КТ=0,2S Рег. № 69608-17	ЗНОЛП.4-6 Ктн=6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 46738-11	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR
4.10	КЛ 6 кВ ГЭС-3 – п. Каскадный (Ф-65)	ТПЛ-НТ3-10 Ктт=100/5 КТ=0,2S Рег. № 69608-17	ЗНОЛП.4-6 Ктн=6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 46738-11	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	

ГЭС-4

5.01	Г-1	ТПШЛ-10 Ктт=2000/5 КТ=0,5 Рег. № 1423-60	НТМИ-10-66 Ктн=10000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-69	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
5.02	Г-2	ТПШЛ-10 Ктт=2000/5 КТ=0,5 Рег. № 1423-60	НТМИ-10-66 Ктн=10000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-69	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18
5.03	Г-3	ТПШЛ-10 Ктт=2000/5 КТ=0,5 Рег. № 1423-60	НТМИ-10-66 Ктн=10000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-69	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR
5.04	ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – ГЭС-4	ТФКН-330 Ктт=2000/1 КТ=0,5 Рег. № 79930-20	НКФ-330 Ктн=330000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег. № 2939-72	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5.05	ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Невинномысск	ТФКН-330 Ктг=2000/1 КТ=0,5 Рег. № 79930-20; 4059-74	НКФ-330 Ктн=330000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег. № 2939-72	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
5.06	ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск	ТФКН-330 Ктг=2000/1 КТ=0,5 Рег. № 79930-20	НКФ-330 Ктн=330000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег. № 2939-72	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
5.07	ВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Кузминская ВЭС	TG 145N Ктг=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 30489-09	НКФ-110-57 У1 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег. № 14205-94	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18
5.08	КВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Свистухинская ГЭС	ТФНД-110М-II Ктг=1000/1 КТ=0,5 Рег. № 79931-20	НКФ-110-57 У1 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег. № 14205-94	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/
5.09	ВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Азот (Л-111)	ТФНД-110М-II Ктг=1000/1 КТ=0,5 Рег. № 79931-20	НКФ-110-57 У1 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег. № 14205-94	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	SB 102-UR
5.10	КВЛ 110 кВ ГЭС-4 – ГЭС-3	ТФНД-110М-II Ктг=1000/1 КТ=0,5 Рег. № 79931-20	НКФ-110-57 У1 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег. № 14205-94	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
5.11	ВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Азот (Л-115)	ТФНД-110М-II Ктг=1000/1 КТ=0,5 Рег. № 79931-20	НКФ-110-57 У1 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег. № 14205-94	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5.12	ВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Ново-Невинномысская (Л-113)	TG 145N Ктт=1000/1 КТ=0,5 Рег. № 30489-05	НКФ-110-57 У1 Ктн=110000:√3/100:√3 КТ=0,5 Рег. № 14205-94	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
5.13	ОВ М-2	ТФНД-110М-II Ктт=1000/1 КТ=0,5 Рег. № 79931-20	НКФ-110-57 У1 Ктн=110000:√3/100:√3 КТ=0,5 Рег. № 14205-94	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
5.14	ВЛ 35 кВ ГЭС-4 – Стародворцовская (Л-391)	ТШ-ЭК-0,66 Ктт=100/5 КТ=0,5S Рег. № 59785-15	НАЛИ-НТЗ-35 Ктн=35000/100 КТ=0,5 Рег. № 70747-18	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18
5.15	ВЛ 35 кВ ГЭС-4 – ГЭС-3 (Л-392)	ТШ-ЭК-0,66 Ктт=100/5 КТ=0,5S Рег. № 59785-15	НАЛИ-НТЗ-35 Ктн=35000/100 КТ=0,5 Рег. № 70747-18	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR
5.16	ВЛ 35 кВ ГЭС-4 – Прирельсовая база (Л-393)	ТШ-ЭК-0,66 Ктт=100/5 КТ=0,5S Рег. № 59785-15	НАЛИ-НТЗ-35 Ктн=35000/100 КТ=0,5 Рег. № 70747-18	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
5.17	ВЛ 6 кВ ГЭС-4 – Аварийный водовыпуск (Ф-ABB)	ТЛМ-10 Ктт=100/5 КТ=0,5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ.06-6 Ктн=6000:√3/100:√3 КТ=0,5 Рег. № 3344-08	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
Свищухинская ГЭС					
6.01	Г-1	ТЛО-10 Ктт=400/5 КТ=0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-53	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18
6.02	Г-2	ТЛО-10 Ктт=400/5 КТ=0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-53	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6.03	Г-3	ТЛО-10 Ктт=600/5 КТ=0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 2611-70	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
6.04	Г-4	ТЛО-10 Ктт=600/5 КТ=0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 2611-70	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
6.05	КВЛ 110 кВ Свистухинская ГЭС – Пригородная с отпайкой на ПС Темнолесская	F35-СТ4 Ктт=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 40730-09	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
6.06	КВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Свистухинская ГЭС	F35-СТ4 Ктт=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 40730-09	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18 УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR
6.07	ВЛ-10 кВ Свистухинская ГЭС – Очистные сооружения и водонапорная (Ф-132)	ТПЛ-10 Ктт=50/5 КТ=0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10 Ктн=10000/100 КТ=0,2 Рег. № 11094-87	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
6.08	ВЛ 10 кВ Кольцевой (Ф-133)	ТВК-10 Ктт=150/5 КТ=0,5 Рег. № 8913-82	НАМИ-10 Ктн=10000/100 КТ=0,2 Рег. № 11094-87	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
6.09	ВЛ 10 кВ Свистухинская ГЭС – п. Свистухинский (Ф-134)	ТВК-10 Ктт=150/5 КТ=0,5 Рег. № 8913-82	НАМИ-10 Ктн=10000/100 КТ=0,2 Рег. № 11094-87	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
6.10	ВЛ 10 кВ Свистухинская ГЭС – Рыбхоз, Строители (Ф-135)	ТВК-10 Ктт=150/5 КТ=0,5 Рег. № 8913-82	НАМИ-10 Ктн=10000/100 КТ=0,2 Рег. № 11094-87	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Сенгилеевская ГЭС					
7.01	Г-1	ТПОФ КТТ=750/5 КТ=0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-53	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
7.02	Г-2	ТПОФ КТТ=750/5 КТ=0,5 Рег. № 518-50	НОМ-6 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 159-49	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
7.03	Г-3	ТПОФ КТТ=750/5 КТ=0,5 Рег. № 518-50	HTMK-6 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 323-49	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
7.04	КВЛ 110 кВ Сенгилеевская ГЭС – Забайкаловская	F35-СТ4 КТТ=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 40730-09	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18 УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR
7.05	КВЛ 110 кВ Сенгилеевская ГЭС – III-й Подъем № 1 с отпайкой на ПС Прибрежная	F35-СТ4 КТТ=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 40730-09	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
7.06	КВЛ 110 кВ Сенгилеевская ГЭС – III-й Подъем № 2 с отпайкой на ПС Прибрежная	F35-СТ4 КТТ=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 40730-09	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
7.07	КВЛ 110 кВ Егорлыкская ГЭС – Сенгилеевская ГЭС	F35-СТ4 КТТ=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 40730-09	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
7.08	ВЛ 10 кВ Сенгилеевская ГЭС – Надзорное, ТП-1 Н.Б., ТП Конц. сброса (Φ-130)	ТЛК-10 КТТ=150/5 КТ=0,5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 Ктн=10000/100 КТ=0,5 Рег. № 16687-97	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7.09	ВЛ 10 кВ Сенгилеевская ГЭС – Ф-105 Егорлыкской ГЭС (Ф-131)	ТЛК-10 КТТ=150/5 КТ=0,5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег. № 16687-97	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18
7.10	ВЛ 10 кВ Сенгилеевская ГЭС – Приозёрный (Ф-132)	ТЛК-10 КТТ=150/5 КТ=0,5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег. № 16687-97	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/
7.11	ВЛ 10 кВ Сенгилеевская ГЭС – Новомарьевка (Ф-133)	ТЛК-10 КТТ=150/5 КТ=0,5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег. № 16687-97	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	SB 102-UR
Егорлыкская ГЭС					
8.01	ГГ1	ТПОЛ-10 КТТ=1500/5 КТ=0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-53	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
8.02	ГГ2	ТПОЛ-10 КТТ=1500/5 КТ=0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10 КТН=10000/100 КТ=0,5 Рег. № 831-53	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18
8.03	КВЛ 110 кВ Егорлыкская ГЭС – Сенгилеевская ГЭС	F35-СТ4 КТТ=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 КТН=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 40730-09	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/
8.04	КВЛ 110 кВ Егорлыкская ГЭС – Егорлыкская ГЭС-2	F35-СТ4 КТТ=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 40729-09	SUD 145/H79-F35 КТН=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 40730-09	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	SB 102-UR

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8.05	ВЛ 10 кВ Егорлыкская ГЭС – Сенгилеевская ГЭС, (Ф-105)	ТОЛ-10-I КТт=100/5 КТ=0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП Ктн=10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег. № 23544-07	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
8.06	ВЛ 10 кВ Егорлыкская ГЭС – Водхоз (Ф-106)	ТОЛ-10-I КТт=100/5 КТ=0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП Ктн=10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег. № 23544-07	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18
8.07	ВЛ 10 кВ Егорлыкская ГЭС – МЖК Водхоз (Ф-107)	ТОЛ-10-I КТт=100/5 КТ=0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП Ктн=10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег. № 23544-07	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR
8.08	ВЛ 10 кВ Егорлыкская ГЭС – Егорлыкская ГЭС-2 (Ф-108)	ТОЛ-10 УТ2 КТт=100/5 КТ=0,5S Рег. № 6009-77	ЗНОЛП Ктн=10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег. № 23544-07	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
Егорлыкская ГЭС-2					
9.01	Г-1	ТЛО-10 КТт=400/5 КТ=0,2S Рег. № 25433-03	ЗНОЛП.4-10 Ктн=10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 23544-07	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
9.02	Г-2	ТЛО-10 КТт=400/5 КТ=0,2S Рег. № 25433-03	ЗНОЛП.4-10 Ктн=10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 23544-07	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18
9.03	Г-3	ТЛО-10 КТт=400/5 КТ=0,2S Рег. № 25433-03	ЗНОЛП.4-10 Ктн=10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 23544-07	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR
9.04	Г-4	ТЛО-10 КТт=400/5 КТ=0,2S Рег. № 25433-03	ЗНОЛП.4-10 Ктн=10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 23544-07	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9.05	КВЛ 110 кВ Егорлыкская ГЭС – Егорлыкская ГЭС-2	TG 145N Ктт=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 30489-09	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 24218-03	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
9.06	ВЛ 110 кВ Егорлыкская ГЭС-2 – Дружба (Л-15)	TG 145N Ктт=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 30489-09	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 24218-03	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18 УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR
9.07	ОВ М-2	TG 145N Ктт=1000/1 КТ=0,2S Рег. № 30489-09	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 24218-03	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
9.08	ВЛ 10 кВ Егорлыкская ГЭС – Егорлыкская ГЭС-2 (Ф-108)	ТЛО-10 Ктт=400/5 КТ=0,2S Рег. № 25433-03	ЗНОЛ Ктн=10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,2 Рег. № 33044-06	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	
Новотроицкая ГЭС					
10.01	Г-1	ТОЛ-10 Ктт=300/5 КТ=0,5 Рег. № 7069-79	НОЛ.08-6 УТ2 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 3345-04	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18
10.02	Г-2	ТОЛ-10 Ктт=300/5 КТ=0,5 Рег. № 7069-79	НОЛ.08-6 УТ2 Ктн=6000/100 КТ=0,5 Рег. № 3345-04	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR
10.03	ВЛ 35 кВ Новотроицкая ГЭС – Междуреченская (Л-659)	GIF 40,5 Ктт=150/5 КТ=0,2S Рег. № 30368-05	4МТ 40,5 Ктн=35000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ=0,5 Рег. № 35057-07	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10.04	ВЛ 35 кВ Междуреченская – Фильтровальная с отпайкой на Новотроицкую ГЭС (Л-636)	GIF 40,5 Ктг=150/5 КТ=0,2S Рег. № 30368-05	4МТ 40,5 Ктн=35000:√3/100:√3 КТ=0,5 Рег. № 35057-07	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ основное: ИСС-2 Рег. № 71235-18 УССВ резервное: ИСС-2 Рег. № 71235-18/ SB 102-UR
10.05	К трансформатору T-36 Новотроицких ЭС	ТОЛ-35 Ктг=100/5 КТ=0,5S Рег. № 21256-07	4МТ 40,5 Ктн=35000:√3/100:√3 КТ=0,5 Рег. № 35057-07	ESM- HV100-24- A2E2-02A КТ=0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	

Примечания:

1. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в настоящей таблице, при условии, что ПАО «РусГидро» не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УССВ на аналогичные средства измерений утвержденного типа.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменений используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном ПАО «РусГидро» порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК при измерении активной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	$\cos\phi$	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_{2(1^*)} \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1.01-1.06, 1.09-1.10, 3.12-3.15, 5.01-5.06, 5.08-5.13, 5.17, 7.01-7.03, 7.08-7.11, 8.01-8.02, 8.05-8.07, 10.01-10.02 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.	$\pm 1,8$	$\pm 1,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	
	0,8	не норм.	$\pm 2,8$	$\pm 3,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,8$	$\pm 1,2$	$\pm 1,5$	
	0,5	не норм.	$\pm 5,4$	$\pm 5,5$	$\pm 2,9$	$\pm 3,1$	$\pm 2,2$	$\pm 2,4$	
1.07-1.08, 2.01-2.05, 3.01-3.11, 3.16-3.18, 4.01-4.06, 4.08-4.10, 6.05-6.06, 7.04-7.07, 8.03-8.04, 9.01-9.08 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,2S	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 0,6$	$\pm 0,9$	$\pm 0,5$	$\pm 0,8$	$\pm 0,5$	$\pm 0,8$
	0,8	$\pm 1,1$	$\pm 1,4$	$\pm 0,8$	$\pm 1,1$	$\pm 0,6$	$\pm 1,0$	$\pm 0,6$	$\pm 1,0$
	0,5	$\pm 1,8$	$\pm 2,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,6$	$\pm 0,9$	$\pm 1,4$	$\pm 0,9$	$\pm 1,4$
4.07, 5.07, 6.01-6.04, 10.03-10.04 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 0,8$	$\pm 1,0$	$\pm 0,7$	$\pm 1,0$	$\pm 0,7$	$\pm 1,0$
	0,8	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,3$	$\pm 0,9$	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$	$\pm 1,2$
	0,5	$\pm 2,1$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,7$
6.07-6.10 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.	$\pm 1,7$	$\pm 1,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,2$	$\pm 0,7$	$\pm 1,0$	
	0,8	не норм.	$\pm 2,8$	$\pm 2,9$	$\pm 1,4$	$\pm 1,7$	$\pm 1,0$	$\pm 1,3$	
	0,5	не норм.	$\pm 5,3$	$\pm 5,4$	$\pm 2,7$	$\pm 2,9$	$\pm 1,9$	$\pm 2,1$	
5.14-5.16, 8.08, 10.05 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	$\pm 1,8$	$\pm 1,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$
	0,8	$\pm 2,5$	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,8$	$\pm 1,2$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,5$
	0,5	$\pm 4,8$	$\pm 4,9$	$\pm 3,0$	$\pm 3,1$	$\pm 2,2$	$\pm 2,4$	$\pm 2,2$	$\pm 2,4$

Примечание – В таблице приняты следующие условные обозначения:

$I_{2(1)}, I_5, I_{20}, I_{100}$ и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 2 (1), 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ;

(1*) – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности для коэффициента мощности $\cos\phi$, равного 1, нормируется в диапазоне первичного тока $I_1 \leq I < I_5$;

δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности;

δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности;

Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая);

В качестве характеристик относительной погрешности ИК АИИС КУЭ указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК при измерении реактивной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	$\sin\phi$	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_{2(1^*)} \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1.01-1.06, 1.09-1.10, 3.12-3.15, 5.01-5.06, 5.08-5.13, 5.17, 7.01-7.03, 7.08-7.11, 8.01-8.02, 8.05-8.07, 10.01-10.02 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5	0,6	не норм.	$\pm 4,4$	$\pm 4,9$	$\pm 2,4$	$\pm 3,2$	$\pm 1,8$	$\pm 2,8$	
	0,87	не норм.	$\pm 2,5$	$\pm 3,1$	$\pm 1,5$	$\pm 2,3$	$\pm 1,2$	$\pm 2,2$	
1.07-1.08, 2.01-2.05, 3.01-3.11, 3.16-3.18, 4.01-4.06, 4.08-4.10, 6.05-6.06, 7.04-7.07, 8.03-8.04, 9.01-9.08 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,5	0,6	$\pm 1,7$	$\pm 2,8$	$\pm 1,2$	$\pm 2,5$	$\pm 0,9$	$\pm 2,4$	$\pm 0,9$	$\pm 2,4$
	0,87	$\pm 1,3$	$\pm 2,2$	$\pm 0,9$	$\pm 2,0$	$\pm 0,7$	$\pm 1,9$	$\pm 0,7$	$\pm 1,9$
4.07, 5.07, 6.01-6.04, 10.03-10.04 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5	0,6	$\pm 1,9$	$\pm 2,9$	$\pm 1,5$	$\pm 2,6$	$\pm 1,3$	$\pm 2,5$	$\pm 1,3$	$\pm 2,5$
	0,87	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$	$\pm 1,1$	$\pm 2,1$	$\pm 0,9$	$\pm 2,0$	$\pm 0,9$	$\pm 2,0$
6.07-6.10 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,5	0,6	не норм.	$\pm 4,3$	$\pm 4,8$	$\pm 2,2$	$\pm 3,1$	$\pm 1,6$	$\pm 2,7$	
	0,87	не норм.	$\pm 2,5$	$\pm 3,1$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$	$\pm 1,0$	$\pm 2,1$	
5.14-5.16, 8.08, 10.05 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5	0,6	$\pm 3,9$	$\pm 4,5$	$\pm 2,5$	$\pm 3,3$	$\pm 1,8$	$\pm 2,8$	$\pm 1,8$	$\pm 2,8$
	0,87	$\pm 2,3$	$\pm 3,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,4$	$\pm 1,2$	$\pm 2,2$	$\pm 1,2$	$\pm 2,2$
Примечание – В таблице приняты следующие обозначения:									
$I_2, I_5, I_{20}, I_{100}$ и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 2, 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_h ;									
δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности;									
δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности.									
Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая);									
В качестве характеристик относительной погрешности ИК АИИС КУЭ указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.									

Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы компонентов времени АИИС КУЭ, входящих в состав УССВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ± 5 с.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	102
Нормальные условия эксплуатации компонентов ИК АИИС КУЭ	
Параметры сети:	
– напряжение, % от U_n	от 98 до 102
– сила тока, % от I_n	от 1 (5) до 120
– коэффициент мощности	0,9
Температура окружающей среды, °C	от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:	
– температура окружающей среды трансформаторов, °C	от -40 до +50
– температура окружающей среды счетчиков, °C	от -18 до +35
– температура окружающей среды ИВК, °C	от +15 до +30
– относительная влажность воздуха при +30 °C, %, не более	90
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Рабочие условия эксплуатации АИИС КУЭ	
– параметры сети:	
– напряжение, % от U_n	от 90 до 110
– сила тока, % от I_n	от 1 (5) до 120
– частота, Гц	от 49,6 до 50,4
– коэффициент мощности, не менее	0,5
– индукция магнитного поля внешнего происхождения, мТл, не более	0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	170000
– среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Устройство синхронизации времени ИСС:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	125000
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее	123
– пятиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее	5
– при отключении питания, лет, не менее	20
Сервер:	
– хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью системы гарантированного питания.

В журналах событий счетчиков фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

В журналах событий сервера фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени счетчиков и сервера.

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

наносится на титульный листы эксплуатационной документации АИС КУЭ формулляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФУМ-330А-У1	6
Трансформаторы тока	ТФУМ-330	1
Трансформаторы тока	ТФКН-330	17
Трансформаторы тока	В65-СТ	12
Трансформаторы тока	F35-СТ4	15
Трансформаторы тока	ТФНД-110М-II	15
Трансформаторы тока	ТОГФ-330	6
Трансформаторы тока	TG 145N	15
Трансформаторы тока	ТЛО-35	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	3
Трансформаторы тока	GIF 40,5	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10М	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	9
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	8
Трансформаторы тока	ТПЛ-НТЗ-10	15
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1-8	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	15
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	27
Трансформаторы тока шинные	ТЛШ-10	24
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	9
Трансформаторы тока	ТЛП-10	6
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТВК-10	9
Трансформаторы тока	ТЛК-10	14
Трансформаторы тока	ТПОФ	9
Трансформаторы тока	ТШ-ЭК-0,66	9
Трансформаторы напряжения	НКФ-330	9
Трансформаторы напряжения	НДКМ-330	6

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформаторы напряжения	SU 145/H53	6
Трансформаторы напряжения	SUD 145/H79-F35	12
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения антрезонансные трехфазные	НАЛИ-НТЗ-35	1
Трансформаторы напряжения	4МТ 40,5	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	15
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП.4-10	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-35	3
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06.4-10	15
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	2
Трансформаторы напряжения	НТМК-6	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП.4-6	15
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	3
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08-6 УТ2	4
Устройства измерительные многофункциональные	ESM-HV100-24-A2E2-02A	102
Устройство синхронизации времени	ИСС-2	2
Сервер АИИС КУЭ	SB 102-UR	1
Формуляр	ТЕ.411711.512.01 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» – «Каскад Кубанских ГЭС», аттестованном ФБУ «Нижегородский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00269-2013.

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»

Правообладатель

Филиал Публичного акционерного общества ПАО «РусГидро» — «Каскад Кубанских ГЭС»
(Филиал ПАО «РусГидро» — «Каскад Кубанских ГЭС»)
ИНН 2460066195
Юридический адрес: 660017, г. Краснодарск, ул. Дубровинского, д. 43, к. 1
Телефон: +7 (86554) 6-89-01
Факс: +7 (86554) 6-85-50
Web-сайт: <http://www.kkges.rushydro.ru>
E-mail: kkges@rushydro.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТЕЛЕКОР»
(ООО «ТЕЛЕКОР»)
ИНН 7704254928
Адрес: 143001, Московская обл., г. Одинцово, ул. Чистяковой, д. 2, эт. 1, помещ. XXXIII,
ком. 21
Телефон (факс): +7 (495) 795-09-30
E-mail: info@telecor.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области»
(ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)
Адрес: 603950, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, ул. Республикаанская, д. 1
Телефон (факс): 8- 800-200-22-14
Web-сайт: <http://www.nncsm.ru>
E-mail: mail@nncsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30011-13

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «ЛЕММА»
(ООО «ЛЕММА»)
ИНН 6658513154
Адрес: 620028, г Екатеринбург, б-р Верх-Исетский, д. 13, литер «Н», помещ. № 22,
помещ. № 26
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
Росаккредитации RA.RU.RA.RU.314006