

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС» в части Кубанская ГЭС-4 ВЛ 110 кВ ГЭС-4 - ПС Южная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС» в части Кубанская ГЭС-4 ВЛ 110 кВ ГЭС-4 - ПС Южная (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчётов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ -4ТМ.03М, класса точности 0,2S/0,5 по ГОСТ Р 52323-05 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) (СИКОН С70, Госреестр № 28822-05, зав. № 06796), устройство синхронизации времени и коммутационное оборудование.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (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.

Измерительный канал (далее – ИК) состоит из трех уровней АИИС 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 производит 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 проводным линиям (основной канал) и по GSM – каналу (резервный) на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

ИВК с периодичностью не реже чем один раз в сутки производит автоматизированный сбор результатов измерений с УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача результатов измерений в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая выполняет законченную функцию измерений времени и обеспечивает синхронизацию времени в АИИС КУЭ. СОЕВ создана на основе устройства синхронизации системного времени УСВ-1, в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов УСПД происходит при каждом сеансе связи с УСВ-1. Корректировка часов осуществляется автоматически при обнаружении рассогласования времени УСВ-1 и УСПД более чем на ± 1 с. (программируемый параметр). Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД не более чем на ± 3 с (программируемый параметр).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сутки.

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

Программное обеспечение

Уровень ИВК содержит программное обеспечение «Emcos Corporate», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
«Emcos Corporate»	Динамическая библиотека электронного ключа HASP	stset.dll	EMCOS Corporate 2	bd3e9a0d64ea de48e6f4369ea 49fb4e0	MD5

- Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.
- Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав 1-го уровня и метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав 1-го уровня				К _{ГТ} ·К _{ЛН} ·К _{Сч}	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер				Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %				
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10			
1	ВЛ-110 кВ Л-64, П с.ш., ячейка № 1 (Кубанская ГЭС-4 - ПС «Южная»)	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/1	A	TG 145N	06289	1100000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	0,8	2,2			
				B	TG 145N	06287								
				C	TG 145N	06288								
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3	A	НКФ-110-57	961434						Реактивная	1,6	2,0
				B	НКФ-110-57	966448								
				C	НКФ-110-57	966372								
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{Сч} = 1	СЭТ-4ТМ.03М.16	0812120218	A			НКФ-110-57	1101517				
						B			НКФ-110-57	1101468				
						C			НКФ-110-57	1101579				

В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$), токе ТТ, равном 2 % от $I_{н}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 °С до 30 °С

1. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения - $(0,98 - 1,02)U_{н}$; диапазон силы тока - $(1,0 - 1,2)I_{н}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) – $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 °С до 50 °С; ТН- от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков: (23 ± 2) °С ;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

2. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 - 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до 35 °С;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,02 (0,01 \text{ при } \cos\varphi=1) - 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения - 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до 60 °С;
- относительная влажность воздуха - $(40-60)$ %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха - от 15 °С до 30 °С;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

3. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте ОАО «РусГидро» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 35\,000$ ч., время восстановления работоспособности $T_B = 168$ ч.;
- ИВКЭ - среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 35\,000$ ч., время восстановления работоспособности $T_B = 24$ ч.;
- ИВК – коэффициент готовности – не менее 0,99, среднее время восстановления $T_B = 1$ ч.;

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_G_{\text{АИИС}} = 0,983$ – коэффициент готовности;

$T_{O_АИИС} = 420$ ч. – среднее время наработки на отказ.

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);

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС» в части Кубанская ГЭС-4 ВЛ 110 кВ ГЭС-4 - ПС Южная типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
1	2
Трансформаторы тока TG 145N	3 шт.
Трансформаторы тока НКФ-110-57	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ -4ТМ.03М	1 шт.
Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70	1 шт.
Устройство синхронизации времени УСВ-1	1 шт.
Сервер БД ИВК Dell	1 шт.
АРМ оператора с ПО Windows	1 шт.
Мобильный АРМ (ноутбук) с ПО Windows	1 шт.
Формуляр	1 экземпляр.
Инструкция по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

Поверка

осуществляется по документу МП 54951-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС» в части Кубанская ГЭС-4 ВЛ 110 кВ ГЭС-4 - ПС Южная. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в августе 2013 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- по МИ 3196-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ;

- контроллеров СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2005 году;

- УСВ-1 – по документу «Устройства синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки. ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 г.;

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со

счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

– Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Расширение измерительно-информационных комплексов Кубанской ГЭС-4 (ВЛ 110кВ Л-64 «Кубанская ГЭС-4 – ПС «Южная»(110/10кВ))». Пояснительная записка. ТЕ.411711.400.05 П2.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС» в части Кубанская ГЭС-4 ВЛ 110 кВ ГЭС-4 - ПС Южная

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
6. ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
7. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
8. «Расширение измерительно-информационных комплексов Кубанской ГЭС-4 (ВЛ 110кВ Л-64 «Кубанская ГЭС-4 – ПС «Южная»(110/10кВ))». Пояснительная записка. ТЕ.411711.400.05 П2.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»
(ООО «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»)

Юридический адрес:

115230, г. Москва,

Хлебозаводский проезд, д.7, стр. 9.

Почтовый адрес:

121421, г. Москва

ул. Рябиновая д.26, стр.2

Тел./факс: +7 (495) 795-09-30

Испытательный центр

Испытательный центр ФГУП «ВНИИМС»
(ИЦ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:

119361, г. Москва

ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495)437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____»_____2013 г.