

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Зарагижской ГЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Зарагижской ГЭС (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, среднеинтервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- хранение результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа не менее 3,5 лет;
- передача в организации – участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция шкалы времени).

Информационно-измерительные каналы (далее по тексту - ИИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – счетчики) по ГОСТ Р 52323-2005 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 при измерении реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий автоматизированное рабочее место (АРМ) АИИС КУЭ, переносной инженерный пульт HP ProBook 470 G2 с соответствующим программным обеспечением, два устройства синхронизации системного времени (УССВ) на Зарагижской ГЭС, ИВК АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» (Госреестр № 45951-10). ИВК АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» находится в п. Кашхатау и включает в себя сервер, автоматизированные рабочие места (АРМ), УССВ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер ИВК АИИС КУЭ периодически (один раз в 30 минут) или по запросу считывает информацию с УСПД. При помощи ПО «Пирамида 2000» осуществляется формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации от сервера ИВК АИИС КУЭ по каналам связи сети Internet в центр сбора информации ПАО «РусГидро», ПАК ОАО «АТС», Кабардино-Балкарский филиал ПАО «МРСК Северного Кавказа» и заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента организовано по инициативе АИИС в автоматическом режиме. Обмен данными осуществляется по трем логическим интерфейсам:

- интерфейс передачи коммерческой информации;
- интерфейс передачи технической информации;
- интерфейс технологического контроля на уровне базы данных.

Подлинность информации передаваемой в ПАК ОАО «АТС» подтверждается электронной цифровой подписью.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая предназначена для синхронизации компонентов различных автоматизированных систем с единым астрономическим временем и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени в состав уровня ИВК входят два устройства синхронизации системного времени (NTP-серверы) типа ССВ-1Г с выдачей данных в сеть по протоколу NTP (SNTP). Приемники сигналов точного времени подключаются через коммутатор к УСПД, которое уже раздает метки точного времени счетчикам электрической энергии.

Измерение времени происходит автоматически внутренними таймерами устройств измерения (электронных счетчиков). Нормирование величин отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации последних с единым календарным временем.

Синхронизация времени каждого счётчика осуществляется УСПД автоматически при каждом сеансе связи периодичностью не реже одного раза в 30 минут. Для этого при сеансе связи УСПД со счётчиком считывается время счётчика.

Алгоритм синхронизации времени счетчика следующий:

- в начале очередного опроса УСПД получает со счетчика дату и текущее время;
- при расхождении в пределах от ± 2 секунды (программируемый параметр) УСПД, в соответствии с введенными в программу опциями коррекции (1 или 2 секунды), формирует команду на коррекцию, которая в конце текущего опроса поступает на счетчик.

Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP, который обеспечивает синхронизацию устройств в сети с точностью до 0,1 секунды.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счётчиками, время счётчиков корректируется от переносного инженерного пульта.

При выходе из строя УССВ или отсутствии связи с СОЕВ станции на Зарагижской ГЭС синхронизация АИИС КУЭ осуществляется с УССВ ИВК АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС».

Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах составляет не более ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

На уровне ИВК АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000» (Госреестр № 21906-11) производства ЗАО ИТФ «Системы и технологии», ПО «Пирамида 2000» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает сбор, обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» указаны в таблицах 1 – 9.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль расчета небаланса энергии/мощности»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83

Таблица 5 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7

Таблица 6 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f

Таблица 7 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f

Таблица 8 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09

Таблица 9 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» - «Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ Зарагижской ГЭС являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре СИ. Устройства связи, пульт оператора, средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

Состав 1-го и 2-го уровней ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 10. Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 11.

Таблица 10 – Состав 1-го и 2-го уровней ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС - Кашхатау	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 Зав. № 9011; 9013; 9012 Госреестр № 52261-12	СРТf 123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 30100226; 30100228; 30100227 Госреестр № 29695-08	СЭТ-4ТМ.03М.16 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0809150305 Госреестр № 36697-12	RTU-325T зав. № 009910 Госреестр № 44626-10
2	ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС - Псыгансу	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 Зав. № 9016; 9015; 9014 Госреестр № 52261-12	СРТf 123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 30100225; 30100223; 30100224 Госреестр № 29695-08	СЭТ-4ТМ.03М.16 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0809150360 Госреестр № 36697-12	RTU-325T зав. № 009910 Госреестр № 44626-10
3	ОП 110	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 Зав. № 12300; 12299; 12298 Госреестр № 52261-12	СРТf 123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 30100226; 30100228; 30100227; 30100225; 30100223; 30100224 Госреестр № 29695-08	СЭТ-4ТМ.03М.16 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0809150481 Госреестр № 36697-12	RTU-325T зав. № 009910 Госреестр № 44626-10
4	Г-1	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 Зав. № 15-32534; 15-32529; 15-32535 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 15-32555; 15-32559; 15-32563 Госреестр № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0806151189 Госреестр № 36697-12	RTU-325T зав. № 009910 Госреестр № 44626-10
5	ТВ Г-1	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Зав. № 15-28482; 15-28483; 15-28484 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 15-32555; 15-32559; 15-32563 Госреестр № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0808151509 Госреестр № 36697-12	RTU-325T зав. № 009910 Госреестр № 44626-10

Продолжение таблицы 10

№ ИИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
6	ТСН-1	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 15-32550; 15-37582; 15-32551 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 15-32581; 15-32586; 15-32587 Госреестр № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0802151331 Госреестр № 36697-12	RTU-325T зав. № 009910 Госреестр № 44626-10
7	Г-3	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 Зав. № 15-32530; 15-32536; 15-32533 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 15-32557; 15-32560; 15-32562 Госреестр № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0808151244 Госреестр № 36697-12	RTU-325T зав. № 009910 Госреестр № 44626-10
8	ТВ Г-3	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 15-28488; 15-28489; 15-28490 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 15-32557; 15-32560; 15-32562 Госреестр № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0808151784 Госреестр № 36697-12	RTU-325T зав. № 009910 Госреестр № 44626-10
9	ТСН-3	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 15-36680; 15-32552; 15-32554 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 15-32585; 15-32588; 15-32590 Госреестр № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0802151105 Госреестр № 36697-12	RTU-325T зав. № 009910 Госреестр № 44626-10
10	Г-2	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 Зав. № 15-32532; 15-32528; 15-32531 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 15-32556; 15-32558; 15-32561 Госреестр № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0808151834 Госреестр № 36697-12	RTU-325T зав. № 009910 Госреестр № 44626-10

Продолжение таблицы 10

№ ИИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
11	ТВ Г-2	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Зав. № 15-28485; 15-28486; 15-28487 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 15-32556; 15-32558; 15-32561 Госреестр № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0808151444 Госреестр № 36697-12	RTU-325T зав. № 009910 Госреестр № 44626-10
12	ПС Кашхатау ф-101 (резерв СН)	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Зав. № 15-32547; 15-32548; 15-32544 Госреестр № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 15-32579; 15-32584; 15-32589 Госреестр № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0802151309 Госреестр № 36697-12	RTU-325T зав. № 009910 Госреестр № 44626-10

Таблица 11 – Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	Состав ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
			d _{1(2)%} ,	d _{5%} ,	d _{20%} ,	d _{100%} ,
			I _{1(2)%} £ I _{изм} < I _{5%}	I _{5%} £ I _{изм} < I _{20%}	I _{20%} £ I _{изм} < I _{100%}	I _{100%} £ I _{изм} £ I _{120%}
1	2	3	4	5	6	7
1 – 3	ТТ кл. т. 0,2S ТН кл. т. 0,2 Счетчик кл. т. 0,2S	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
		0,9	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
		0,8	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
		0,7	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
		0,5	±1,9	±1,4	±1,2	±1,2
4, 5, 7, ТТ кл. т. 0,5S 8, 10, ТН кл. т. 0,2 11 Счетчик кл. т. 0,2S		1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
		0,9	±2,1	±1,3	±1,0	±1,0
		0,8	±2,5	±1,6	±1,2	±1,2
		0,7	±3,1	±1,9	±1,4	±1,4
		0,5	±4,7	±2,8	±2,0	±2,0
6, 9, 12	ТТ кл. т. 0,5S ТН кл. т. 0,5 Счетчик кл. т. 0,2S	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
		0,9	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
		0,8	±2,6	±1,7	±1,4	±1,4
		0,7	±3,2	±2,1	±1,6	±1,6
		0,5	±4,8	±3,0	±2,3	±2,3

Продолжение таблицы 11

Номер ИИК	Состав ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
			$d_{1(2)\%}$,	d_5 %,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
			$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20\%}$ %	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$ %	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$ %
1	2	3	4	5	6	7
1 – 3	ТТ кл. т. 0,2S ТН кл. т. 0,2 Счетчик кл. т. 0,5	0,9	±2,7	±2,2	±1,9	±1,9
		0,8	±2,3	±2,0	±1,7	±1,7
		0,7	±2,1	±1,9	±1,6	±1,6
		0,5	±1,9	±1,8	±1,5	±1,5
4, 5, 7, 8, 10, 11	ТТ кл. т. 0,5S ТН кл. т. 0,2 Счетчик кл. т. 0,5	0,9	±5,7	±3,6	±2,7	±2,7
		0,8	±4,1	±2,8	±2,1	±2,1
		0,7	±3,4	±2,4	±1,9	±1,9
		0,5	±2,7	±2,1	±1,6	±1,6
6, 9, 12	ТТ кл. т. 0,5S ТН кл. т. 0,5 Счетчик кл. т. 0,5	0,9	±5,9	±3,9	±3,0	±3,0
		0,8	±4,2	±2,9	±2,3	±2,3
		0,7	±3,4	±2,5	±2,0	±2,0
		0,5	±2,7	±2,2	±1,7	±1,7

Примечания:

- Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_2\%$;
- Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
- В качестве характеристик погрешности ИИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при доверительной вероятности, равной 0,95;
- Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры электрической сети:
 - диапазон напряжения - от $0,99 \cdot U_n$ до $1,01 \cdot U_n$;
 - диапазон силы тока - от $0,01 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$;
 - температура окружающего воздуха:
 - ТТ и ТН - от минус 45 до 40 °С;
 - счетчиков - от минус 40 до 60 °С;
 - УСПД - от 0 до 50 °С;
 - ИВК - от 0 до 50 °С;
 - частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц.
- Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{n1}$ до $1,1 \cdot U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,01 \cdot I_{n1}$ до $1,2 \cdot I_{n1}$;
 - частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от минус 45 до 40 °С;
 - для счетчиков электроэнергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,8 \cdot U_{n2}$ до $1,15 \cdot U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{n2}$ до $2 \cdot I_{n2}$;
 - частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

3) температура окружающего воздуха - от минус 40 до 60 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 10. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке.

7. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИИК, перечисленных в таблице 10 – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М – средняя наработка до отказа 165000 часов, среднее время восстановления работоспособности $T_{в} = 2$ часа;

- УСПД RTU-325T – средняя наработка на отказ 55 000 часов.

Надежность системных решений:

а) резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

б) резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

в) в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

1) параметрирования;

2) пропадания напряжения;

3) коррекция шкалы времени.

В случае аварийного отсутствия связи (физический разрыв связи или аварии каналообразующего оборудования) между ИИК и ИВК предусмотрен сбор информации непосредственно со счетчиков, посредством переносного инженерного пульта (ноутбук), с последующей загрузкой ее в базу данных ИВК.

Защищенность применяемых компонентов:

а) наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

1) счетчиков электроэнергии;

2) промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

3) испытательных блоков;

4) УСПД;

б) наличие защиты на программном уровне:

1) пароль на счетчиках электроэнергии;

2) пароль на УСПД;

3) 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).

Глубина хранения информации:

- электросчетчики – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;

- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет.

- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	9
Трансформатор тока	ТЛО-10	27
Трансформатор напряжения	СРТf 123	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	18
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	9
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Методика поверки	РТ-МП-3099-500-2016	1
Паспорт – формуляр	ГЛЦИ.656453.200.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-3099-500-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Зарагизской ГЭС. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 31.03.2016 г.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Перечень основных средств поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

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

- для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;

- для УСПД RTU-325T – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;

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

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком – по МИ 3000-2006.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Зарагжской ГЭС». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений 1921/500-01.00229-2016 от 31.03.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Зарагжской ГЭС

- 1 ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
- 2 ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
- 3 ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро» (ПАО «РусГидро»)

ИНН 2460066195

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

Тел.: +7 (800) 333-80-00

Факс: +7 (495) 225-37-37

Заявитель

Закрытое акционерное общество «Инженерные Лаборатории» (ЗАО «ИнжЛабс»)

Юридический адрес: 428020, Чувашская республика, г. Чебоксары, ул. Пристанционная, д. 1

Тел.: +7 (962) 321-51-00

Испытательный центр

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

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «_____» _____ 2016 г.