

Приложение № 7
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «9» ноября 2020 г. № 1808

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Усть-Джегутинской МГЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Усть-Джегутинской МГЭС предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 5.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000» и устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) на базе сервера синхронизации времени ССВ-1Г применяющееся для поддержания единого времени в АИИС КУЭ, в иных системах и устройствах электрической станции.

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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на второй уровень системы, на котором, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВК).

АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC по сигналам глобальных навигационных систем ГЛОНАСС/GPS, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера со шкалой времени УССВ, осуществляется периодически 1 раз в 1 час. Синхронизация шкалы времени сервера со шкалой времени УССВ производится при наличии любого расхождения.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера, осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ± 1 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электрической энергии и сервера отражаются в журналах событий. Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счётчиков, и сервера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000», метрологически значимая часть которого указана в таблице 1. В ПО «Пирамида 2000» реализована защита измерительной информации с помощью паролей и разграничения прав доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое средствами ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: CalcClients.dll CalcLeakage.dll CalcLosses.dll Metrology.dll ParseBin.dll ParseIEC.dll ParseModbus.dll ParsePiramide.dll SynchroNSI.dll VerifyTime.dll	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электрической энергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	Усть-Джегутинская МГЭС, ГГ1 (6,3 кВ)	ТЛП-10 400/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК 6300/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ: ССВ-1Г Рег. № 58301-14 сервер: HP ProLiant DL20 Gen9	активная реактивная
2	Усть-Джегутинская МГЭС, ГГ2 (6,3 кВ)	ТЛП-10 400/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК 6300/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
3	Усть-Джегутинская МГЭС, КРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ВЛ 6 кВ Усть-Джегутинская МГЭС- Головная I цепь	ТЛП-10 700/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК 6300/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. №. 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
4	Усть-Джегутинская ГЭС, КРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ВЛ 6 кВ Усть-Джегутинская МГЭС - Головная II цепь	ТЛП-10 700/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК 6300/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ 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 без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; счетчик 0,2S)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,0	1,4
	$0,01I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	1,0	1,3	2,0	1,2	1,5	2,2

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).
2. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 10 до плюс 40 °С.
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,0	0,8	1,8	1,7
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,0	0,8	1,8	1,7
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,1	0,9	1,9	1,8
	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	2,0	1,5	2,5	2,2

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).
2. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 10 до плюс 40 °С.
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +10 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 100000 1 22000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

- защита от кратковременных сбоев питания счетчиков с помощью источника резервного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;

отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;

- перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадаания и восстановления.

- журнал ИВК:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов ТТ и ТН;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения).

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
- испытательной коробки (испытательного блока);
- сервера (серверных шкафов);

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Рег. №	Количество, экз.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТЛП-10	30709-11	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	68841-17	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-17	4
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	58301-14	1
Сервер	HP ProLiant DL20 Gen9	-	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Методика поверки	МП 2-2020	-	1
Формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 2-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Усть-Джегутинской МГЭС. Методика поверки», утвержденному АО ГК «Системы и Технологии» 18 июня 2020 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ;
- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1 (Рег. № 39952-08);
- устройство синхронизации времени УСВ-2 (Рег. № 41681-10);
- термогигрометр Ива-6 (Рег. № 46434-11);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (Рег. № 28134-12).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Усть-Джегутинской МГЭС (АИИС КУЭ Усть-Джегутинской МГЭС), аттестованной АО ГК «Системы и технологии», регистрационный номер в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений RA.RU.312308

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Усть-Джегутинской МГЭС

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

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»
(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН: 3327304235

Адрес: 600014, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещение 27

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 33-67-66

E-mail: st@sicon.ru

Испытательный центр

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»
(АО ГК «Системы и Технологии»)

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 33-67-66

E-mail: st@sicon.ru

Регистрационный номер RA.RU.312308 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.