

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2021 г. № 2307

Регистрационный № 58962-14

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) «Аушигерская ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) «Аушигерская ГЭС» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

первый уровень – измерительно-информационный комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчик активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных на базе СИКОН С70 (Зав. № 07348) (далее по тексту – УСПД) и вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС», Рег. № 45951-10 включает в себя сервер (сервер АИИС КУЭ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных.

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ в виде цифрового обозначения, заводские номера средств измерений уровней ИИК и ИВКЭ, идентификационные обозначения элементов уровня ИВК указаны в формуляре.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

периодический (один раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к национальной шкале координированного времени UTC(SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);

передача журналов событий счетчиков.

Величины первичных токов 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 без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

УСПД по проводным линиям связи (интерфейс RS-485), с периодичностью не реже одного раза в 30 минут опрашивает счетчики и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. По окончании опроса, УСПД, автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные результаты измерений в базу данных.

Сервер АИИС КУЭ, по выделенному волоконно-оптическому каналу связи, с периодичностью не реже одного раза в 30 минут опрашивает УСПД и считывает с него 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных.

Сервер АИИС КУЭ (или оператор АРМ) осуществляет передачу информации в АО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, УСПД. В качестве УСВ используются УСВ-2 АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» принимающее сигнал навигационной системы ГЛАНАСС.

Сравнение показаний часов УСПД и УСВ-2 АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов УСПД и УСВ-2 АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и УСВ-2 АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС» на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам и УСПД (один раз в 30 мин). Синхронизация часов счетчиков и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем ± 2 с.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

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

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней ИК

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней ИК			
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ
1	2	3	4	5	6
1	Аушигерская ГЭС, ГА-1 10,5 кВ	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = $(11000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 82591-21	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70, Рег. № 28822-05
2	Аушигерская ГЭС, ГА-2 10,5 кВ	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = $(11000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 82591-21	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
3	Аушигерская ГЭС, ГА-3 10,5 кВ	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = $(11000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 82591-21	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
4	Аушигерская ГЭС, ОРУ-110 кВ, I СШ, ячейка 8, ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС - ПТФ (Л-189)	ТФЗМ 110Б-IV У1 кл.т 0,5 Ктт = 500/5 Рег. № 82592-21	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 82590-21	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
5	Аушигерская ГЭС, ОРУ-110 кВ, II СШ, ячейка 5, ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС - Кашхатау ГЭС (Л-193)	ТФЗМ 110Б-IV У1 кл.т 0,5 Ктт = 500/5 Рег. № 82592-21	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 82590-21	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
6	Аушигерская ГЭС, ОРУ-110 кВ, II СШ, ячейка 7, ВЛ 110 кВ Аушигерская ГЭС - ТМХ-1 с отпайкой Аушигер (Л-192)	ТФЗМ 110Б-IV У1 кл.т 0,5 Ктт = 500/5 Рег. № 82592-21	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 82590-21	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
7	Аушигерская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка 6, ОВ 110 кВ М-2	ТФЗМ 110Б-IV У1 кл.т 0,5 Ктт = 500/5 Рег. № 82592-21	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 82590-21 НКФ-110-83 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

8	Аушигерская ГЭС, КРУ-10кВ, IV СШ, КЛ-10 кВ	ТОЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 К _{ТН} = (11000/√3)/(100/√3) Рег. № 82591-21	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
---	--	---	---	---	--

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 Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5%} ,	δ _{20%} ,	δ _{100%} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5%}	I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5%}	I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5%}	I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5%}
1 – 8 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,6
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5%} ,	δ _{20%} ,	δ _{100%} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5%}	I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5%}	I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5%}	I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5%}
1 – 8 (Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±7,4	±5,2	±5,2
	0,8	-	±5,7	±4,1	±4,1
	0,7	-	±5,0	±3,8	±3,8
	0,5	-	±4,4	±3,5	±3,5

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

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности P = 0,95.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ частота, Гц коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С относительная влажность воздуха при +25°С, %	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1 – 8 коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для УСПД, °С относительная влажность воздуха при +25 °С, %	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30 от 75 до 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 70000 2
Глубина хранения информации Счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее УСПД: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее Сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 45 10 3,5

Надежность системных решений:

В журналах событий счетчиков фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

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

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Количество
Трансформатор тока	ТОЛ-10	11 шт.
	ТФЗМ 110Б-IV У1	12 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	12 шт.
	НКФ-110-83	1 шт.
	НКФ-110	5 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	8 шт.
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	1 шт.
Специализированное программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1 шт.
Паспорт (формуляр)	АУВГ.420085.062.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) «Аушигерская ГЭС»».

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инфинити» (ООО «Инфинити»)

ИНН 5262269174

Адрес юридический: 603146, г. Нижний Новгород, ул. Эльтонская, дом 1а

Адрес почтовый: 603146, г. Нижний Новгород, ул. Эльтонская, дом 1а, офис 307

Телефон: +7(831) 291-72-21

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д. 31

Телефон: +7(495) 544-00-00, +7(499) 129-19-11

Факс: +7(499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Регистрационный номер RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации