

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 28 » _____ июня 2023 г. № 1329

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистра- ционный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверж- дения акта испыта- ний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ООО «Энермет»	-	001	47762-11	-	-	МП 47762-11 с Изменением №2	-	-	20.12. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированн ые системы в энергетике» (ООО «АСЭ»), г. Владимир	ООО «АСЭ», г. Владимир
2.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Гоцатлинской ГЭС	-	994 205 38.903.115	63023-16	-	МП 63023- 16	-	РТ-МП- 381-500- 2023	-	17.03. 2023	Филиал Публичного акционерного общества «Федеральная гидрогенерирующа я компания- РусГидро» - «Дагестанский филиал» (Филиал ПАО «РусГидро» -	ФБУ «Ростест- Москва», г. Москва

											«Дагестанский филиал»), Республика Дагестан, г. Каспийск	
3.	Анализаторы жидкости промышленные	серии AQUIS, модификаций AQUIS touch S, AQUIS touch P, AQUIS 500RS, AQUIS 500AS	Модификация AQUIS touch S, зав. № 018733950101343 0004 в составе: вторичный преобразователь модификации AQUIS touch S, зав. № 018733950101343 0004, первичный преобразователь растворенного кислорода (202614/10-37-21-10), зав. № 011280510102116 3412, первичный преобразователь растворенного озона (202634/60-20), зав. № 011280510102163 412, первичный преобразователь свободного (активного) хлора (202630/43-37), зав. № 011280510102116 3412, первичный преобразователь общего хлора (202631/44-37), зав. №	68037-17	-	-	МП-209-0032-2016	МП 2450-0024-2022	-	02.03.2023	Общество с ограниченной ответственностью Фирма «ЮМО» (ООО Фирма «ЮМО»), г. Москва	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Санкт-Петербург

			011032820102033 0001, первичный преобразователь мутности (202670/10-8-20- 10/0), зав. № 011030190102036 1257									
4.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ- 115 МВт Алексинской ТЭЦ	-	001	68665-17	-	МП 006-17	-	МП 5-2023	-	06.04. 2023	Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии» (АО ГК «Системы и Технологии»), г. Владимир	АО ГК «Системы и Технологии», г. Владимир

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2023 г. № 1329

Регистрационный № 68037-17

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы жидкости промышленные серии AQUIS, модификаций AQUIS touch S, AQUIS touch P, AQUIS 500RS, AQUIS 500AS

Назначение средства измерений

Анализаторы жидкости промышленные серии AQUIS, модификаций AQUIS touch S, AQUIS touch P, AQUIS 500RS, AQUIS 500AS (далее – анализаторы) предназначены для измерений pH, окислительно-восстановительного потенциала (ОВП), удельной электрической проводимости (УЭП), массовой концентрации растворенного в воде кислорода, массовой концентрации растворенного в жидкостях озона (O_3), массовой концентрации общего и свободного (активного) хлора (Cl_2), мутности и температуры (Т) жидких сред.

Описание средства измерений

Принцип действия канала измерения температуры основан на преобразовании электрического сопротивления, поступающего в электронный блок от первичного преобразователя, пропорционально измеряемой величине.

Принцип действия канала измерения УЭП основан на измерении сопротивления между электродами (контактный датчик УЭП) или на бесконтактном трансформаторном методе (индуктивный датчик УЭП).

Принцип действия канала измерения pH и окислительно-восстановительного потенциала (ОВП) основан на потенциометрическом методе.

Принцип действия канала измерения концентрации растворенного в жидкостях озона (O_3) и массовой концентрации общего и свободного (активного) хлора основан на амперометрическом методе. Растворенное в воде анализируемое вещество попадает через мембрану измерительной ячейки. Измеряемый в электродной системе ток пропорционален концентрации анализируемого вещества.

Принцип действия канала измерения массовой концентрации растворенного в воде кислорода и мутности -оптический.

Анализаторы жидкости состоят из первичных преобразователей (измерительных датчиков) и вторичных преобразователей. Вторичный преобразователь выполнен в виде микропроцессорного блока с сенсорным TFT или ЖК экраном. Электропитание прибора осуществляется от сети постоянного или переменного тока в зависимости от модификации.

Анализаторы выпускаются в модификациях: AQUIS touch S, AQUIS touch P, AQUIS 500RS, AQUIS 500AS. Модификации различаются количеством каналов измерения, диапазонами измерений, условиями применения, исполнениями корпуса.

Корпус вторичного преобразователя анализатора может быть выполнен из стали или пластмассы. В корпусе вторичного преобразователя установлены: для модификаций AQUIS 500RS, AQUIS 500AS - электронный блок преобразования с клеммными колодками; для модификаций AQUIS touch S, AQUIS touch P - базовый блок с установленными на нем специализированными на определенный канал измерения модулями расширения.

У модификаций AQUIS 500RS, AQUIS 500AS фронтальная панель вторичного преобразователя оснащена - ЖК дисплеем и аппаратными кнопками; у модификаций AQUIS touch S, AQUIS touch P - сенсорным TFT экраном со строкой символов с экранными кнопками. Анализаторы могут быть оснащены цифровыми интерфейсами.

Управление анализаторами осуществляется с помощью кнопок, расположенных на лицевой панели вторичного преобразователя - для модификаций AQUIS 500RS, AQUIS 500AS, с помощью сенсорного экрана - для модификаций AQUIS touch S, AQUIS touch P.

При измерении pH или ОБП в целях повышения помехозащищенности анализаторы могут дополнительно быть укомплектованы промежуточным преобразователем, устанавливаемым непосредственно на электрод и преобразующим первичный сигнал электрода в сигнал постоянного тока (промежуточный модуль 202701) или цифровой сигнал (промежуточный модуль 202705), или повторителем напряжения (промежуточный модуль 202995), сигнал с которого далее поступает на вторичный преобразователь.

Общий вид вторичных преобразователей и измерительных датчиков анализаторов жидкости промышленных серии AQUIS, модификаций AQUIS touch S, AQUIS touch P, AQUIS 500RS, AQUIS 500AS представлен на рисунках 1-3.

Пломбирование анализаторов не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на анализаторы не предусмотрено.

Заводской номер, однозначно идентифицирующий экземпляр средства измерений, присваивается по номеру вторичного преобразователя. Сведения о заводских номерах первичных преобразователей, входящих в состав средства измерений, указываются в паспорте.

Заводской номер вторичного преобразователя в виде цифрового обозначения, состоящего из 19 или 20 арабских цифр, наносится методом лазерной печати на нижнюю часть клеевой этикетки, размещенной на боковой панели вторичного преобразователя анализатора.

Заводской номер первичного преобразователя в виде цифрового обозначения, состоящего из 19 или 20 арабских цифр, наносится методом лазерной гравировки на цилиндрическую часть первичного преобразователя.



а) Вторичный преобразователь анализатора жидкости промышленного серии AQUIS модификации AQUIS 500AS



б) Вторичный преобразователь анализатора жидкости промышленного серии AQUIS модификации AQUIS touch P



в) Вторичный преобразователь анализатора жидкости промышленного серии AQUIS модификации AQUIS touch S



г) Вторичный преобразователь анализатора жидкости промышленного серии AQUIS модификации AQUIS 500RS

Рисунок 1 - Общий вид вторичного преобразователя анализатора жидкости промышленного серии AQUIS



Место нанесения заводского номера

а) Вторичный преобразователь анализатора жидкости промышленного серии AQUIS модификации AQUIS 500AS



Место нанесения заводского номера

б) Вторичный преобразователь анализатора жидкости промышленного серии AQUIS модификации AQUIS touch P



Место нанесения
заводского номера

в) Вторичный преобразователь анализатора
жидкости промышленного серии AQUIS
модификации AQUIS 500RS



Место нанесения
заводского номера

г) Вторичный преобразователь анализатора
жидкости промышленного серии AQUIS
модификации AQUIS touch S

Рисунок 2 - Общий вид вторичного преобразователя анализатора жидкости промышленного
серии AQUIS с указанием места нанесения заводского номера



а) Общий вид датчиков рН/ОВП
201005, 201010



б) Общий вид датчиков рН
201020



в) Общий вид датчика ОВП
201025



г) Общий вид датчика pH/ОВП
201021, 201026



д) Общий вид датчика pH/ОВП
201022, 201027



е) Общий вид датчика pH
201030



ж) Общий вид датчика ОВП
201035



з) Общий вид датчиков pH
201050

Место нанесения
заводского номера



и) Общий вид датчиков pH
201081

Место нанесения
заводского номера



к) Общий вид датчиков ОВП
201082

Место нанесения
заводского номера



л) Общий вид датчиков pH/ОВП
201083

Место нанесения
заводского номера



м) Общий вид датчиков свободного
(активного) хлора 202630, общего хлора
202631, растворенного озона 202634

Место нанесения
заводского номера



н) Общий вид датчика растворенного
кислорода 202613

Место нанесения
заводского номера



о) Общий вид датчика растворенного
кислорода 202614



п) Общий вид промежуточного преобразователя pH/ОВП 202705



с) Общий вид датчиков УЭП 202922

р) Общий вид датчика мутности



т) Общий вид датчиков УЭП 202923



у) Общий вид датчиков УЭП 202924

ф) Общий вид датчика УЭП 202925



х) Общий вид датчика УЭП 202928

ц) Общий вид датчика УЭП 202930

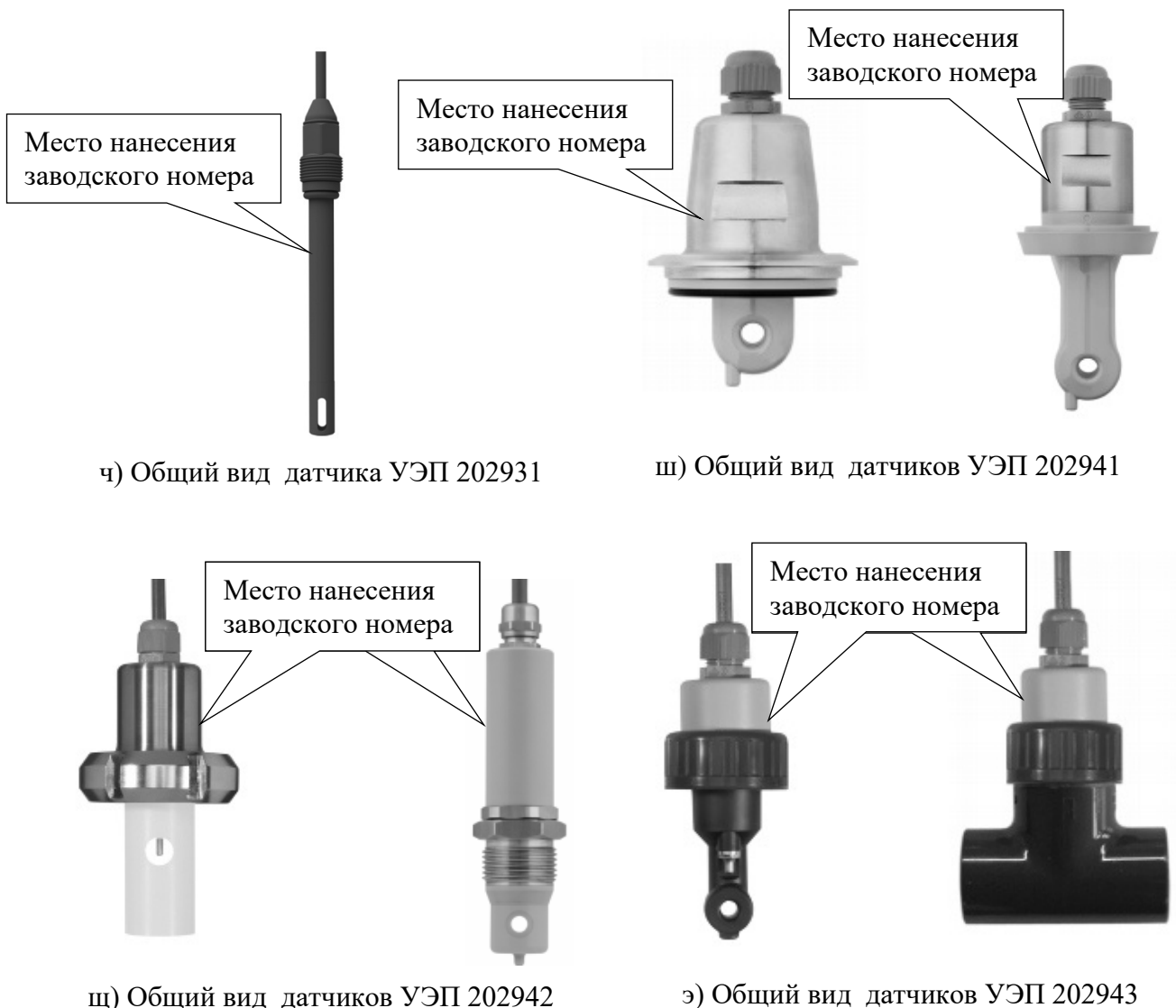


Рисунок 3 - Общий вид измерительных датчиков анализатора жидкости промышленного серии AQUIS

Программное обеспечение

Анализаторы жидкости имеют встроенные программные обеспечения, специально разработанные для выполнения измерений, передачи и просмотра результатов измерений в реальном времени на дисплее измерительного блока.

Структура встроенного программного обеспечения представляет древовидную форму.

Встроенные ПО защищены на аппаратном уровне (опломбирование) от несанкционированной подмены программного модуля.

ПО запускается автоматически после включения прибора в сеть. Просмотр версии ПО доступен в разделе «Информация о приборе» пункта меню прибора «Общее», в окне ПО «Версия».

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части ПО.

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	AQUIS 500AS	AQUIS 500RS	AQUIS touch S	AQUIS touch P
Идентификационное наименование ПО	AQUIS500		AQUISTOUCH	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	212.11.01 и выше		304.03.05 и выше	

Защита ПО от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Влияние программного обеспечения на метрологические характеристики анализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	AQUIS 500AS	AQUIS touch P	AQUIS touch S	AQUIS 500RS
Диапазон измерений УЭП, См/м	-	от $1 \cdot 10^{-6}$ до 100		-
Пределы относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) УЭП, % - с контактным датчиком (202922, 202923, 202924, 202925, 202928, 202930, 202931) - с индуктивным датчиком (202941, 202942, 202943)	-	± 1 $\pm 1,5$		-
Диапазон измерений температуры, °C	от -50 до +150			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК температуры, °C	$\pm 0,5$			
Диапазон измерений pH	от 0 до 14			-
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК pH	$\pm 0,5$	$\pm 0,05$		-
Диапазон измерений окислительно-восстановительного потенциала (ОВП), мВ	от -1000 до +1000	от -1500 до +1500		-
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК окислительно-восстановительного потенциала (ОВП), мВ	± 50	± 10		-

Наименование характеристики	Значение			
	AQUIS 500AS	AQUIS touch P	AQUIS touch S	AQUIS 500RS
Диапазон измерений массовой концентрации рас- творенного кислорода, мг/дм ³		от 1·10 ⁻³ до 20		
Пределы допускаемой приведенной (к верхнему пределу диапазона измерений) погрешности ИК массовой концентрации растворенного кислорода, %	-	±2		
Диапазон измерений массовой концентрации рас- творенного озона, мг/дм ³	от 0 до 0,5			
	от 0 до 2			
	от 0 до 5			
	от 0 до 10			
	от 0 до 20			
Пределы приведенной (к верхнему пределу диапа- зона измерений) погрешности ИК массовой кон- центрации растворенного озона, %	±15			
Диапазон измерений массовой концентрации сво- бодного (активного) хлора, мг/дм ³	от 0 до 0,5			
	от 0 до 2			
	от 0 до 5			
	от 0 до 10			
	от 0 до 20			
Пределы допускаемой приведенной (к верхнему пределу диапазона измерений) погрешности ИК массовой концентрации свободного (активного) хлора, %	±8			
Диапазон измерений массовой концентрации обще- го хлора, мг/дм	от 0 до 0,5			
	от 0 до 2			
	от 0 до 5			
	от 0 до 10			
	от 0 до 20			
Пределы допускаемой приведенной (к верхнему пределу диапазона измерений) погрешности ИК массовой концентрации общего хлора, %	±8			
Диапазоны измерений мутности, ЕМФ	от 0,2 до 50 включ.			

Наименование характеристики	Значение			
	AQUIS 500AS	AQUIS touch P	AQUIS touch S	AQUIS 500RS
	св. 50 до 4000			
Пределы допускаемой основной приведенной (к верхнему пределу диапазона измерений) погрешности ИК мутности в диапазоне от 0,2 до 50 включ. ЕМФ, %	±5			
Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК мутности в диапазоне св. 50 до 4000 ЕМФ, %	±5			
Пределы допускаемой дополнительной погрешности ИК мутности от изменения температуры анализируемой пробы в диапазоне рабочих условий эксплуатации, на каждые 5 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,5			

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	AQUIS 500AS	AQUIS touch P	AQUIS touch S	AQUIS 500RS
Диапазон выходного нормированного электрического сигнала: - по постоянному току, мА - по постоянному напряжению, В	от 0(4) до 20 от 0(2) до 10	от 0(4) до 20 от 0(2) до 10	от 0(4) до 20 от 0(2) до 10	от 0(4) до 20 от 0(2) до 10
Габаритные размеры вторичного преобразователя анализатора, мм, не более, - длина - ширина - высота	77 149 161	131 104 96	302 284 121	77 149 161
Масса вторичного преобразователя анализатора кг, не более	0,9	1,0	3,4	0,9
Габаритные размеры датчиков, мм, не более, - длина - диаметр	225 25			
Масса датчиков, кг, не более	0,2			

Наименование характеристики	Значение			
	AQUIS 500AS	AQUIS touch P	AQUIS touch S	AQUIS 500RS
Средняя наработка на отказ, ч:	10000			
Условия эксплуатации: - диапазон температур окружающего, °С; - относительная влажность воздуха, %; - диапазон атмосферного давления, кПа.	от -5 до +55 до 95 от 84,0 до 106,7			
Диапазон температур анализируемой пробы ИК мутности (рабочие условия), °С	от +5 до +40			
Диапазон температур анализируемой пробы ИК УЭП, температуры, рН, ОВП, массовой концентрации растворенного кислорода, массовой концентрации растворенного озона, массовой концентрации свободного (активного) хлора, массовой концентрации общего хлора (рабочие условия), °С	от 0 до +50			

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность анализатора

Наименование	Обозначение	Количество
Вторичный преобразователь	AQUIS touch S AQUIS touch P AQUIS 500RS AQUIS 500AS	1 шт.
Первичные преобразователи*		1 компл.
Набор комплектующих**		1 компл.
Руководство по эксплуатации		1 экз.
Паспорт		1 экз.
Примечания: * - Первичные преобразователи (электроды и датчики) из нижеперечисленных: - датчики pH, pH/ОВП, ОВП: 201005, 201010, 201020, 201025, 201021, 201022, 201026, 201027, 201030, 201035, 201050, 201081, 201082, 201083; - датчик растворенного озона: 202634; - датчики УЭП 202923, 202922, 202924, 202925, 202928, 202930, 202931, 202941, 202942, 202943; -датчики растворенного кислорода: 202613, 202614; -датчик мутности 202670; -датчик общего хлора 202631; -датчик свободного (активного) хлора 202630. **- вспомогательная и соединительная арматура, адапторы, технические растворы и реактивы		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 3.1 раздела «Измерение» документа «Анализаторы жидкости промышленные серии AQUIS, модификаций AQUIS touch S, AQUIS touch P, AQUIS 500RS, AQUIS 500AS. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений удельной электрической проводимости жидкостей, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2771;

Государственная поверочная схема для средств измерений температуры, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253;

ГОСТ 8.120-2014. ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений pH;

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315;

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания неорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 февраля 2021 г. № 148;

Стандарт предприятия «JUMO GmbH & Co.KG».

Изготовитель

Компания «JUMO GmbH & Co.KG», Германия
Адрес: Moritz-Juchheim-Str 1 36039 Fulda, Germany
Телефон: +49 661 6003-0 Fax: +49 661 6003-500
E-mail: mail@jumo.net

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Телефон: (812) 251-76-01, факс (812) 713-01-14
Web-сайт: <http://www.vniim.ru>
E-mail: info@vniim.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2023 г. № 1329

Регистрационный № 47762-11

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ООО «Энермет» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение активной и реактивной электрической мощности, усредненной на 30-минутных интервалах времени;
- измерение календарного времени, интервалов времени;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с 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;
- передачу накопленных данных в информационные системы организаций участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), каналообразующую 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».

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 в измерительных каналах (далее – ИК) №№ 1 – 18 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее, по запросу сервера АИИС КУЭ, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень АИИС КУЭ.

В ИК №№ 19 – 22 цифровой сигнал с выхода счетчика по каналам связи поступает на 3-й уровень системы в сервер АИИС КУЭ, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

На верхнем – третьем уровне системы, расположенном в центре сбора и обработки информации ООО «Энермет», выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, 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 измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

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

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ, со шкалой времени УСПД осуществляется 1 раз в 1 сутки. Синхронизация шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ производится при наличии любого расхождения.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. Синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени УСПД производится при наличии расхождения более ± 2 с, но не чаще одного раза в сутки.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. Синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ производится при наличии расхождения, но не чаще одного раза в сутки.

Передача данных осуществляется по каналам связи со скоростью не менее 9600 бит/с, следовательно, время задержки составляет менее 0,2 с.

Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика, УСПД и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус серверного шкафа в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ООО «Энермет».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

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 электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК и их основные метрологические характеристики

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ/ Сервер	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
							Основная погрешность, %	Погрешност ь в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ ГПП-1, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	А: ТОГФ В: ТОГФ С: ТОГФ 100/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 61432-15	А: ЗНОГ В: ЗНОГ С: ЗНОГ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	A1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Сервер: HPE Pro- Liant DL20 Gen10 УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная	± 1,3	± 1,5
						реактивная	± 2,2	± 3,0
2	ПС 110 кВ ГПП-1, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	А: ТОГФ В: ТОГФ С: ТОГФ 100/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 61432-15	А: ЗНОГ В: ЗНОГ С: ЗНОГ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	A1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	± 1,3	± 1,5
						реактивная	± 2,2	± 3,0
3	ПС 110 кВ ГПП-2, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	А: ТОГФ В: ТОГФ С: ТОГФ 100/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 61432-15	А: ЗНОГ В: ЗНОГ С: ЗНОГ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	A1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	± 1,3	± 1,5
						реактивная	± 2,2	± 3,0
4	ПС 110 кВ ГПП-2, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	А: ТОГФ В: ТОГФ С: ТОГФ 100/1 Кл. т. 0,2S	А: ЗНОГ В: ЗНОГ С: ЗНОГ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	A1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	± 1,3	± 1,5
						реактивная	± 2,2	± 3,0

		Рег. № 61432-15	Рег. № 61431-15					
--	--	-----------------	-----------------	--	--	--	--	--

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ ГПП-3, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	А: ТОГФ В: ТОГФ С: ТОГФ 100/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 61432-15	А: ЗНОГ В: ЗНОГ С: ЗНОГ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	А1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Сервер: HPE Pro- Liant DL20 Gen10 УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная	± 1,3	± 1,5
						реактивная	± 2,2	± 3,0
6	ПС 110 кВ ГПП-3, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	А: ТОГФ В: ТОГФ С: ТОГФ 100/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 61432-15	А: ЗНОГ В: ЗНОГ С: ЗНОГ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	А1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	± 1,3	± 1,5
						реактивная	± 2,2	± 3,0
7	ПС 110 кВ ГПП-4, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	А: ТОГФ В: ТОГФ С: ТОГФ 100/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 61432-15	А: ЗНОГ В: ЗНОГ С: ЗНОГ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	А1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	± 1,3	± 1,5
						реактивная	± 2,2	± 3,0
8	ПС 110 кВ ГПП-4, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	А: ТОГФ В: ТОГФ С: ТОГФ 100/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 61432-15	А: ЗНОГ В: ЗНОГ С: ЗНОГ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	А1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	± 1,3	± 1,5
						реактивная	± 2,2	± 3,0
9	ПС 110 кВ ГПП-6, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	А: ТОГФ В: ТОГФ С: ТОГФ 200/1 Кл. т. 0,2S	А: ЗНОГ В: ЗНОГ С: ЗНОГ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	А1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	± 1,3	± 1,5
						реактивная	± 2,2	± 3,0

		Рег. № 61432-15	Рег. № 61431-15					
--	--	-----------------	-----------------	--	--	--	--	--

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ПС 110 кВ ГПП-6, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	А: ТОГФ В: ТОГФ С: ТОГФ 200/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 61432-15	А: ЗНОГ В: ЗНОГ С: ЗНОГ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	А1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Сервер: HPE Pro- Liant DL20 Gen10 УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная	± 1,3	± 1,5
						реактивная	± 2,2	± 3,0
11	ПС 110 кВ ГПП-6, ОРУ-110 кВ, 1 СШ, ВЛ-110 кВ на ПС 110 кВ ГПП-7	А: ТОГФ В: ТОГФ С: ТОГФ 600/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 61432-15	А: ЗНОГ В: ЗНОГ С: ЗНОГ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	А1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	± 1,3	± 1,5
						реактивная	± 2,2	± 3,0
12	ПС 110 кВ ГПП-6, ОРУ-110 кВ, 2 СШ, ВЛ-110 кВ на ПС 110 кВ ГПП-7	А: ТОГФ В: ТОГФ С: ТОГФ 600/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 61432-15	А: ЗНОГ В: ЗНОГ С: ЗНОГ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	А1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	± 1,3	± 1,5
						реактивная	± 2,2	± 3,0
13	ГПП 110 кВ ОМК-Сталь, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	А: IMB123 В: IMB123 С: IMB123 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32002-06	А: CPB 123 В: CPB 123 С: CPB 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	А1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	± 1,3	± 1,5
						реактивная	± 2,2	± 3,0
14	ГПП 110 кВ ОМК-Сталь, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	А: IMB123 В: IMB123 С: IMB123 600/5 Кл. т. 0,2S	А: CPB 123 В: CPB 123 С: CPB 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	А1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	± 1,3	± 1,5
						реактивная	± 2,2	± 3,0

		Рег. № 32002-06	Рег. № 15853-06					
--	--	-----------------	-----------------	--	--	--	--	--

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	ГПП 110 кВ ОМК-Сталь, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-4	A: IMB123 B: IMB123 C: IMB123 1200/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32002-06	A: CPB 123 B: CPB 123 C: CPB 123 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	A1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Сервер: HPE Pro-Liant DL20 Gen10 УССБ: УСБ-3 Рег. № 64242-16 УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная реактивная	$\pm 1,3$ $\pm 2,2$	$\pm 1,5$ $\pm 3,0$
16	ГПП 110 кВ ОМК-Сталь, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-3	A: IMB123 B: IMB123 C: IMB123 1200/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47845-11	A: CPB 123 B: CPB 123 C: CPB 123 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 47844-11	A1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	$\pm 1,3$ $\pm 2,0$	$\pm 1,5$ $\pm 2,4$
17	ПС 110 кВ ГПП-9, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	A: TG B: TG C: TG 800/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 75894-19	A: TVI145 B: TVI145 C: TVI145 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 71404-18	A1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	$\pm 1,3$ $\pm 2,0$	$\pm 1,5$ $\pm 2,4$
18	ПС 110 кВ ГПП-9, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	A: TG B: TG C: TG 800/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 75894-19	A: TVI145 B: TVI145 C: TVI145 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 71404-18	A1802 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	$\pm 1,3$ $\pm 2,0$	$\pm 1,5$ $\pm 2,4$
19	ГПП-10, ОРУ 110 кВ, Ввод от ВЛ 110 кВ Радуга-Сталь 5	A: ТОГФ B: ТОГФ C: ТОГФ 1200/5 Кл. т. 0,2S	A: ЗНОГ B: ЗНОГ C: ЗНОГ / $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2	ТЕ3000 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	Сервер: HPE Pro-Liant DL20 Gen10 УССБ: УСБ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	$\pm 1,3$ $\pm 2,0$	$\pm 1,5$ $\pm 2,4$

		Рег. № 82676-21	Рег. № 61431-15					
--	--	-----------------	-----------------	--	--	--	--	--

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	ГПП-10, ОРУ 110 кВ, Ввод от ВЛ 110 кВ Радуга-Сталь 4	А: ТОГФ В: ТОГФ С: ТОГФ 1200/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 82676-21	А: ЗНОГ В: ЗНОГ С: ЗНОГ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	ТЕ3000 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	Сервер: HPE Pro- Liant DL20 Gen10 УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	± 1,3	± 1,5
						реактивная	± 2,0	± 2,4
21	ГПП-10, ОРУ 110 кВ, Ввод от ВЛ 110 кВ Радуга- Металлургическая 3	А: ТОГФ В: ТОГФ С: ТОГФ 1200/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 82676-21	А: ЗНОГ В: ЗНОГ С: ЗНОГ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	ТЕ3000 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19		активная	± 1,3	± 1,5
						реактивная	± 2,0	± 2,4
22	ГПП-10, ОРУ 110 кВ, Ввод от ВЛ 110 кВ Радуга- Металлургическая 4	А: ТОГФ В: ТОГФ С: ТОГФ 1200/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 82676-21	А: ЗНОГ В: ЗНОГ С: ЗНОГ 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	ТЕ3000 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19		активная	± 1,3	± 1,5
						реактивная	± 2,0	± 2,4

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока (0,02 - 0,05)·I_{ном}, cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 35 °С.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные средства измерений утвержденного типа, с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение, указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
5. Допускается замена УССВ, УСПД на аналогичные средства измерений утвержденного типа.
6. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 7 Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с

эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	22
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, % от $f_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 99,7 до 100,3 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, % от $f_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 99 до 101 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +10 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер АИИС КУЭ: - 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 УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 100000 1 70000 2 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, сут Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	92 10 45 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	± 5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД, сервера с помощью источника бесперебойного питания;

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике, УСПД и сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОГФ	48
Трансформатор тока	ІМВ 72-800	12
Трансформатор тока	TG	6
Трансформатор напряжения	ЗНОГ	42
Трансформатор напряжения	СРВ 72-800	12

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	TVI145	6
Счетчик электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	18
Счетчик электрической энергии трехфазные многофункциональные	ТЕ3000	4
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	7
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	HPE ProLiant DL20 Gen10	1
Формуляр	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ООО «Энермет», аттестованной ООО «АСЭ» г. Владимир, аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019.

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».

Изготовитель

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»

(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН 3327304235

Адрес: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещ. 27

Телефон: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно - исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2023 г. № 1329

Регистрационный № 68665-17

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-115 МВт Алексинской ТЭЦ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-115 МВт Алексинской ТЭЦ предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ПГУ-115 МВт Алексинской ТЭЦ, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой 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) и счетчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), каналообразующую 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».

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 входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы, расположенном в центре сбора и обработки информации выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, 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 измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы.

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от ИВК 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 координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется периодически (1 раз в 1 час). При наличии любого расхождения производится синхронизация шкалы времени сервера со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется периодически (1 раз в 4 часа). При расхождении шкалы времени УСПД от шкалы времени сервера АИИС КУЭ на $\pm 1,5$ с и более производится синхронизация шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД на ± 2 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени УСПД, но не чаще одного раза в сутки.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, УСПД, сервера АИИС КУЭ 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 журнале событий сервера АИИС КУЭ.

Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус серверного шкафа в виде наклейки, а также указывается в формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

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	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
CalcLeakage.dll	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
CalcLosses.dll	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Metrology.dll	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
ParseBin.dll	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
ParseIEC.dll	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
ParseModbus.dll	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
ParsePiramida.dll	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
SynchroNSI.dll	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
VerifyTime.dll	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 6.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала				Вид электрической энергии и мощности
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/УССВ/Сервер	
1	Алексинская ТЭЦ (ПГУ), ТГ-5 (10,5 кВ)	ТОЛ 4000/5 Кл. т. 0,2S Пер. № 47959-16	ЗНОЛ 10500/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Пер. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	УСПД: СИКОН С70 Пер. № 28822-05 УССВ: УСВ-3 Пер. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: ASUSTeK	активная реактивная
2	Алексинская ТЭЦ (ПГУ), ТГ-6 (10,5 кВ)	ТОЛ 4000/5 Кл. т. 0,2S Пер. № 47959-16	ЗНОЛ 10500/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Пер. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		активная реактивная
3	Алексинская ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, яч. 32, ПГУ ТГ-7 (10,5 кВ)	ТЛШ 3000/5 Кл. т. 0,2S Пер. № 47957-11	ЗНОЛ-СВЭЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Пер. № 42661-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12		активная реактивная

1. Допускается замена ТТ, ТН, 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 УСПД и УССВ на аналогичные средства измерений утвержденного типа.

3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией, не ниже указанной в описании типа средств измерений.

5. Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический 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 $P=0,95 (\pm\delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1-3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; счетчик 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,0	1,3
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,0	1,3	2,0	1,2	1,5	2,1
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электрической энергии от +10 до +35 °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 $P=0,95 (\pm\delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1-3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; счетчик 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,0	0,8	1,7	1,6
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	0,8	1,7	1,6
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,1	0,9	1,8	1,7
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	2,0	1,5	2,4	2,1
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электрической энергии от +10 до +35 °С. 3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Таблица 5 – Метрологические характеристики СОЕВ

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с	± 5

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C	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, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	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 +35 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более УСПД - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 3 70000 2 100000 1 45000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, сут Сервер: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	113 10 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД, сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени УСПД.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике, УСПД и сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера (серверного шкафа);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счётчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени:

- счетчика (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервера (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-115 МВт Алексинской ТЭЦ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	6
Трансформатор тока	ТЛШ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	3
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Сервер АИИС КУЭ	ASUSTeK	1
Формуляр	-	

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-115 МВт Алексинской ТЭЦ», аттестованном АО ГК «Системы и Технологии», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312308.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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»;

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

Юридический адрес: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещ. 27

Адрес места осуществления деятельности: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Телефон: (4922) 33-67-66, (4922) 33-79-60, (4922) 33-93-68

E-mail: st@sicon.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, д. 6а

Тел.: (391) 224-85-62

E-mail: E.E.Servis@mail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.

в части вносимых изменений

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

Юридический адрес: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещ. 27

Адрес места осуществления деятельности: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312308.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2023 г. № 1329

Регистрационный № 63023-16

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Гоцатлинской ГЭС (далее по тексту - 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.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер АИИС КУЭ, автоматизированное рабочее место персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- сбор данных о состоянии средств измерений;
- сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности;
- 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.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по радиоканалам и проводным линиям связи поступает на входы 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 на верхний уровень системы (сервер АИИС КУЭ), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера АИИС КУЭ, по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя часы УССВ, УСПД, сервера АИИС КУЭ и счетчиков. Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). К УССВ подключены ГЛОНАСС/GPS-приемники. УССВ осуществляют прием сигналов точного времени от ГЛОНАСС/GPS-приемника непрерывно.

Сравнение шкалы времени УСПД с УССВ происходит непрерывно. Корректировка шкалы времени УСПД осуществляется при расхождении показаний на величину более чем 1 с.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД происходит один раз в 30 минут. Корректировка шкалы времени счетчиков осуществляется при расхождении показаний на величину более чем 2 с.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УСПД происходит каждые 60 минут, корректировка шкалы времени сервера осуществляется при расхождении показаний на величину более чем 2 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов АИИС КУЭ отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 994 205 38.903.115. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм. Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014. ПО «АльфаЦЕНТР» не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД УССВ Сервер
1	2	3	4	5	6
1	Гоцатлинская ГЭС, Г-1 10,5 кВ	ТЛП-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 4000/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10500/√3)/(100/√3) рег. № 40014-08	A1802RALQ-P4GB1-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327L, рег. № 41907-09 УССВ-2, рег. № 54074-13 HP ProLiant DL380p Gen8
2	Гоцатлинская ГЭС, Г-2 10,5 кВ	ТЛП-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 4000/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10500/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	A1802RALQ-P4GB1-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	Гоцатлинская ГЭС, ОРУ 110 кВ, 2СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС - Гергебиль	АМТ 145 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 37102-08	SUD 145/S кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37114-08	A1802RALQ-P4GB1-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	Гоцатлинская ГЭС, ОРУ 110 кВ, 1СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС - Гоцатлинская	АМТ 145 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 37102-08	SUD 145/S кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37114-08	A1802RALQ-P4GB1-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
5	Гоцатлинская ГЭС, ОРУ 110 кВ, 1СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС - Хунзах	АМТ 145 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 37102-08	SUD 145/S кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 37114-08	A1802RALQ-P4GB1-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	Гоцатлинская ГЭС, ввод 10 кВ ТСН	ТЛО-10 кл.т. 0,5S КТТ = 100/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т. 0,5 КТН = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327L, рег. № 41907-09 УССВ-2, рег. № 54074-13 HP ProLiant DL380p Gen8

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.

5 Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

6 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3 – 5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3 – 5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3 – 5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3 – 5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД, УССВ - для сервера	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +35 от +10 до +35 от +10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327L: - средняя наработка до отказа, ч, не менее устройство синхронизации системного времени УССВ-2: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 250000 74500

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	3
сервер ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД и сервера с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты;

В журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - 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);
- сервере АИИС КУЭ (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТЛП-10	6 шт.
Трансформатор тока	АМТ 145	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	3 шт.
Трансформатор напряжения	SUD 145/S	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	3 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALQ-P4GB1-DW-4	5 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RAL-P4G-DW-4	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327L	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1 шт.
Сервер	HP ProLiant DL380p Gen8	1 шт.
Паспорт-формуляр	994 205 38.903.115.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Гоцатлинской ГЭС». Методика измерений аттестована ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311703.

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».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирь-инжиниринг»

(ООО «Сибирь-инжиниринг»)

ИНН 2901087917

Адрес: 660093, г. Красноярск, ул. Вавилова, д. 2 «Ж»

Телефон (факс): (391) 205-00-76

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон (факс): (495) 437 55 77, (495) 437 56 66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

в части вносимых изменений

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.