

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 26 » ноября 2025 г. № 2577

Регистрационный № 96959-25

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Байкальская энергетическая компания» Иркутская ТЭЦ-10

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Байкальская энергетическая компания» Иркутская ТЭЦ-10 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счётчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень - информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ), включающие устройства сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-327 и каналообразующую аппаратуру;

третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением «Альфа ЦЕНТР» AC_SE-5000, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии на базе устройств синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средние значения активной

(реактивной) электрической мощности вычисляются как средние значения мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер сбора и БД. Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485. Сопряжение УСПД с корпоративной информационно-вычислительной сетью (КИВС) ООО «Байкальская энергетическая компания» и затем с ИВК осуществляется посредством линий связи ООО «Иркутскэнергосвязь», образуя основной канал передачи данных (GSM модем по GPRS). Резервный канал связи образован посредством коммутируемого соединения (GSM модем).

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ осуществляет обмен и передачу полученной информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), розничного рынка электроэнергии (РРЭ), АО «СО ЕЭС» через каналы связи в виде xml-файлов форматов, установленных 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. Передача макетов в АО «АТС» осуществляется с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ смежных субъектов, с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующей на всех уровнях (ИИК, ИВКЭ и ИВК), которая выполняет задачу синхронизации времени со шкалой единого координированного времени UTC с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS устройством синхронизации системного времени (УССВ). Сравнение шкалы времени сервера БД со шкалой времени УССВ ИВК осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения ± 1 с и более сервер БД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени УССВ ИВКЭ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения ± 1 с и более УСПД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ. В случае неисправности УССВ ИВКЭ имеется возможность коррекции внутренних часов УСПД от уровня ИВК при расхождении времени более чем на ± 1 сек., сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Сличение часов счетчиков с часами УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 сек.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 сек.

Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, УСПД и сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 003. 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 формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИС 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, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)		Значение
Идентификационное наименование ПО		«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО		не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО		3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода		MD5
Наименование программного модуля ПО		ac_metrology.dll

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИС КУЭ

ИК №	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	Иркутская ТЭЦ-10, Блок-1 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-IV Рег.№ 49991-12 Кл. т. 0,2 Ктт=5000/5	GSES 12D Рег. № 48526-11 Кл. т. 0,2 Ктн=10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$	АЛЬФА A1802RAL-P4GB-DW-4 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	УСПД RTU-327
2	Иркутская ТЭЦ-10, Блок-2 18 кВ	ТШЛ-СВЭЛ-20-3.1 Кл. т. 0,2S Ктт=7000/5 Рег. № 67629-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ-20 Кл. т. 0,2 Ктн=18000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 67628-17	АЛЬФА A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-11	Рег. № 41907-09 УССВ-2 ИВК
3	Иркутская ТЭЦ-10, Блок-3 18 кВ	ТШЛ-СЭЩ-20 Кл. т. 0,2 Ктт=6000/5 Рег. № 44631-10	GSES 24D Кл. т. 0,2 Ктн=18000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 48526-11	АЛЬФА A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-11	Рег.№ 54074-13 УССВ-2 ИВК УССВ-2
4	Иркутская ТЭЦ-10, Блок-4 18 кВ	ТШЛ-20-1 Кл. т. 0,5 Ктт=6000/5 Рег.№ 21255-08	GSES 24D Кл. т. 0,2 Ктн=18000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 48526-11	АЛЬФА A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-11	Рег. №54074-13

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	Иркутская ТЭЦ-10, Блок-5 18 кВ	ТШЛ-СЭЩ-20-3 Ктг=6000/5 Кл. т. 0,2 Рег.№ 51624-12	GSES 24D Кл. т. 0,2 Ктн= $18000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 48526-11	АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857- 11	
6	Иркутская ТЭЦ-10, Блок-6 18 кВ	ТШЛ-СВЭЛ-20-3 Кл. т. 0,2 Ктг=6000/5 Рег.№ 48852-12	GSES 24D Кл. т. 0,2 Ктн= $18000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 48526-11	АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857- 11	
7	Иркутская ТЭЦ-10, Блок-7 18 кВ	ТШЛ-СВЭЛ-20-3.1 УХЛ2, Кл.т. 0,2S Ктг=7000/5 Рег.№ 67629-17	ЗНОЛ-СВЭЛ-20 УХЛ2 Кл.т. 0,2 К.тн $18000\sqrt{3}; 100\sqrt{3}$; Рег.№ 67628-17	АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег.№31857-11	
8	Иркутская ТЭЦ-10, Блок-8 18 кВ	ТШЛ-СВЭЛ-20-3.1 УХЛ2, Кл.т. 0,2S Ктг=7000/5 Рег.№ 67629-17	ЗНОЛ-СВЭЛ-20 УХЛ2 Кл.т. 0,2 К.т.н $18000\sqrt{3}; 100\sqrt{3}$; Рег.№ 67628-17	АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857- 11	УСПД RTU-327 Рег.№ 41907- 09
9	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Еловка с отпайками	ТВГ-110-0,2 Кл. т. 0,2 Ктг=1000/5 Рег.№ 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн= $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег.№ 24218-08	АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857- 06	УССВ-2 ИВК Рег. № 54074-13
10	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Ново-Ленино с отпайками	ТВ-СВЭЛ-110-IX-3 УХЛ1 Кл. т. 0,2S Ктг=2000/5 Рег.№ 67627-17	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн= $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег.№ 24218-08	АЛЬФА A1802RALQ- P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857- 06	УССВ-2 ИВКЭ УССВ-2 Рег.№54074- 13
11	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Иркутская	ТВГ-110-0,2 Кл. т. 0,2 Ктг=2000/5 Рег. № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн= $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег.№ 24218-08	АЛЬФА A1802RALQ- P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857- 06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Иркутская ТЭЦ-9 с отпайками	ТФМ-110 Кл. т. 0,5 Ктт=1000/5 Рег. № 16023- 97		АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-06	
13	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Водозабор-1 с отпайкой на ПС Суховская	ТФМ-110 Кл. т. 0,5 Ктт=1000/5 Рег. № 16023- 97		АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-06	УСПД RTU-327 Рег.№ 41907- 09
14	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Урик I цепь	ТФМ-110 Кл. т. 0,5 Ктт=1000/5 Рег.№ 16023-97	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08	АЛЬФА A1802RALQ- P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-06	УССВ-2 ИВК Рег. № 54074- 13
15	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск	ТФМ-110 Кл. т. 0,5 Ктт=1000/5 Рег. № 16023- 97		АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-06	УССВ-2 ИВКЭ УССВ-2
16	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТВГ-110-0,2 Кл. т. 0,2 Ктт=2000/5 Рег. № 22440- 07		АЛЬФА A1802RALQ- P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-06	Рег.№54074- 13
17	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, TP-А	ТВГ-110-0,2 Кл. т. 0,2 Ктт=500/5 Рег. № 22440- 07	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08	АЛЬФА A1802RALQ- P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-11	
18	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, TP-Б	ТВГ-110-0,2 Кл. т. 0,2 Ктт=500/5 Рег. № 22440- 07		АЛЬФА A1802RALQ- P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	Иркутская ТЭЦ-10 Ввод 10,5 кВ Т-1А	ТПЛ-35-4 Кл. т. 0,2 Ктт=1500/5 Рег.№ 21253-06	GSES 12D Кл. т. 0,2 Ктн= $10500/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег.№ 48526-11	АЛЬФА A1802RL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-11	
20	Иркутская ТЭЦ-10 Ввод 10,5 кВ Т-1Б	ТПЛ-35-4 Кл. т. 0,2 Ктт=1500/5 Рег. № 21253-06		АЛЬФА A1802RL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-11	
21	Иркутская ТЭЦ-10 Ввод 18 кВ Т-2АБ	ТШЛ-СВЭЛ-20-2.1 УХЛ2 Кл. т. 0,5S Ктт=1500/5 Рег.№ 67629-17	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ-20 Кл. т. 0,2 Ктн= $18000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег.№ 67628-17	ЕвроАльфа EA 05 RL-B-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег.№ 16666-97	УСПД RTU-327 Рег.№ 41907- 09
22	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-3АБ	ТПЛ-35-4 Кл. т. 0,2 Ктт=1500/5 Рег.№ 21253-06	GSES 24D Кл. т. 0,2 Ктн= $18000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег.№ 48526-11	АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-11	УССВ-2 ИВК Рег. № 54074- 13
23	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-4АБ	ТПЛ-35-4 Кл. т. 0,5 Ктт=1500/5 Рег.№ 21253-06	GSES 24D Кл. т. 0,2 Ктн= $18000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег.№ 48526-11	A1802RL- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-11	УССВ-2 ИВКЭ УССВ-2 Рег.№54074- 13
24	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-5АБ	GDS 40,5 Кл. т. 0,2 Ктт=1500/5 Рег.№ 30370-10	GSES 24D Рег.№ 48526-11 Кл. т. 0,2 Ктн= $18000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-11	
25	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-6АБ	ТПЛ-35-4 Кл. т. 0,2 Ктт=1500/5 Рег.№ 21253-06	GSES 24D Кл. т. 0,2 Ктн= $18000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег.№ 48526-11	АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-11	
26	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-7АБ	ТШЛ-СВЭЛ-20-2.1 УХЛ2, Кл.т 0,5S Ктт-1500/5 Рег.№ 67629-17	ЗНОЛ-СВЭЛ-20 УХЛ2 Кл.т. 0,2 К.тн 18000 $\sqrt{3};100$ Рег.№ 67628-17	АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-11	
27	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-8АБ	ТШЛ-СВЭЛ-20-2.1 УХЛ2, Кл.т 0,5S Ктт-1500/5 Рег.№ 67629-17	ЗНОЛ-СВЭЛ-20 УХЛ2 Кл.т. 0,2 К.тн 18000 $\sqrt{3};100$ Рег. № 67628-17	АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
28	ПС 110 кВ Водозабор-2, Ввод 6 кВ 1Т	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт=1500/5 Рег. № 7069-79		АЛЬФА А1805RL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. №31857-11	
29	ПС 110 кВ Водозабор-2, РУ-6 кВ, яч.2, фидер Сибизмир	ТОЛ-10-I-2 У2 Кл. т. 0,5S Ктн=300/5 Рег. № 47959-16	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Рег. № 159-49	АЛЬФА А1805RL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. №31857-11	УСПД RTU-327 Рег.№ 41907-09
30	ПС 110 кВ Водозабор-2, РУ-6 кВ, яч.5, фидер ХПВ-1	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт=300/5 Рег. № 7069-79		АЛЬФА А1805RL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. №31857-11	УССВ-2 ИВК Рег. № 54074-13
31	ПС 110 кВ Водозабор-2, Ввод 6 кВ 2Т	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт=1500/5 Рег.№ 7069-79	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 159-49	АЛЬФА А1805RL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. №31857-11	УССВ-2 ИВКЭ УССВ-2 Рег.№54074-13
32	ПС 110 кВ Водозабор-2, РУ-6 кВ, яч.22, фидер ХПВ-2	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт=300/5 Рег.№ 7069-79		АЛЬФА А1805RL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. №31857-11	
33	РУСН 6кВ-1А, яч.109, T-PX-1	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=150/5 Рег. № 814-53	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 380-49	АЛЬФА A1805RLQ-P4G- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. №31857-06	
34	РУСН 6кВ-3А, яч.319, T-PX-2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт=150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 380-49	АЛЬФА A1805RLQ-P4G- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. №31857-06	
35	ЗАО Иркутск- энерго транс Ввод №1	ТТК-А Кл. т. 0,5 Ктт=300/5 Рег.№ 56994-14	нет	АЛЬФА A1805RLXQ- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №31857-06	
36	ЗАО Иркутск- энерго транс Ввод №2	ТТК-А Кл. т. 0,5 Ктт=300/5 Рег.№ 56994-14	нет	АЛЬФА A1805RLXQ- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. №31857-06	

П р и м е ч а н и я:

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 не претендует на улучшение метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.
3. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4
1,3,5,6,9,11,16- 20,22,24,25	Активная	0,5	1,5
	Реактивная	1,2	2,5
2,7,8,10	Активная	0,5	1,5
	Реактивная	1,2	2,5
4,12-15,23	Активная	0,8	2,9
	Реактивная	2,3	4,6
21	Активная	1,0	1,9
	Реактивная	2,4	2,9
26,27	Активная	0,8	1,7
	Реактивная	2,3	2,9
28,30-34	Активная	1,1	3,1
	Реактивная	2,7	4,7
29	Активная	1,1	2,0
	Реактивная	2,7	3,1
35, 36	Активная	0,8	2,9
	Реактивная	2,1	4,6

П р и м е ч а н и я:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от $I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-36 от 0 до + 30 °C.
4. Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ ±5с

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	36
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк.

Продолжение таблицы 4

1	2
<ul style="list-style-type: none"> - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C 	от 49,8 до 50,2 от -60 до +45 от +18 до +22 от +18 до +22
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Электросчетчики:	
<ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ для электросчетчика АЛЬФА А1800, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	120000 2
УСПД:	
<ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ для УСПД RTU-327, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	240000 2
Сервер:	
<ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	70000 1
Глубина хранения информации:	
Электросчетчики:	
<ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее 	300 10
Сервер:	
<ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	3,5
УСПД:	
<ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее 	45 10

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

электросчёта;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
УСПД;
сервера;
– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
электросчетчика;
УСПД;
сервера.

Возможность коррекции времени (функция автоматизирована):

- электросчетчиках;
- УСПД;
- ИВК.

Возможность сбора информации о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность (функция автоматизирована):

- измерений 30 мин;
- сбора 30 мин.

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 АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-IV	3
Трансформатор тока	ТШЛ-СВЭЛ-20-3.1	9
Трансформатор тока	ТШЛ-СЭЩ-20	3
Трансформатор тока	ТШЛ-20-1	3
Трансформатор тока	ТШЛ-СЭЩ-20-3	3
Трансформатор тока	ТШЛ-СВЭЛ-20-3	3
Трансформатор тока	ТВГ-110-0,2	15
Трансформатор тока	ТВ-СВЭЛ-110-IX-3 УХЛ1	3
Трансформатор тока	ТФМ-110	12
Трансформатор тока	ТПЛ-35-4	15
Трансформатор тока	ТШЛ-СВЭЛ-20-2.1 УХЛ2	9
Трансформатор тока	GDS 40,5	3
Трансформатор тока	ТОЛ 10	8
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I-2 У2	2
Трансформатор тока	ТПФМ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	ТТК-А	6
Трансформатор напряжения	GSES 12D	15
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ-20	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-20 УХЛ2	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	НОМ-6	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Счетчик электрической энергии	A1802RAL-P4GB-DW-4	19
Счетчик электрической энергии	A1802RALQ-P4G-DW-4	6
Счетчик электрической энергии	EA 05 RL-B-3	1
Счетчик электрической энергии	A1802RL-P4GB-DW-3	1
Счетчик электрической энергии	A1805RL-P4GB-DW-4	5
Счетчик электрической энергии	A1805RLQ-P4G-DW-4	2
Счетчик электрической энергии	A1805RLXQ-P4GB-DW-3	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	2
Программное обеспечение	ПО «Альфа ЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	ИРМТ.411711.290.25.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности на подстанциях сальдо-перетоков ООО «Байкальская энергетическая компания» Иркутская ТЭЦ-10, аттестованном ООО «ИРМЕТ», г. Иркутск, аттестат об аккредитации № RA.RU.314359.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерения

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

ГОСТ 34.604-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ»

(ООО «ИРМЕТ»)

ИНН 3811053048

Юридический адрес: 664075, г. Иркутск, ул. Байкальская, 239, к. 26 «А»

Тел.: (395-2) 795-750; Факс: (395-2) 795-750

E-mail: office_irmet@se-system.ru

<http://www.irmet.ru>

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ»

(ООО «ИРМЕТ»)

ИНН 3811053048

Адрес: 664075, г. Иркутск, ул. Байкальская, 239, к. 26 «А»

Тел.: (395-2) 795-750; Факс: (395-2) 795-750

E-mail: office_irmet@se-system.ru

<http://www.irmet.ru>

Испытательный центр

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

Адрес: 664075, г. Иркутск, ул., Байкальская, д.239, к.26А

Тел.: (395-2) 795-750; Факс: (395-2) 795-750

E-mail: office_irmet@se-system.ru

<http://www.irmet.ru>

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314306

