



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.Е.34.159.А № 73773

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Иркутская
Энергосбытовая компания" в части сальдо-перетоков электроэнергии**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **001**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Акционерное общество "ИРМЕТ" (АО "ИРМЕТ"), г. Иркутск

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **74920-19**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 001-2019

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **29 апреля 2019 г. № 1015**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

А.В.Кулешов

"....." 2019 г.

Серия СИ

№ **035832**

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), 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 измерительные 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 «АльфаЦЕНТР» 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) ПАО «Иркутскэнерго» и затем с ИВК осуществляется посредством линий связи ООО «Иркутскэнерго-связь», 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 СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS устройством синхронизации системного времени (УССВ) на базе УССВ-2 (Регистрационный № 54074-13). ИВК каждый час сличает и синхронизирует свою шкалу времени со шкалой УССВ, время задержки сигнала составляет менее 150 мс. Корректировка внутренних часов УСПД осуществляется от соответствующего УССВ-2, установленных на каждой подстанции, коррекция происходит в случае расхождения часов более 1 с при сличении каждые 30 мин. Внутренние часы счетчиков электрической энергии сличаются и, при необходимости, синхронизируются с часами соответствующего УСПД не реже, чем раз в 30 минут. Коррекция выполняется принудительно со стороны УСПД при расхождении более 1 с и реализуется программным модулем заводского ПО в счетчике.

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.

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, 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 15.07.01
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 измерительных каналов (ИК) АИИС 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 АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД, УССВ, Сервер
1	2	3	4	5	6
1	ПС Тайшет-500 кВ ВЛ 500 кВ Камала-1 - Тайшет №1 (ВЛ 500 кВ №503)	ТФЗМ-500Б-1 У1 КТ 0,5 K _{ТТ} =3150/1 Пер.3639-73	СРТf 550 КТ 0,2 K _{ТН} = 500000/√3/100/√3 Пер. №29695-08	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 Пер. №31857-11	RTU-327LV Пер. №41907-09 УССВ-2 Пер. №54074-13
2	ПС Тайшет-500 кВ ВЛ 500 кВ Камала-1 - Тайшет №2 (ВЛ 500 кВ №504)	ТФЗМ-500Б-1 У1 КТ 0,5 K _{ТТ} =3150/1 Пер.3639-73	СРТf 550 КТ 0,2 K _{ТН} = 500000/√3/100/√3 Пер. №29695-08	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 Пер. №31857-11	
3	ПС Тайшет-500 кВ ВЛ-110 кВ С-43	ТФЗМ 110Б-III У1 КТ 0,5 K _{ТТ} =1000/5 Пер. №26421-08	НКФ-110-57 КТ 0,5 K _{ТН} =110000/√3/10 0/√3 Пер. №14205-11	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 Пер. №31857-11	
4	ПС Тайшет-500 кВ ВЛ-110 кВ С-46	ТФЗМ 110Б-III У1 КТ 0,5 K _{ТТ} =1000/5 Пер. №26421-08)	НКФ-110-57 КТ 0,5 K _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Пер. №14205-11	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 Пер. №31857-11	
5	ПС Тайшет-500 кВ ОВ-110 кВ	VIS WI 110 КТ 0,5S K _{ТТ} =1000/5 Пер. №37750-08	НКФ-110-57 КТ 0,5 K _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Пер. №14205-11	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 Пер. №31857-11	
6	ПС Тайшет- Западная (тяговая) ВЛ-110 кВ С-61	ТФЗМ-110Б- УХЛ1 КТ 0,2S K _{ТТ} =500/5 Пер.№ 32825-06	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,2 K _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Пер. № 24218-13	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 Пер. №31857-11	RTU-327LV Пер. №41907-09 УССВ-2 Пер. №54074-13

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6
7	ПС Юрты ВЛ-110 кВ С-60	ТФЗМ-110Б КТ 0,5 K _{ТТ} =500/5 Пер. № 26421-08	НКФ-110-57 КТ 0,5 K _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Пер. № 14025-11	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 Пер. № 31857-11	RTU-327LV Пер. № 41907-09 УССВ-2 Пер. № 54074-13
8	ПС Кунерма ВЛ-220 кВ КС-33	ТБМО-220Б-УХЛ1 КТ 0,5 K _{ТТ} =600/5 Пер. № 27069-11	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,5 K _{ТН} = 220000/√3/100/√3 ГР № 20344-05	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 Пер. № 31857-11	RTU-327LV Пер. № 41907-09 УССВ-2 Пер. № 54074-13
9	ПС Дабан ВЛ-220 кВ УД-32	ТБМО-220Б-УХЛ1 КТ 0,5 K _{ТТ} =600/5 ГР № 27069-11	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,5 K _{ТН} = 220000/√3/100/√3 ГР № 20344-05	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 Пер. № 31857-11	RTU-327LV Пер. № 41907-09 УССВ-2 Пер. № 54074-13
10	ПС Ключи ВЛ-220 кВ №582	TG-245 КТ 0,2S K _{ТТ} =2000/1 Пер. № 15651-12	СРВ-245 КТ 0,2 K _{ТН} =220000/√3/100/√3 Пер. №15853-06	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 Пер. № 31857-11	RTU-327LV Пер. № 41907-09 УССВ-2 Пер. № 54074-13
11	ПС БЦБК ВЛ-220 кВ ВБ-272	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 K _{ТТ} =1000/5 Пер. № 6540-78	НКФ-220-58 КТ 0,5 K _{ТН} =220000/√3/100/√3 Пер. № 1382-60	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 Пер. № 31857-11	RTU-327LV Пер. № 41907-09 УССВ-2 Пер. № 54074-13
12	ПС БЦБК ВЛ-220 кВ БЦБ-271	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 K _{ТТ} =1000/5 Пер. № 6540-78	НКФ-220-58 КТ 0,5 K _{ТН} =220000/√3/100/√3 Пер. № 1382-60	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 Пер. № 31857-11	
13	ПС БЦБК ОВ-220 кВ	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 K _{ТТ} =1000/5 Пер. № 6540-78	НКФ-220-58 КТ 0,5 K _{ТН} =220000/√3/100/√3 Пер. № 1382-60	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 Пер. № 31857-11	
14	ПС Байкальск (Байкальская) Ввод 27,5кВ Т-1	ТФНД-35М КТ 0,5 K _{ТТ} =1000/5 Пер. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 K _{ТН} =27500/√3/100/√3 3 Пер. № 912-70	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 Пер. № 31857-11	RTU-327LV Пер. № 41907-09 УССВ-2 Пер. № 54074-13

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6
15	ПС Байкальск (Байкальская) Ввод 27,5кВ Т-2	ТФНД-35М КТ 0,5 K _{ТТ} =1000/5 Пер. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 K _{ТН} =27500/√3/100/√3 3 Пер. № 912-70	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 Пер. № 31857-11	RTU-327LV Пер. № 41907-09 УССВ-2 Пер. № 54074-13
16	ПС Слюдянка ВЛ-110 кВ КЗМ-135	ТБМО-110 КТ 0,5S K _{ТТ} =100/5 Пер. № 23256-11	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,2 K _{ТН} =110000/√3/100/√3 Пер. № 24218-13	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 Пер. № 31857-11	RTU-327LV Пер. № 41907-09 УССВ-2 Пер. № 54074-13
17	ПС Слюдянка ВЛ-35 кВ КЗМ-386	ТОЛ-35 КТ 0,5 K _{ТТ} =50/5 Пер. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 K _{ТН} =35000/√3/100/√3 Пер. № 912-70	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 Пер. № 31857-11	
18	ПС Новобирюсинск ВЛ-110 кВ С-841	ТВ-110/20ХЛ КТ 0,5 K _{ТТ} =300/5 Пер. № 4462-74	НКФ-110-57 КТ 0,5 K _{ТН} =110000/100 Пер. № 14205-11	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 Пер. № 31857-11	
19	ПС Новобирюсинск ВЛ-110 кВ С-842	ТВ-110/20ХЛ КТ 0,5 K _{ТТ} =300/5 Пер. № 4462-74	НКФ-110-57 КТ 0,5 K _{ТН} =110000/100 Пер. № 14205-11	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 Пер. № 31857-11	
20	ПС Новобирюсинск 110/10 кВ, Ввод 10 кВ № 1	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5 K _{ТТ} =600/5 Пер. № 32139-11	НАМИ-10 КТ 0,5 K _{ТН} =10000/√3/100/√3 Пер. № 11094-87	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 Пер. № 31857-11	RTU-327LV Пер. № 41907-09 УССВ-2 Пер. № 54074-13
21	ПС Новобирюсинск 110/10 кВ, Ввод 10 кВ № 2	ТВЛМ-10 КТ 0,5 K _{ТТ} =1000/5 Пер. № 1856-63	НТМИ-10-66 У3 КТ 0,5 K _{ТН} =10000/√3/100/√3 Пер. № 831-69	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 Пер. № 31857-11	
22	ПС Новобирюсинск 110/10 кВ, КЛ-10 кВ фидер 15-16	ТОЛ-10 КТ 0,5 K _{ТТ} =100/5 Пер. № 7069-02	НТМИ-10-66 У3 КТ 0,5 K _{ТН} =10000/√3/100/√3 Пер. № 831-69	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6
23	ПС Быстрая яч. №2 Ввод 6 кВ Т-1	ТОЛ-10 КТ 0,5 $K_{ТТ}=400/5$ Пер. № 15128-07	3хЗНОЛП-6 КТ 0,5 $K_{ТН}=6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Пер. № 23544-07	АЛЬФА А1800 А1805RLQM- P4GB1-DW-4 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{СЧ}=1$ Пер. № 31857-11	RTU-327LV Пер. № 41907-09 УССБ-2 Пер. № 54074-13
24	ПС Озерная ВЛ-500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная	SAS 550 КТ 0,2S $K_{ТТ}=3150/1$ Пер. № 25121-07	ТЕМР 550 КТ 0,2 $K_{ТН}=500000/\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Пер. № 25474-03	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ Пер. № 31857-11	RTU-327LV Пер. № 41907-09 УССБ-2 Пер. № 54074-13
25	ПС Озерная УШР-576	SAS 550 КТ 0,2S $K_{ТТ}=3150/1$ Пер. № 25121-07	ТЕМР 550 КТ 0,2 $K_{ТН}=500000/\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Пер. № 25474-03	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ Пер. № 31857-11	
26	ПС Озерная ВЛ-500 кВ Ангара – Озерная (579)	SAS 550 КТ 0,2S $K_{ТТ}=3150/1$ Пер. № 25121-07	ТЕМР 550 КТ 0,2 $K_{ТН}=500000/\sqrt{3}/$ 100/ $\sqrt{3}$ Пер. № 25474-03	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ Пер. № 31857-11	
27	ПС Озерная УШР-579	SAS 550 КТ 0,2S $K_{ТТ}=3150/1$ Пер. № 25121-07	ТЕМР 550 КТ 0,2 $K_{ТН}=500000/\sqrt{3}/100$ / $\sqrt{3}$ Пер. № 25474-03	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ Пер. № 31857-11	
28	ПС Озерная ОРУ-35 кВ ТСН-6-35	ТОЛ-35 III-II УХЛ1 КТ 0,5S $K_{ТТ}=100/1$ Пер. № 47959-11	НАМИ-35 КТ 0,5 $K_{ТН}=$ 35000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Пер. № 60002-15	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ Пер. № 31857-11	
29	Мамаканская ГЭС ВЛ 110 кВ «Мамакан- Мусковит» (1С)	ТФНД-110М КТ 0,5 $K_{ТТ}=100/5$ Пер. № 2793-71	НКФ-110-57 КТ 0,5 $K_{ТН}=$ 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Пер. № 14205-11	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ Пер. № 31857-11	RTU-327LV Пер. № 41907-09 УССБ-2 Пер. № 54074-13
30	ПС №17 Тамтачет 110/10 кВ, Ввод 10 кВ № 1 (1Т)	ТЛИМ-10 КТ 0,5 $K_{ТТ}=600/5$ Пер. № 2473-69	НТМИ-10-66 У3 КТ 0,5 $K_{ТН}= 10000//100$ Пер. № 831-69	АЛЬФА А1800 А1805RLQ-P4G- DW-4 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{СЧ}=1$ Пер. № 31857-11	RTU-325L Пер. № 37288-08 УССБ-2 Пер. № 54074-13

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6
31	ПС Тамтачет ПС №17 110/10 кВ, Ввод 10 кВ № 2 (2Т)	ТЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 УЗ КТ 0,5 К _{ТН} = 10000//100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 А1805RLQ-P4G-DW- 4 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) К _{СЧ} =1 Рег. № 31857-11	RTU-325L Рег. № 37288-08 УССВ-2 Рег. № 54074-13
<p>Примечания:</p> <p>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.</p> <p>2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.</p> <p>3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.</p>					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4
6,10, 24-27	Активная Реактивная	1,1 2,7	1,5 2,6
5, 28	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,0 4,8
16	Активная Реактивная	1,1 2,7	2,9 4,7
1-2	Активная Реактивная	0,9 2,4	2,9 4,7
3,4, 7-9, 11-15, 17-22, 29	Активная Реактивная	0,9 2,4	3,0 4,8
23, 30-31	Активная Реактивная	0,6 1,3	3,3 5,7
<p>Примечания:</p> <p>1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.</p> <p>2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от $I_{ном} \cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-31 от 0 до плюс 30 °С.</p>			

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	31
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц <p>- коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.}</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от -60 до +45</p> <p>от +18 до +22</p> <p>от +18 до +22</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика А1802RAL-P4GB-DW-4 - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД RTU-327LV - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>120000</p> <p>2</p> <p>240000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <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 <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>300</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

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 счётчика:

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:

электросчётчика;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки;

УСПД;

сервера;

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

электросчетчика;

УСПД;

сервера.

Возможность коррекции времени в:

электросчетчиках (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована);

ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации (функция автоматизирована):

- о результатах измерений.

Цикличность (функция автоматизирована):

- измерений 30 мин;

- сбора 30 мин.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-500Б-І У1	6 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-ІІІ У1	7 шт.
Трансформатор тока	VIS WI 110	2 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-УХЛ1	3 шт.
Трансформатор тока	ТБМО-220Б-УХЛ1	6 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	TG-245	3 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV ХЛ1	9 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-35М	4 шт.
Трансформатор тока	ТБМО-110	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-35	2 шт.
Трансформатор тока	ТВ-110/20ХЛ	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	3 шт.
Трансформатор тока	SAS 550	12 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-35 III-II УХЛ1	3 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-110М	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4 шт.
Трансформатор напряжения	СРТf 550	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	12 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	6 шт.
Трансформатор напряжения	СРВ-245	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	10 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66 УЗ	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6	3 шт.
Трансформатор напряжения	ТЕМР 550	12 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-35	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1802RAL-P4GB-DW-4	20 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1802RAL-P4GB-DW-3	4 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALXQV-P4GB-DW-4	4 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1805RLQM-P4GB1-DW-4	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1805RLQ-P4G-DW-4	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327LV	13 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Устройство синхронизации системного	УССВ-2	15 шт.
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»,	1 шт.
Методика поверки	МП 001-2019	1 шт.
Паспорт-Формуляр	ИРМТ.411711.289.17.ПФ	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 001-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «МетроСервис» 25.01.2019 г.

Основные средства поверки:

- измерительных трансформаторов напряжения - по ГОСТ 8.216-2011;
- измерительных трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003;
- счетчиков электрической энергии в соответствии с документами: «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки» ДИЯМ.411152.018 МП, утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г., и «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДИЯМ.411152.018 МП», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.;
- устройств синхронизации времени УССВ-2 в соответствии с документом: МП-РТ-1906-2013 (ДИЯМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Ростест-Москва» 17.05.2013 г.;
- устройств сбора и передачи данных серии RTU-327 в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки» ДИЯМ 466215.007 МП, утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- ntr-серверы, работающие от сигналов рабочих шкал Государственного первичного эталона времени и частоты;
- устройство синхронизации времени УСВ-3, Рег. № 51644-12, погрешность синхронизации относительно шкал времени UTC, UTC(SU): ± 100 мкс;
- переносной инженерный пульт - ноутбук с программными пакетами «АльфаЦЕНТР» модуль AC_LapTop, «Metercat» для конфигурации и опроса счетчиков и с ПО для работы с устройством синхронизации времени «УСВ-3», оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;
- метеометр МЭС-200А для контроля условий окружающей среды при поверке;
- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1 специальный плюс 3000 (с клещами токоизмерительными 10 А; 300/3000А и с трехфазным блоком трансформаторов тока (БТТ));
- измеритель показателей качества электрической энергии Ресурс-UF2М.

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности на подстанциях сальдо-перетоков ООО «Иркутская Энергосбытовая компания», аттестованном ООО «Метросервис», аттестат об аккредитации №РА.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии

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 «ИРМЕТ» (АО «ИРМЕТ»)
ИНН 3811053048
Адрес: 664050, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Байкальская, 239, корп. 26 «А»
Телефон: (3952) 225-303
Web-сайт: www.irmet.ru
E-mail: irmet@es.irkutskenergo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)
Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, ба
Телефон: (391) 224-85-62
E-mail: E.E.Servis@mail.com
Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.