

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 канaloобразующую 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), канaloобразующую 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 «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 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)	ТФ3М-500Б-І У1 КТ 0,5 $K_{TT}=3150/1$ Рег.3639-73	CPTf 550 КТ 0,2 $K_{TH}=500000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. №29695-08	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{Cq}=1$ Рег. №31857-11	RTU-327LV Рег. №41907-09 УССВ-2 Рег. №54074-13
2	ПС Тайшет-500 кВ ВЛ 500 кВ Камала-1 - Тайшет №2 (ВЛ 500 кВ №504)	ТФ3М-500Б-І У1 КТ 0,5 $K_{TT}=3150/1$ Рег.3639-73	CPTf 550 КТ 0,2 $K_{TH}=500000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. №29695-08	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{Cq}=1$ Рег. №31857-11	
3	ПС Тайшет-500 кВ ВЛ-110 кВ С-43	ТФ3М 110Б-ІІІ У1 КТ 0,5 $K_{TT}=1000/5$ Рег. №26421-08	НКФ-110-57 КТ 0,5 $K_{TH}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. №14205-11	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{Cq}=1$ Рег. №31857-11	
4	ПС Тайшет-500 кВ ВЛ-110 кВ С-46	ТФ3М 110Б-ІІІ У1 КТ 0,5 $K_{TT}=1000/5$ Рег. №26421-08	НКФ-110-57 КТ 0,5 $K_{TH}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. №14205-11	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{Cq}=1$ Рег. №31857-11	
5	ПС Тайшет-500 кВ ОВ-110 кВ	VIS WI 110 КТ 0,5S $K_{TT}=1000/5$ Рег. №37750-08	НКФ-110-57 КТ 0,5 $K_{TH}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. №14205-11	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{Cq}=1$ Рег. №31857-11	
6	ПС Тайшет-Западная (тяговая) ВЛ-110 кВ С-61	ТФ3М-110Б-УХЛ1 УХЛ1 КТ 0,2S $K_{TT}=500/5$ Рег. № 32825-06	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,2 $K_{TH}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 24218-13	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{Cq}=1$ Рег. №31857-11	

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6
7	ПС Юрты ВЛ-110 кВ С-60	ТФ3М-110Б КТ 0,5 $K_{TH}=500/5$ Рег. № 26421-08	НКФ-110-57 КТ 0,5 $K_{TH}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 14025-11	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{Cq}=1$ Рег. № 31857-11	RTU-327LV Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
8	ПС Кунерма ВЛ-220 кВ КС-33	ТБМО-220Б-УХЛ1 КТ 0,5 $K_{TH}=600/5$ Рег. № 27069-11	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,5 $K_{TH}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ ГР № 20344-05	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{Cq}=1$ Рег. № 31857-11	RTU-327LV Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
9	ПС Дабан ВЛ-220 кВ УД-32	ТБМО-220Б-УХЛ1 КТ 0,5 $K_{TH}=600/5$ ГР № 27069-11	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,5 $K_{TH}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ ГР № 20344-05	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{Cq}=1$ Рег. № 31857-11	RTU-327LV Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
10	ПС Ключи ВЛ-220 кВ №582	TG-245 КТ 0,2S $K_{TH}=2000/1$ Рег. № 15651-12	CPB-245 КТ 0,2 $K_{TH}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{Cq}=1$ Рег. № 31857-11	RTU-327LV Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
11	ПС БЦБК ВЛ-220 кВ ВБ-272	ТФ3М 220Б-IV У1 КТ 0,5 $K_{TH}=1000/5$ Рег. № 6540-78	НКФ-220-58 КТ 0,5 $K_{TH}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 1382-60	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{Cq}=1$ Рег. № 31857-11	RTU-327LV Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
12	ПС БЦБК ВЛ-220 кВ БЦБ-271	ТФ3М 220Б-IV У1 КТ 0,5 $K_{TH}=1000/5$ Рег. № 6540-78	НКФ-220-58 КТ 0,5 $K_{TH}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 1382-60	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{Cq}=1$ Рег. № 31857-11	
13	ПС БЦБК ОВ-220 кВ	ТФ3М 220Б-IV У1 КТ 0,5 $K_{TH}=1000/5$ Рег. № 6540-78	НКФ-220-58 КТ 0,5 $K_{TH}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 1382-60	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{Cq}=1$ Рег. № 31857-11	
14	ПС Байкальск (Байкальская) Ввод 27,5кВ Т-1	ТФНД-35М КТ 0,5 $K_{TH}=1000/5$ Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 $K_{TH}=27500/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{Cq}=1$ Рег. № 31857-11	RTU-327LV Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 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 $K_{TH}=1000/5$ Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 $K_{TH}=27500/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{C\gamma}=1$ Рег. № 31857-11	RTU-327LV Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
16	ПС Слюдянка ВЛ-110 кВ КЗМ-135	ТБМО-110 КТ 0,5S $K_{TH}=100/5$ Рег. № 23256-11	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,2 $K_{TH}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 24218-13	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{C\gamma}=1$ Рег. № 31857-11	RTU-327LV Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
17	ПС Слюдянка ВЛ-35 кВ КЗМ-386	ТОЛ-35 КТ 0,5 $K_{TH}=50/5$ Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 $K_{TH}=35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{C\gamma}=1$ Рег. № 31857-11	RTU-327LV Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
18	ПС Новобирюсинск ВЛ-110 кВ С-841	ТВ-110/20ХЛ КТ 0,5 $K_{TH}=300/5$ Рег. № 4462-74	НКФ-110-57 КТ 0,5 $K_{TH}=110000/100$ Рег. № 14205-11	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{C\gamma}=1$ Рег. № 31857-11	RTU-327LV Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
19	ПС Новобирюсинск ВЛ-110 кВ С-842	ТВ-110/20ХЛ КТ 0,5 $K_{TH}=300/5$ Рег. № 4462-74	НКФ-110-57 КТ 0,5 $K_{TH}=110000/100$ Рег. № 14205-11	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{C\gamma}=1$ Рег. № 31857-11	RTU-327LV Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
20	ПС Новобирюсинск 110/10 кВ, Ввод 10 кВ № 1	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5 $K_{TH}=600/5$ Рег. № 32139-11	НАМИ-10 КТ 0,5 $K_{TH}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 11094-87	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{C\gamma}=1$ Рег. № 31857-11	RTU-327LV Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
21	ПС Новобирюсинск 110/10 кВ, Ввод 10 кВ № 2	ТВЛМ-10 КТ 0,5 $K_{TH}=1000/5$ Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 У3 КТ 0,5 $K_{TH}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{C\gamma}=1$ Рег. № 31857-11	RTU-327LV Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
22	ПС Новобирюсинск 110/10 кВ, КЛ-10 кВ фидер 15-16	ТОЛ-10 КТ 0,5 $K_{TH}=100/5$ Рег. № 7069-02	НТМИ-10-66 У3 КТ 0,5 $K_{TH}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{C\gamma}=1$ Рег. № 31857-11	RTU-327LV Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13

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 К _{ТТ} =400/5 Рег. № 15128-07	3x3НОЛП-6 КТ 0,5 К _{TH} =6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	АЛЬФА А1800 A1805RLQM- P4GB1-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) К _{Cу} =1 Рег. № 31857-11	RTU-327LV Per. № 41907-09 УCCB-2 Рег. № 54074-13
24	ПС Озерная ВЛ-500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная	SAS 550 КТ 0,2S К _{ТТ} =3150/1 Рег. № 25121-07	TEMP 550 КТ 0,2 К _{TH} =500000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 25474-03	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) К _{Cу} =1 Рег. № 31857-11	
25	ПС Озерная УШР-576	SAS 550 КТ 0,2S К _{ТТ} =3150/1 Рег. № 25121-07	TEMP 550 КТ 0,2 К _{TH} =500000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 25474-03	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) К _{Cу} =1 Рег. № 31857-11	
26	ПС Озерная ВЛ-500 кВ Ангара – Озерная (579)	SAS 550 КТ 0,2S К _{ТТ} =3150/1 Рег. № 25121-07	TEMP 550 КТ 0,2 К _{TH} =500000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 25474-03	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) К _{Cу} =1 Рег. № 31857-11	RTU-327LV Per. № 41907-09 УCCB-2 Рег. № 54074-13
27	ПС Озерная УШР-579	SAS 550 КТ 0,2S К _{ТТ} =3150/1 Рег. № 25121-07	TEMP 550 КТ 0,2 К _{TH} =500000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 25474-03	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) К _{Cу} =1 Рег. № 31857-11	
28	ПС Озерная ОРУ-35 кВ ТЧН-6-35	ТОЛ-35 III-II УХЛ1 КТ 0,5S К _{ТТ} =100/1 Рег. № 47959-11	НАМИ-35 КТ 0,5 К _{TH} = 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60002-15	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) К _{Cу} =1 Рег. № 31857-11	
29	Мамаканская ГЭС ВЛ 110 кВ «Мамакан- Мусковит» (1C)	ТФНД-110М КТ 0,5 К _{ТТ} =100/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 КТ 0,5 К _{TH} = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-11	АЛЬФА А1800 A1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) К _{Cу} =1 Рег. № 31857-11	RTU-327LV Per. № 41907-09 УCCB-2 Рег. № 54074-13
30	ПС №17 Тамтачет 110/10 кВ, Ввод 10 кВ № 1 (1Т)	ТЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 У3 КТ 0,5 К _{TH} = 10000//100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 A1805RLQ-P4G- DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) К _{Cу} =1 Рег. № 31857-11	RTU-325L Per. № 37288-08 УCCB-2 Рег. № 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 У3 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000//100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 A1805RLQ-P4G-DW- 4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) K _{CQ} =1 Рег. № 31857-11	RTU-325L Рег. № 37288-08 УССВ-2 Рег. № 54074-13
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 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

Примечания:

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 №№ 1-31 от 0 до плюс 30 °C.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	31
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	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 - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, $^{\circ}\text{C}$ - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, $^{\circ}\text{C}$: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, $^{\circ}\text{C}$	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} 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: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика A1802RAL-P4GB-DW-4 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД RTU-327LV - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 240000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - 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 Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	300 10 45 10 3,5
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	ТФ3М-500Б-І У1	6 шт.
Трансформатор тока	ТФ3М-110Б-ІІІ У1	7 шт.
Трансформатор тока	VIS WI 110	2 шт.
Трансформатор тока	ТФ3М-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 У3	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.

Проверка

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 «Метро Сервис» 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.;
- ntp-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 «Альфа ЦЕНТР» 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-UF2M.

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 №RA.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, 6а

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.