

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» марта 2021 г. №425

Регистрационный № 81315-21

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-10 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 трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счётчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), 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-325 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 «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 (SU) с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS устройством синхронизации системного времени (УССВ) на базе УССВ-2 (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 54074-13), имеющего погрешность синхронизации со шкалой координированного времени не более ± 1 мкс. 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.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или в эксплуатационную документацию.

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 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 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	Иркутская ТЭЦ-10 Блок-1 (ТГ-1)	ТШЛ-СВЭЛ-20-3 КТ 0,2 К _{ТТ} =5000/5 Рег. № 48852-12	GSES-12D КТ 0,2 К _{ТН} =10500/√3/100√3 Рег. № 48526-11	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 19495-03 УССВ-2 Рег. № 54074-13
2	Иркутская ТЭЦ-10 Блок-2 (ТГ-2)	ТШЛ-20-1 КТ 0,2 К _{ТТ} =6000/5 Рег. № 21255-08	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} =15000/100 Рег. № 831-53	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
3	Иркутская ТЭЦ-10 Блок-3 (ТГ-3)	ТШЛ-СЭЩ-20 КТ 0,5 К _{ТТ} =6000/5 Рег. № 44631-10	GSES 24D КТ 0,2 К _{ТН} =18000/√3/100 √3 Рег. № 48526-11	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
4	Иркутская ТЭЦ-10 Блок-4 (ТГ-4)	ТШЛ-20-1 КТ 0,5 К _{ТТ} =6000/5 Рег. № 21255-08	GSES 24D КТ 0,2 К _{ТН} =18000/√3/100 √3 Рег. № 48526-11	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
5	Иркутская ТЭЦ-10 Блок-5 (ТГ-5)	ТШЛ-СЭЩ-20 КТ 0,2 К _{ТТ} =6000/5 Рег. № 44631-10	GSES 24D КТ 0,2 К _{ТН} =18000/√3/100 √3 Рег. № 48526-11	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	Иркутская ТЭЦ-10 Блок-6 (ТГ-6)	ТШЛ-СВЭЛ-20-3 КТ 0,2 Ктт =6000/5 Рег. № 48852-12	GSES 24D КТ 0,2 Ктн=18000/√3/100√3 Рег. № 48526-11	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 19495-03 УССВ-2 Рег.№ 54074-13
7	Иркутская ТЭЦ-10 Блок-7 (ТГ-7)	ТШЛ-СЭЩ-20 КТ 0,2 Ктт =6000/5 Рег. № 44631-10	GSES 24D КТ 0,2 Ктн=18000/√3/100√3 Рег. № 48526-11	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
8	Иркутская ТЭЦ-10 Блок-8 (ТГ-8)	ТШЛ-СЭЩ-20 КТ 0,2 Ктт =6000/5 Рег. № 44631-10	ЗНОЛ-СЭЩ-20 КТ 0,2 Ктн=18000/√3/100√3 Рег. № 54371-13	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
9	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Еловка с отпайками	ТВГ-110-0,2 КТ 0,2 Ктт =1000/5 Рег. № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08	A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	
10	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Урик I цепь	ТФМ-110-II-Y1 КТ 0,5 Ктт =1000/5 ГР № 16023-97		A1802RALQ- P4G-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	
11	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Иркутская ТЭЦ-9 с отпайками	ТФМ-110-II-Y1 КТ 0,5 Ктт =1000/5 Рег. № 16023-97		A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	
12	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск	ТФМ-110-II-Y1 КТ 0,5 Ктт =1000/5 Рег. № 16023-97		A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
13	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Водозабор-1 с отпайкой на ПС Суховская	ТФМ-110-II-Y1 КТ 0,5 Ктт =1000/5 Рег. № 16023-97	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 3 Рег. № 24218-08	A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	RTU-325 Рег. № 19495-03 УССБ-2 Рег.№ 54074-13
14	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 - Иркутская	ТВГ-110-0,2 КТ 0,2 Ктт =2000/5 Рег. № 22440-07		A1802RALQ-P4G-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	
15	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками	ТВГ-110-0,2 КТ 0,2S Ктт =2000/5 Рег. № 22440-07		A1802RALQ-P4G-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	
16	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТВГ-110-0,2 КТ 0,2 Ктт =2000/5 Рег. № 22440-07		A1802RALQ-P4G-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-06	
17	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ТР-А	ТВГ-110-0,2 КТ 0,2 Ктт =500/5 Рег. № 22440-07		A1802RALQ-P4G-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
18	Иркутская ТЭЦ-10, ОРУ-110 кВ, ТР-Б	ТВГ-110-0,2 КТ 0,2 Ктт =500/5 Рег. № 22440-07		A1802RALQ-P4G-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
19	Иркутская ТЭЦ-10 Ввод 10,5 кВ Т-1А	ТПЛ-35 КТ 0,5 Ктт =1500/5 Рег. № 21253-06		GSES-12D КТ 0,2 Ктн=10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 48526-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	Иркутская ТЭЦ-10 Ввод 10,5 кВ Т-1Б	ТПЛ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} =1500/5 Рег. № 21253-06	GSES-12D КТ 0,2 К _{ТН} =10500/√3/100/√3 Рег. № 48526-11	A1802RL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 19495-03 УССВ-2 Рег. № 54074-13
21	Иркутская ТЭЦ-10 Ввод 18 кВ Т-2АБ	ТПЛ-20 КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5 Рег. № 21254-06	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} =15000/100 Рег. № 831-53	EA 05RL-B-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. 16666-97	
22	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-3АБ	ТПЛ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} =1500/5 Рег. № 21253-06	GSES 24D КТ 0,2 К _{ТН} =18000/√3/100/√3 Рег. № 48526-11	A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
23	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-4АБ	ТПЛ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} =1500/5 Рег. № 21253-06	GSES 24D КТ 0,2 К _{ТН} =18000/√3/100/√3 Рег. № 48526-11	A1802RL-P4GB-DW-3 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
24	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-5АБ	GDS 40,5 КТ 0,2 К _{ТТ} =1500/5 Рег. № 30370-10	GSES 24D КТ 0,2 К _{ТН} =18000/√3/100/√3 Рег. № 48526-11	A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. №31857-11	
25	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-6АБ	ТПЛ-СВЭЛ-20-1 КТ 0,2 К _{ТТ} =1500/5 Рег. № 48852-12	GSES 24D КТ 0,2 К _{ТН} =18000/√3/100/√3 Рег. № 48526-11	A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
26	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-7АБ	GDS 40,5 КТ 0,2 К _{ТТ} =1500/5 Рег. № 30370-10	GSES 24D КТ 0,2 К _{ТН} =18000/√3/100/√3 Рег. № 48526-11	A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
27	Иркутская ТЭЦ-10, Ввод 18 кВ Т-8АБ	ТПЛ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} =1500/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ-СЭЩ-20 КТ 0,2 К _{ТН} =18000/√3/100/√3 Рег. № 54371-13	A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
28	ПС 110 кВ Водозабор-2, Ввод 6 кВ 1Т	ТОЛ 10 КТ 0,5 К _{ТТ} =1500/5 Рег. № 7069-02	НОМ-6 КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 Рег. № 159-49	A1805RL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1(R) Рег. № 31857-11	
29	ПС 110 кВ Водозабор-2, Ввод 6 кВ 2Т	ТОЛ 10 КТ 0,5 К _{ТТ} =1500/5 Рег. № 7069-02	НОМ-6 КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 Рег. № 159-49	A1805RL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1(R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
30	ПС 110 кВ Водозабор-2, РУ-6 кВ, яч.2, фидер Сибизмир	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт =100/5 Рег. № 7069-02	НОМ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег. № 159-49	A1805RL- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1(R) Рег. № 31857- 11	RTU-325 Рег. № 19495-03 УССВ-2 Рег.№ 54074-13
31	ПС 110 кВ Водозабор-2, РУ-6 кВ, яч.5, фидер ХПВ-1	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт =300/5 Зав. № 18932 Зав. № 7370 Рег. № 7069-02		A1805RL- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1(R) Рег. № 31857- 11	
32	ПС 110 кВ Водозабор-2, РУ-6 кВ, яч.22, фидер ХПВ-2	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт =300/5 Рег. № 7069-02		НОМ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег. № 159-49	
<p>Примечания: 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов, с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец 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.</p>					

Таблица 3 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4
1, 5-9, 14, 16-18, 24-26	Активная Реактивная	0,5 1,2	1,4 2,3
2	Активная Реактивная	0,8 1,7	1,6 2,4
3, 4, 10-13, 19-20, 22, 23, 27	Активная Реактивная	0,8 2,4	2,8 4,5
15	Активная Реактивная	0,5 1,2	1,4 2,3
28-33	Активная Реактивная	1,1 2,5	3,2 5,4
21	Активная Реактивная	1,1 2,5	3,3 4,8

Продолжение таблицы 3

Примечание: В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допустимой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.

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 №№ 1-32 от плюс 18 до плюс 22 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	32
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц <ul style="list-style-type: none"> - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С 	<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> <p>для электросчетчика А 1800</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>для электросчетчика ЕвроАльфа</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ не менее, ч - 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>50000</p> <p>2</p> <p>240000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
1	2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее	300 10
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	45 10
Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, 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 (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.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-СВЭЛ-20-3	9
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1	6
Трансформаторы тока	ТШЛ-СЭЩ-20	12
Трансформаторы тока	ТВГ-110-0,2	15
Трансформаторы тока	ТВГ-110	3
Трансформаторы тока	ТФМ-110-II-У1	12
Трансформаторы тока	ТПЛ-35	12
Трансформаторы тока	ТПЛ-20	3
Трансформаторы тока	GDS 40,5	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-35	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	12
Трансформаторы напряжения	GSES 12D	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Трансформаторы напряжения	GSES 24D	15
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-20	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110	6
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	A1802RAL-P4GB-DW-4	13
Счетчики электрической энергии многофункциональные	A1802RAL-P4GB-DW-4	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	A1802RALQ-P4G-DW-4	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	A1802RALQ-P4G-DW-4	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	EA 05RL-D-3	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	A1802RL-P4GB-DW-3	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	A1802RL-P4GB-DW-4	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	A1805RL-P4GB-DW-4	6
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	1

Продолжение таблицы 5

Наименование	Тип	Количество, шт.
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Системное (базовое) ПО	-	ОС «Microsoft Windows 2000» ОС «Microsoft Windows XP Professional»
Прикладное ПО	-	СУДБ «Oracle 9i» «Microsoft Office»
Специализированное ПО	ГР № 44595-10	ПО «АльфаЦЕНТР», модуль ФС_LapTop – для ноутбука
Специализированное встроенное ПО УСПД	ГР № 41907-09	ПО «АльфаЦЕНТР»
Специализированное встроенное ПО счетчиков	ГР № 31857-11	ПО «Metercat»
Методика поверки	МП 019-2020	1 экз.
Паспорт-формуляр	ИРМТ.411711.289.20.ПФ.	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности на подстанциях сальдо-перетоков ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-10, 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 «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-10 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

