

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (далее по тексту - АИИС КУЭ) ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго» (г. Ангарск, Иркутской области) (заводской номер № 001) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), выработанной и потребленной за установленные интервалы времени объектами ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго», а также предназначена для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов с поставщиками и потребителями электроэнергии и оперативного управления потреблением электроэнергией.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии (мощности);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передачу в заинтересованные организации результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны серверов организаций-участников оптового рынка электроэнергии к измерительно-вычислительному комплексу (далее – ИВК), устройству сбора и передачи данных (далее – УСПД);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка аппаратных ключей, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (СОЕВ) в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень: измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии типа АЛЬФА класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ Р 30206-1994 для активной электроэнергии; класса точности 0,5 и 1,0 по ГОСТ Р 26035-1983 для реактивной электроэнергии; вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, размещенные на объектах ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго» (30 точек измерения).

2-й уровень: два информационно-вычислительных компонента электроустановок (ИВКЭ) на базе устройств сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325, включающих технические

средства приема-передачи данных, технические средства для разграничения доступа к информации.

3-й уровень: измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) располагается в центре сбора информации (ЦСИ) ОАО «Иркутскэнерго», включающий каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии, на базе устройства синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированное рабочее место персонала (АРМ) и программное обеспечение АльфаЦЕНТР AC_SE.

Принцип действия АИИС КУЭ ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго»: первичные токи и напряжения в контролируемой линии передачи 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 соответствующие мгновенные значения активной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средние значения активной (реактивной) электрических мощностей вычисляются как средние значения данных мощностей при усреднении за 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков на объектах ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго» по шине интерфейса RS-422/485 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение, накопление и передача результатов измерений в ИВК ОАО «Иркутскэнерго» (сервер БД). Все каналы связи являются защищенными и имеют ограниченный набор команд.

Вычисление величин энергопотребления и мощности с учетом коэффициентов трансформации производится с помощью программного обеспечения в УСПД. Значения пересчетных коэффициентов трансформации защищены от изменения путём включения в хэш-код идентификационных признаков. Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485.

Счетчики, установленные в главном корпусе ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго», подключаются по RS-485 интерфейсу и интерфейсу Ethernet (посредством RS485/RS422/Ethernet-сервера и Switch-коммутаторов) к портам УСПД, где осуществляется хранение, накопление и передача результатов измерений в ИВК ОАО «Иркутскэнерго» (сервер БД). Вычисление величин энергопотребления и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения производится с помощью программного обеспечения в УСПД.

Счетчики, установленные на ПС «Водозабор-2», объединяются по RS-485 интерфейсу, далее через RS485/RS422/Ethernet-сервер подсоединяются к SHDSL-модему, подсоединённому через коммутатор Ethernet к УСПД. Передача данных от электросчетчиков, расположенных на ПС «Водозабор-2», осуществляется по цифровому интерфейсу Ethernet.

Сопряжение электросчетчиков и УСПД с корпоративной информационно-вычислительной сетью (КИВС) ОАО «Иркутскэнерго» осуществляется посредством Switch-коммутаторов, образуя основной канал передачи данных. Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-485. Резервный канал ИВКЭ-ИВК образован при помощи GSM-модема, подключенного к УСПД.

С УСПД измерительные сигналы в цифровой форме поступают на сервер БД (ИВК) ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго», где проводится контроль достоверности измерительной информации. Сигналы содержат информацию о результатах измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, состоянии средств измерений (журналы событий УСПД и счетчиков электроэнергии) ТЭЦ-10. Временная задержка поступления информации не более 30 мин. По запросу возможно получение всей информации, хранящейся в базе данных АИИС.

Управление сбором данных осуществляется при помощи программного обеспечения

«Альфа ЦЕНТР» (версия 11.02.02), которое функционирует на сервере ИВК. Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений. Программное обеспечение и конструкция счетчиков, УСПД и сервера сбора данных после конфигурирования и настройки обеспечивают защиту от несанкционированного доступа и изменения его параметров. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти счетчиков, УСПД и сервера, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных. Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «С».

В случае аварийного отсутствия связи (физического разрыва или неисправности оборудования связи) между электросчетчиками и УСПД предусмотрен сбор информации непосредственно с электросчетчика, при помощи переносного инженерного пульта, с последующей выгрузкой собранной информации в базу данных ИВК ОАО «Иркутскэнерго».

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии (мощности) с учетом коэффициентов трансформации, расчет потерь электроэнергии, а также хранение и отображение информации. Для контроля и мониторинга работы системы по присоединениям ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго» предусмотрены автоматизированные рабочие места (персональный компьютер с принтером). По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется предусмотренная программным обеспечением обработка измерительной информации, ее формирование, оформление справочных и отчетных документов. Отчетные документы, содержащие информацию о результатах 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и о состоянии средств измерений, передаются в вышестоящие организации и смежные энергосистемы по основному и резервному каналам связи.

АИИС оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ) на основе устройства синхронизации системного времени (GPS-приемника сигналов точного времени), которое автоматически корректирует время ИВК. СОЕВ выполняет функцию синхронизации хода внутренних часов элементов системы на всех уровнях АИИС КУЭ с обеспечением перехода на "Зимнее" и "Летнее" время. Данная функция является централизованной. Корректировка времени на уровнях ИВК, ИВКЭ, ИИК осуществляется последовательно, начиная с верхних уровней. На уровне ИВК ОАО «Иркутскэнерго» установлено УССВ на базе GPS-приёмника HVS-35. Настройка системного времени сервера БД ИВК ОАО «Иркутскэнерго» выполняется непосредственно от GPS-приёмника с помощью программного обеспечения AC_Time, входящего в его комплект поставки, и синхронизирует время при расхождении более, чем на ± 1 с, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1с. Корректировка хода внутренних часов УСПД (ИВКЭ) осуществляется от ИВК, коррекция времени происходит в случае расхождения времени более чем на ± 2 с. Синхронизация времени в УСПД является функцией программного модуля – компонента внутреннего ПО УСПД. Ход внутренних часов счетчиков электрической энергии (уровень ИИК) синхронизируется со временем в УСПД (ИВКЭ) не реже, чем раз в 30 минут. Коррекция выполняется принудительно со стороны УСПД при расхождении ± 2 с, и реализуется программным модулем заводского ПО в счетчике. Возможна синхронизация времени счетчиков непосредственно от сервера ИВК ОАО «Иркутскэнерго». Все действия по синхронизации хода внутренних часов отображаются и записываются в журнал событий на каждом из вышеперечисленных уровней. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики измерительно-информационных комплексов, входящих в состав АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода,

типов, заводских номеров и классов точности средств измерений, входящих в состав ИИК, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго»

Канал измерений		Средство измерений		Ктт-Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи, дата проведения поверки	Обозначение, тип, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
ТЭЦ-10		УСПД ГР № 37288-08	RTU-325-E1-256-M3-B8-G Зав. № 001197		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
1	ТГ-1	ТТ КТ 0,5 Ктт=5000/5 Поверка 06.08.2003	ТПШФ-10 Св-ва о поверке №№ 3,4,10 Зав. № 804 (фаза А); Зав. № 138838 (фаза В); Зав. № 138836 (фаза С)	100000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=10000/100 Поверка 07.08.2003	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 665201		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч ГР № 14555-02 Поверка II.2010	A1R-4-AL-C29-T+ № 1054448		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
2	ТГ-2	ТТ КТ 0,5 Ктт=6000/5 Поверка 06.08.2003	ТШЛ-20 ГР № 1837-63 Зав. № 129 (фаза А); Зав. № 128 (фаза В); Зав. № 137 (фаза С)	216000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100 Поверка 07.08.2003	НТМИ-18 ГР № 831-69 Зав. № 703284		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч ГР № 31857-06 Поверка III.2010	A1R-4-AL-C29-T+ № 1054445		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
3	ТГ-3	ТТ КТ 0,5 Ктт=6000/5 Поверка 06.08.2003	ТПШФ-20 Св-ва о поверке №№ 5-7 Зав. № 2995 (фаза А); Зав. № 3583 (фаза В); Зав. № 2728 (фаза С)	216000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100 Поверка 07.08.2003	НТМИ-18 ГР № 831-69 Зав. № 703285		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч ГР № 14555-02 Поверка III.2010	A1R-4-AL-C29-T+ № 1054450		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
4	ТГ-4	ТТ КТ 0,5 Ктт=6000/5 Поверка 06.08.2003	ТПШФ-20 Св-ва о поверке №№ 2,8,9 Зав. № 2610 (фаза А); Зав. № 3262 (фаза В); Зав. № 3344 (фаза С)	216000	Ток первичный, I ₁

Канал измерений		Средство измерений		Ктт-Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи, дата проведения поверки	Обозначение, тип, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
5	ТГ-5	ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100 Поверка 07.08.2003	НТМИ-18 ГР № 831-69 Зав. № 725681	216000	Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (A); 0,5 (R) $K_{CT}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 14555-02 Поверка III.2010	A1R-4-AL-C29-T+ № 01054449		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,5 Ктт =6000/5 Поверка 06.08.2003	ТПШФ-20 Св-ва о поверке №№11-13 Зав. № 3019 (фаза А); Зав. № 3017 (фаза В); Зав. № 3016 (фаза С)		Ток первичный, I_1
6	ТГ-6	ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100 Поверка 07.08.2003	НТМИ-18 ГР № 831-69 Зав. № 725687	216000	Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (A); 0,5 (R) $K_{CT}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 14555-02 Поверка II.2010	A1R-4-AL-C29-T+ № 1054447		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,5 Ктт =6000/5 Поверка 06.08.2003	ТПШФ-20 Св-ва о поверке №№19-21 Зав. № 3355 (фаза А); Зав. № 3534 (фаза В); Зав. № 3530 (фаза С)		Ток первичный, I_1
7	ТГ-7	ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100 Поверка 07.08.2003	НТМИ-18 ГР № 831-69 Зав. № 715930	216000	Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (A); 0,5 (R) $K_{CT}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 14555-02 Поверка II.2010	A1R-4-AL-C29-T+ № 1070465		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,5 Ктт =6000/5 Поверка 06.08.2003	ТПШФ-20 Св-ва о поверке №№16-18 Зав. № 3354 (фаза А); Зав. № 3357 (фаза В); Зав. № 3422 (фаза С)		Ток первичный, I_1
8	ТГ-8	ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100 Поверка 07.08.2003	НТМИ-18 ГР № 831-69 Зав. № 731562	216000	Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (A); 0,5 (R) $K_{CT}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 14555-02 Поверка III.2010	A1R-4-AL-C29-T+ № 1070464		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,5 Ктт =6000/5 Поверка 06.08.2003	ТПШФ-20 Св-ва о поверке №1,14,15 Зав. № 3553 (фаза А); Зав. № 3495 (фаза В); Зав. № 3491 (фаза С)		Ток первичный, I_1

Канал измерений		Средство измерений		Ктт·Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи, дата проведения поверки	Обозначение, тип, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
		ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100 Поверка 07.08.2003	НТМИ-18 ГР № 831-69 Зав. № 758706		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч ГР № 31857-06 Поверка IV.2009	A1802RAL-P4GB-DW-4 № 01202086		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
9	ОРУ-110 кВ ТР-А	ТТ КТ 0,2 Ктт =500/5 Поверка II.2010	ТВГ-110-0,2 ГР № 22440-07 Зав. № 592 (фаза А); Зав. № 393 (фаза В); Зав. № 637 (фаза С)	110000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,2 Ктн=110000/100 Поверка II.2010	НАМИ-110 УХЛ1 ГР № 24218-08 Зав. № 4815 (фаза А); Зав. № 4816 (фаза В); Зав. № 4821 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч ГР № 31857-06 Поверка II.2010	A1802RAL-P4GB-DW-4 № 01207974		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
10	ОРУ-110 кВ ТР-Б	ТТ КТ 0,2 Ктт =500/5 Поверка II.2010	ТВГ-110-0,2 ГР № 22440-07 Зав. № 244 (фаза А); Зав. № 232 (фаза В); Зав. № 60 (фаза С)	110000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,2 Ктн=110000/100 Поверка II.2010	НАМИ-110 УХЛ1 ГР № 24218-08 Зав. № 4820 (фаза А); Зав. № 4822 (фаза В); Зав. № 4823 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч ГР № 31857-06 Поверка II.2010	A1802RAL-P4GB-DW-4 № 01207974		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
11	ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ «Ново-Ленино»	ТТ КТ 0,2 Ктт =1000/5 Поверка II.2010	ТВГ-110-0,2 ГР № 22440-07 Зав. № 314-10 (фаза А); Зав. № 365-10 (фаза В); Зав. № 364-10 (фаза С)	220000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,2 Ктн=110000/100 Поверка II.2010	НАМИ-110 УХЛ1 ГР № 24218-08 Зав. № 4815 (фаза А); Зав. № 4816 (фаза В); Зав. № 4821 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч ГР № 31857-06 Поверка II.2010	A1802RAL-P4GB-DW-4 № 01207974		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота

Канал измерений		Средство измерений		Ктт-Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи, дата проведения поверки	Обозначение, тип, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
12	ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ «Урик А»	ТТ КТ 0,5 Ктт=1000/5 Поверка II.2005	ТФМ-110-II У1 ГР № 16023-97 Зав. № 3403 (фаза А); Зав. № 4894 (фаза В); Зав. № 3831 (фаза С)	220000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,2 Ктн=110000/100 Поверка II.2010	НАМИ-110 УХЛ1 ГР № 24218-08 Зав. № 4815 (фаза А); Зав. № 4816 (фаза В); Зав. № 4821 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч ГР № 31857-06 Поверка II.2010	A1802RAL-P4GB-DW-4 № 01211443		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
13	ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-9»	ТТ КТ 0,5 Ктт=1000/5 Поверка II.2005	ТФМ-110-II У1 ГР № 16023-97 Зав. № 4768 (фаза А); Зав. № 4785 (фаза В); Зав. № 3894 (фаза С)	220000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,2 Ктн=110000/100 Поверка II.2009	НАМИ-110 УХЛ1 ГР № 24218-08 Зав. № 4815 (фаза А); Зав. № 4816 (фаза В); Зав. № 4821 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч ГР № 31857-06 Поверка II.2010	A1802RAL-P4GB-DW-4 № 01195034		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
14	ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ «Урик Б»	ТТ КТ 0,5 Ктт=1000/5 Поверка II.2005	ТФМ-110-II У1 ГР № 16023-97 Зав. № 4762 (фаза А); Зав. № 4317 (фаза В); Зав. № 4344 (фаза С)	220000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,2 Ктн=110000/100 Поверка II.2010	НАМИ-110 УХЛ1 ГР № 24218-08 Зав. № 4820 (фаза А); Зав. № 4822 (фаза В); Зав. № 4823 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч ГР № 31857-06 Поверка II.2010	A1802RAL-P4GB-DW-4 № 01207972		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
15	ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ «Водозабор-1»	ТТ КТ 0,5 Ктт=1000/5 Поверка II.2005	ТФМ-110-II У1 ГР № 16023-97 Зав. № 4332 (фаза А); Зав. № 4783 (фаза В); Зав. № 4789 (фаза С)	220000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,2 Ктн=110000/100 Поверка II.2010	НАМИ-110 УХЛ1 ГР № 24218-08 Зав. № 4820 (фаза А); Зав. № 4822 (фаза В); Зав. № 4823 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁

Канал измерений		Средство измерений		Ктт·Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи, дата проведения поверки	Обозначение, тип, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 31857-06 Поверка II.2010	A1802RAL-P4GB-DW-4 № 01207973		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
16	ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ «Мегет»	ТТ КТ 0,5 Ктт=1000/5 Поверка II.2005	ТФМ-110-II У1 ГР № 16023-97 Зав. № 3636 (фаза А); Зав. № 4897 (фаза В); Зав. № 4895 (фаза С)	220000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,2 Ктн=110000/100 Поверка II.2010	НАМИ-110 УХЛ1 ГР № 24218-08 Зав. № 4820 (фаза А); Зав. № 4822 (фаза В); Зав. № 4823 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 16666-07 Поверка III.2004	EA05RL-B-4 № 1103068		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
17	ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ «Иркутская»	ТТ КТ 0,2 Ктт=2000/5 Поверка III.2009	ТВГ-110-0,2 ГР № 22440-07 Зав. № 314-8 (фаза А); Зав. № 310-8 (фаза В); Зав. № 309-8 (фаза С)	440000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,2 Ктн=110000/100 Поверка II.2010	НАМИ-110 УХЛ1 ГР № 24218-08 Зав. № 4815 (фаза А); Зав. № 4816 (фаза В); Зав. № 4821 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 31857-06 Поверка III.2010	A1802RAL-P4GB-DW-4 № 01211442		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
18	ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ ОВ	ТТ КТ 0,2 Ктт=2000/5 Поверка III.2009	ТВГ-110-0,2 ГР № 22440-07 Зав. № 358-10 (фаза А); Зав. № 357-10 (фаза В); Зав. № 356-10 (фаза С)	440000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,2 Ктн=110000/100 Поверка II.2010	НАМИ-110 УХЛ1 ГР № 24218-08 Зав. № 4815 (фаза А); Зав. № 4816 (фаза В); Зав. № 4821 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 31857-06 Поверка III.2010	A1802RAL-P4GB-DW-4 № 01211445		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
19	T-2 АБ	ТТ КТ 0,5 Ктт=1500/5 Поверка III.2009	ТПЛ-20 21254-06 Зав. № 92 (фаза А); Зав. № 91 (фаза С)	54000	Ток первичный, I_1

Канал измерений		Средство измерений		Ктт-Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи, дата проведения поверки	Обозначение, тип, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
20	Т-3 АБ	ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100 Поверка 07.08.2003	НТМИ-18 ГР № 831-69 Зав. № 703284	36000	Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 16666-07 Поверка II.2005	ЕА05RL-B-3 № 1070182		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,5 Ктт =1000/5 Поверка III.2010	ТПОФУ-20 Св-ва о поверке №№22-24 Зав. № 383 (фаза А); Зав. № 380 (фаза С)		Ток первичный, I_1
21	Т-4 АБ	ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100 Поверка 07.08.2003	НТМИ-18 ГР № 831-69 Зав. № 703285	36000	Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 16666-07 Поверка II.2005	ЕА05RL-B-3 № 1070174		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,5 Ктт =1000/5 Поверка III.2010	ТПОФУ-20 Св-ва о поверке №№25-27 Зав. № 428 (фаза А); Зав. № 429 (фаза С)		Ток первичный, I_1
22	Т-5 АБ	ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100 Поверка 07.08.2003	НТМИ-18 ГР № 831-69 Зав. № 725681	36000	Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 16666-07 Поверка II.2005	ЕА05RL-B-3 № 1070180		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,5 Ктт =1000/5 Поверка III.2010	ТПОФУ-20 Св-ва о поверке №№28-30 Зав. № 432 (фаза А); Зав. № 433 (фаза С)		Ток первичный, I_1
23	Т-6 АБ	ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100 Поверка 07.08.2003	НТМИ-18 ГР № 831-69 Зав. № 725687	36000	Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 16666-07 Поверка II.2005	ЕА05RL-B-3 № 1070183		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,5 Ктт =1000/5 Поверка III.2010	ТПОФУ-20 Св-ва о поверке №№31-34 Зав. № 413 (фаза А); Зав. № 412 (фаза С)		Ток первичный, I_1
23	Т-6 АБ	ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100 Поверка 07.08.2003	НТМИ-18 ГР № 831-69 Зав. № 715930	36000	Напряжение первичное, U_1

Канал измерений		Средство измерений		Ктт-Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи, дата проведения поверки	Обозначение, тип, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 16666-07 Поверка II.2005	EA05RL-B-3 № 1070170		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
24	Т-7 АБ	ТТ КТ 0,5 Ктт =1000/5 Поверка III.2010	ТПОФУ-20 Св-ва о поверке №№35-37 Зав. № 434 (фаза А); Зав. № 438 (фаза С)	36000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100 Поверка 07.08.2003	НТМИ-18 ГР № 831-69 Зав. № 731562		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 16666-07 Поверка II.2005	EA05RL-B-3 № 1070176		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
25	Т-8 АБ	ТТ КТ 0,5 Ктт =1000/5 Поверка III.2010	ТПОФУ-20 Св-ва о поверке №№38-40 Зав. № 514 (фаза А); Зав. № 431 (фаза С)	36000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 Ктн=18000/100 Поверка 07.08.2003	НТМИ-18 ГР № 831-69 Зав. № 758706		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 16666-07 Поверка II.2005	EA05RL-B-3 № 1070166		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
ПС «Водозабор-2» КЛ-6 кВ		УСПД ГР № 37288-08	RTU-325-E1-128-M3-B4-G Зав. № 000449		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
26	Ввод 1Т ПС «Водо- забор-2»	ТТ КТ 0,5 Ктт =1500/5 Поверка III.2010	ТОЛ-10 ГР № 7069-07 Зав. № 4568 (фаза А); Зав. № 4560 (фаза С)	18000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 Ктн=6000/100 Поверка 06.08.2003	НОМ-6-77 ГР № 17158-98 Зав. № 451 (фаза А); Зав. № 455 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 16666-07 Поверка II.2005	EA05RL-B-3 № 1070167		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
27	Ввод 2Т ПС «Водо- забор-2»	ТТ КТ 0,5 Ктт =1500/5 Поверка III.2010	ТОЛ-10 ГР № 7069-07 Зав. № 4598 (фаза А); Зав. № 225 (фаза С)	18000	Ток первичный, I_1

Канал измерений		Средство измерений		Ктт·Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи, дата проведения поверки	Обозначение, тип, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
28	яч. 2 «Сибизмир»	ТН КТ 0,5 Ктн=6000/100 Поверка 06.08.2003	НОМ-6-77 ГР № 17158-98 Зав. № 07 (фаза А); Зав. № 25 (фаза С)	1200	Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{сч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 16666-07 Поверка II.2005	EA05RL-B-3 № 1070179		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,5 Ктт =100/5 Поверка III.2010	ТОЛ-10 ГР № 7069-07 Зав. № 694 (фаза А); Зав. № 2128 (фаза С)		Ток первичный, I_1
29	яч. 5 «ХПВ-1» (Водоканал)	ТН КТ 0,5 Ктн=6000/100 Поверка 06.08.2003	НОМ-6-77 ГР № 17158-98 Зав. № 451 (фаза А); Зав. № 455 (фаза С)	3600	Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{сч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 16666-07 Поверка II.2005	EA05RL-B-3 № 1070169		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,5 Ктт =300/5 Поверка III.2010	ТОЛ-10 ГР № 7069-07 Зав. № 18932 (фаза А); Зав. № 7370 (фаза С)		Ток первичный, I_1
30	яч. 22 «ХПВ-2» (Водоканал)	ТН КТ 0,5 Ктн=6000/100 Поверка 06.08.2003	НОМ-6-77 ГР № 17158-98 Зав. № 07 (фаза А); Зав. № 25 (фаза С)	3600	Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{сч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$ ГР № 16666-07 Поверка II.2005	EA05RL-B-3 № 1070175		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,5 Ктт =300/5 Поверка III.2010	ТОЛ-10 ГР № 7069-07 Зав. № 11125 (фаза А); Зав. № 11944 (фаза С)		Ток первичный, I_1

Примечания:

- 1) Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
- 2) В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- 3) Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение $(0,98\div 1,02)U_{ном}$; ток $(1\div 1,2)I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,9$ инд;
 - температура окружающей среды $(20\pm 5)^\circ\text{C}$;

4) Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение $(0,9 \div 1,1)U_{ном}$; ток $(0,05 \div 1,2)I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд;
- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 60 до +45°C, для счетчиков от минус 40 до +60°C, для УСПД от минус 25 до +60°C;

5) Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 26035-1983 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

6) Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п.5 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в табл. 1. Допускается замена УСПД на одноклассный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном «Росстандарт», ОАО «Иркутскэнерго» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

1. Надежность применяемых в системе компонентов:

- ИИК:

- электросчетчики Альфа +, ЕвроАльфа (параметры надежности: T_0 не менее 50000 час; t_6 не более 2 часов);
- электросчетчики Альфа А1800 (параметры надежности: T_0 не менее 100000 час; t_6 не более 2 часов);

- ИВКЭ:

- УСПД RTU-325 (параметры надежности T_0 не менее 100000 час; t_6 не более 24ч);

- ИВК:

- Сервер БД, коммутатор (параметры надежности K_2 не менее 0,99; t_6 не более 1 час);

- СОЕВ:

- устройство синхронизации системного времени (УССВ) (K_1 не менее 0,95; t_6 не более 168 час).

Надежность системных решений:

- резервирование питания:

- УСПД с помощью ИБП;
- счетчиков с помощью дополнительного питания;

- резервирование каналов связи:

- ИИК-ИВКЭ: резервный канал связи – резервные жилы кабеля интерфейса RS-485;
- ИВКЭ-ИВК: резервный канал связи – коммутируемое соединение (GSM);

- резервирование информации:

- наличие резервных баз данных;
- наличие перезагрузки и средств контроля зависания;

- резервирование сервера;

- диагностика:

- в журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- дата и время отключения и включения питания;
- даты и времени корректировки времени;
- даты и времени ручного сброса мощности;
- даты и времени включения и выключения режима ТЕСТ;

- журнал УСПД:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывов электропитания;
- потери и восстановление связи со счетчиками;
- программных и аппаратных перезапусков;
- корректировки времени в УСПД и каждом счетчике;
- изменения ПО и перепараметрирования УСПД;

- мониторинг состояния АИИС КУЭ:
 - удаленный доступ:
 - возможность съема информации со счетчика автономным способом;
 - визуальный контроль информации на счетчике;
- Организационные решения:
 - наличие ЗИП;
 - наличие эксплуатационной документации.
- 2. Защищённость применяемых компонентов:
 - наличие аппаратной защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - ИИК:
 - электросчётчика;
 - вторичных цепей:
 - испытательных коробок;
 - ИВКЭ:
 - УСПД;
 - ИВК:
 - сервера;
- наличие защиты на программном уровне:
 - информации:
 - использование электронной цифровой подписи при передаче результатов измерений;
 - при параметрировании:
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер;
 - установка пароля на конфигурирование и настройку параметров АИИС.
- 3. Возможность проведения измерений следующих величин:
 - приращение активной электроэнергии (функция автоматизирована);
 - приращение реактивной электроэнергии (функция автоматизирована);
 - время и интервалы времени (функция автоматизирована);
 - среднеинтервальная активная и реактивная мощности (функция автоматизирована).
- 4. Возможность коррекции времени в:
 - ИИК (электросчетчиках) (функция автоматизирована);
 - ИВКЭ (УСПД) (функция автоматизирована);
 - ИВК (сервер БД) (функция автоматизирована).
- 5. Возможность сбора информации:
 - результатов измерения (функция автоматизирована);
 - состояния средств измерения (функция автоматизирована).
- 6. Цикличность:
 - измерений:
 - 30 минутные приращения (функция автоматизирована);
 - сбора:
 - 30 минут (функция автоматизирована);
 - 1 раз в сутки (функция автоматизирована).
- 7. Возможность предоставления информации (функция автоматизирована) в заинтересованные и энергоснабжающую организации:
 - о результатах измерений;
 - о состоянии средств измерений.
- 8. Глубина хранения информации (профиля):

- ИИК – электросчетчики АЛЬФА+, имеют энергонезависимую память для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров (функция автоматизирована) по 4-м каналам – на глубину 32 дня; ЕвроАльфа – на глубину 74 дня; Альфа А1800 – на глубину 180 дней;
- ИВКЭ – УСПД RTU-325 - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу не менее 15 суток и электропотребление за месяц по каждому каналу – 18 месяцев, сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет (функция автоматизирована);
- ИВК – сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - за весь срок эксплуатации системы (функция автоматизирована).

9. Синхронизация времени производится от сервера ИВК ОАО «Иркутскэнерго» при помощи устройства синхронизации системного времени во время одного из сеансов связи (функция автоматизирована):

- корректировка времени в момент синхронизации осуществляется центральным сервером АИИС автоматически при обнаружении рассогласования времени УССВ и сервера АИИС ± 1 с. Таким образом, среднесуточная погрешность времени сервера составляет не более ± 5 с;
- разность показаний часов всех компонентов системы (пределы допускаемой основной погрешности синхронизации времени) составляет не более ± 5 с.

10. Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и измеренных данных от преднамеренных изменений являются:

- средства проверки целостности ПО (так, несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы для метрологически значимой части ПО и сравнением ее с действительным значением);
- средства обнаружения и фиксации событий (журнал событий);
- средства управления доступом (пароли);
- средства защиты на физическом уровне (HASP-ключи).

Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «С».

Таблица 2 – Допустимые, нормальные и фактические условия выполнения измерений

№№ точки изме- рения	Объект	Влияющие факторы				
	Наимснование присоединения	Наименование параметров объекта учета, влияющих величин	Нормальные (номин.) значения влияющих факторов	Предельные по НД на СИ		
				Допускаемые по НД на СИ	Фактические за учетный период	
ТЭЦ-10						
1	ТГ-1	Ток	ТТ	5000/5 А	(5-120)% I _{ном}	(5-100)% I _{ном}
			Счетчик	5 А	(1-150)% I _{ном}	(5-100)% I _{ном}
		Напряжение	ТН	10000/100 В	(80-120)% U _{ном}	(85-115)% U _{ном}
			Счетчик	3х100 В	(80-120)% U _{ном}	(85-115)% U _{ном}
		Коэффициент мощности		Не менее 0,5 инд.	Не менее 0,5 инд.	0,8÷0,95 инд..
		Потери напряжения		Не более 0,25 %	0,25 % (ПУЭ)	0,015 %
		Вторичная нагрузка	ТТ	1,2 Ом	(25-100)% S _{ном}	(40)% S _{ном}
			ТН	75 ВА	(25-100)% S _{ном}	25% S _{ном}
		Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% F _{ном}	(99,8-100,2)%F _{ном}
			Счетчик	50 Гц	(95-105)% F _{ном}	(99,8-100,2)%F _{ном}
			УСПД	50 Гц	(95-105)% F _{ном}	(99,8-100,2)%F _{ном}
		Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45)°С	(-50...40)°С
			Счетчик	(20±5) °С	(-40...65)°С	(15...25)°С
			УСПД	20 °С	(-25...60)°С	(15...25)°С

№№ точки изме- рения	Объект	Влияющие факторы				
	Наименование присоединения	Наименование параметров объекта учета, влияющих величин		Нормальные (номин.) значения влияющих факторов	Предельные по НД на СИ	
					Допускаемые по НД на СИ	Фактические за учетный период
3-8	ТГ-2 ТГ-3 ТГ-4 ТГ-5 ТГ-6 ТГ-7 ТГ-8	Ток	ТТ	6000/5 А	(5-120)% I _{ном}	(5-100)% I _{ном}
			Счетчик	5 А	(1-150)% I _{ном}	(5-100)% I _{ном}
		Напряжение	ТН	18000/100 В	(80-120)% U _{ном}	(85-115)% U _{ном}
			Счетчик	3х100 В	(80-120)% U _{ном}	(85-115)% U _{ном}
		Коэффициент мощности		Не менее 0,5 инд.	Не менее 0,5 инд.	0,8÷0,95 инд..
		Потери напряжения		Не более 0,25 %	0,25 % (ПУЭ)	0,015 %
		Вторичная нагрузка	ТТ	2 Ом	(25-100)% S _{ном}	(30-40)% S _{ном}
			ТН	120 ВА	(25-100)% S _{ном}	100% S _{ном}
		Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% F _{ном}	(99,8-100,2)% F _{ном}
			Счетчик	50 Гц	(95-105)% F _{ном}	(99,8-100,2)% F _{ном}
			УСПД	50 Гц	(95-105)% F _{ном}	(99,8-100,2)% F _{ном}
		Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45) °С	(-50...40) °С
Счетчик	(20±5) °С		(-40...65) °С	(15...25) °С		
УСПД	20 °С		(-25...60) °С	(15...25) °С		
9,10	ТР-А, ТР-Б	Ток	ТТ	500/5 А	(5-120)% I _{ном}	(5-100)% I _{ном}
			Счетчик	5 А	(1-150)% I _{ном}	(5-100)% I _{ном}
		Напряжение	ТН	110000/100 В	(80-120)% U _{ном}	(85-115)% U _{ном}
			Счетчик	3х100 В	(80-120)% U _{ном}	(85-115)% U _{ном}
		Коэффициент мощности		Не менее 0,5 инд.	Не менее 0,5 инд.	0,8÷0,95 инд..
		Потери напряжения		Не более 0,25 %	0,25 % (ПУЭ)	0,015 %
		Вторичная нагрузка	ТТ	1,2 Ом	(25-100)% S _{ном}	(25-45)% S _{ном}
			ТН	200 ВА	(25-100)% S _{ном}	(25-100)% S _{ном}
		Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% F _{ном}	(99,8-100,2)% F _{ном}
			Счетчик	50 Гц	(95-105)% F _{ном}	(99,8-100,2)% F _{ном}
			УСПД	50 Гц	(95-105)% F _{ном}	(99,8-100,2)% F _{ном}
		Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45) °С	(-50...40) °С
Счетчик	(20±5) °С		(-40...65) °С	(15...25) °С		
УСПД	20 °С		(-25...60) °С	(15...25) °С		
2, 11-16	ОРУ 110 кВ ВЛ 110кВ «Ново- Ленино» ВЛ 110кВ«УрикА» ВЛ 110кВ «ТЭЦ- 9» ВЛ 110 кВ«УрикБ» ВЛ 110 кВ«Мегет» ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ «Водо- забор-1»	Ток	ТТ	1000/5 А	(5-120)% I _{ном}	(5-100)% I _{ном}
			Счетчик	5 А	(1-150)% I _{ном}	(5-100)% I _{ном}
		Напряжение	ТН	110000/100 В	(80-120)% U _{ном}	(85-115)% U _{ном}
			Счетчик	3х100 В	(80-120)% U _{ном}	(85-115)% U _{ном}
		Коэффициент мощности		Не менее 0,5 инд.	Не менее 0,5 инд.	0,8÷0,95 инд..
		Потери напряжения		Не более 0,25 %	0,25 % (ПУЭ)	0,015 %
		Вторичная нагрузка	ТТ	1,2 Ом	(25-100)% S _{ном}	(25-45)% S _{ном}
			ТН	200 ВА	(25-100)% S _{ном}	(25-100)% S _{ном}
		Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% F _{ном}	(99,8-100,2)% F _{ном}
			Счетчик	50 Гц	(95-105)% F _{ном}	(99,8-100,2)% F _{ном}
			УСПД	50 Гц	(95-105)% F _{ном}	(99,8-100,2)% F _{ном}
		Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45) °С	(-50...40) °С
Счетчик	(20±5) °С		(-40...65) °С	(15...25) °С		
УСПД	20 °С		(-25...60) °С	(15...25) °С		
17,18	ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ «Иркутская»	Ток	ТТ	2000/5 А	(5-120)% I _{ном}	(5-100)% I _{ном}
			Счетчик	5 А	(1-150)% I _{ном}	(5-100)% I _{ном}
		Напряжение	ТН	110000/100 В	(80-120)% U _{ном}	(85-115)% U _{ном}
			Счетчик	3х100 В	(80-120)% U _{ном}	(85-115)% U _{ном}
	ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ ОВ	Коэффициент мощности		Не менее 0,5 инд.	Не менее 0,5 инд.	0,8÷0,95 инд..
		Потери напряжения		Не более 0,25 %	0,25 % (ПУЭ)	0,015 %
		Вторичная нагрузка	ТТ	1,2 Ом	(25-100)% S _{ном}	(45)% S _{ном}
			ТН	400 ВА	(25-100)% S _{ном}	25% S _{ном}

№№ точки изме- рения	Объект		Влияющие факторы					
	Наименование присоединения	Наименование параметров объекта учета, влияющих величин	Нормальные (номин.) значения влияющих факторов	Предельные по НД на СИ				
				Допускаемые по НД на СИ	Фактические за учетный период			
		Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном		
			Счетчик	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном		
			УСПД	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном		
		Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45) °С	(-50...40) °С		
			Счетчик	(20±5) °С	(-40...65) °С	(15...25) °С		
			УСПД	20 °С	(-25...60) °С	(15...25) °С		
		19	Т-2АБ	Ток	ТТ	1500/5 А	(5-120)% Iном	(5-100)% Iном
					Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-100)% Iном
				Напряжение	ТН	18000/100 В	(80-120)% Uном	(85-115)% Uном
					Счетчик	3х100 В	(80-120)% Uном	(85-115)% Uном
Коэффициент мощности				Не менее 0,5 инд.	Не менее 0,5 инд.	0,8÷0,95 инд..		
Потери напряжения				Не более 0,25 %	0,25 % (ПУЭ)	0,015 %		
Вторичная нагрузка	ТТ			0,8 Ом	(25-100)% Sном	(25-35)% Sном		
	ТН			120 ВА	(25-100)% Sном	100% Sном		
Частота	ТТ и ТН			50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном		
	Счетчик			50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном		
	УСПД	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном				
		Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45) °С	(-50...40) °С		
			Счетчик	(20±5) °С	(-40...65) °С	(15...25) °С		
		Ток	ТТ	1000/5 А	(5-120)% Iном	(5-100)% Iном		
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-100)% Iном		
		Напряжение	ТН	18000/100 В	(80-120)% Uном	(85-115)% Uном		
			Счетчик	3х100 В	(80-120)% Uном	(85-115)% Uном		
		Коэффициент мощности		Не менее 0,5 инд.	Не менее 0,5 инд.	0,8÷0,95 инд..		
		Потери напряжения		Не более 0,25 %	0,25 % (ПУЭ)	0,015 %		
		Вторичная нагрузка	ТТ	0,8 Ом	(25-100)% Sном	(25-35)% Sном		
			ТН	120 ВА	(25-100)% Sном	100% Sном		
20-25	Т-3 АБ Т-4 АБ Т-5 АБ Т-6 АБ Т-7 АБ Т-8 АБ	Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном		
			Счетчик	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном		
			УСПД	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном		
		Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45) °С	(-50...40) °С		
			Счетчик	(20±5) °С	(-40...65) °С	(15...25) °С		
		УСПД		20 °С	(-25...60) °С	(15...25) °С		
			ПС «Водозабор-2» КЛ-6 кВ					
		26,27	Ввод 110 кВ 1Т ПС «Водозабор-2» Ввод 110 кВ 2Т ПС «Водозабор-2»	Ток	ТТ	1500/5 А	(5-120)% Iном	(5-100)% Iном
					Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-100)% Iном
				Напряжение	ТН	6000/100 В	(80-120)% Uном	(85-115)% Uном
Счетчик	3х100 В				(80-120)% Uном	(85-115)% Uном		
Коэффициент мощности				Не менее 0,5 инд.	Не менее 0,5 инд.	0,8÷0,95 инд..		
Потери напряжения				Не более 0,25 %	0,25 % (ПУЭ)	0,01 %		
Вторичная нагрузка	ТТ			0,4 Ом	(25-100)% Sном	(45)% Sном		
	ТН			50 ВА	(25-100)% Sном	85% Sном		
Частота	ТТ и ТН			50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном		
	Счетчик			50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном		
	УСПД			50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном		
Температура окружающей среды	ТТ и ТН			20 °С	(-60...45) °С	(-50...40) °С		
	Счетчик			(20±5) °С	(-40...65) °С	(15...25) °С		
28	яч. 2 «Сибизмир»	Ток	ТТ	100/5 А	(5-120)% Iном	(5-100)% Iном		
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-100)% Iном		

№№ точки изме- рения	Объект	Влияющие факторы						
		Наименование параметров объекта учета, влияющих величин		Нормальные (номин.) значения влияющих факторов	Предельные по НД на СИ			
					Допускаемые по НД на СИ	Фактические за учетный период		
29, 30	яч. 5 «ХПВ-1» (Водоканал) яч. 22 «ХПВ-2» (Водоканал)	Напряжение	ТН	6000/100 В	(80-120)% Uном	(85-115)% Uном		
			Счетчик	3х100 В	(80-120)% Uном	(85-115)% Uном		
		Коэффициент мощности		Не менее 0,5 инд.	Не менее 0,5 инд.	0,8÷0,95 инд..		
		Потери напряжения		Не более 0,25 %	0,25 % (ПУЭ)	0,01 %		
			Вторичная нагрузка	ТТ	0,4 Ом	(25-100)% Sном	(25)% Sном	
		ТН		50 ВА	(25-100)% Sном	85% Sном		
		Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном		
			Счетчик	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном		
			УСПД	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном		
		Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45) °С	(-50...40) °С		
			Счетчик	(20±5) °С	(-40...65) °С	(15...25) °С		
				Ток	ТТ	300/5 А	(5-120)% Iном	(5-100)% Iном
					Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-100)% Iном
				Напряжение	ТН	6000/100 В	(80-120)% Uном	(85-115)% Uном
Счетчик	3х100 В				(80-120)% Uном	(85-115)% Uном		
Коэффициент мощности				Не менее 0,5 инд.	Не менее 0,5 инд.	0,8÷0,95 инд..		
Потери напряжения				Не более 0,25 %	0,25 % (ПУЭ)	0,01 %		
	Вторичная нагрузка			ТТ	0,4 Ом	(25-100)% Sном	(45)% Sном	
ТН				50 ВА	(25-100)% Sном	85% Sном		
Частота	ТТ и ТН			50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном		
	Счетчик			50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном		
	УСПД			50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100,2)% Fном		
Температура окружающей среды	ТТ и ТН			20 °С	(-60...45) °С	(-50...40) °С		
	Счетчик			(20±5) °С	(-40...65) °С	(15...25) °С		
	УСПД			20 °С	(-25...60) °С	(15...25) °С		

Таблица 3 – Приписанные значения характеристик погрешности измерений ИИК в рабочих условиях применения СИ и при предельных отклонениях влияющих факторов

№№ ИИК	Активная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. $\cos \varphi$	$\delta_{2\%P}$, [%] для диапазона $W_{P2\%} \leq W_{Pизм} < W_{P5\%}$	$\delta_{5\%P}$, [%] для диапазона $W_{P5\%} \leq W_{Pизм} < W_{P20\%}$	$\delta_{20\%P}$, [%] для диапазона $W_{P20\%} \leq W_{Pизм} < W_{P100\%}$	$\delta_{100\%P}$, [%] для диапазона $W_{P100\%} \leq W_{Pизм} < W_{P120\%}$
	ТТ	ТН	Сч.					
9-11, 17,18	0,2	0,2	0,2S	1,0	не нормируется	1,1	0,8	0,7
				0,8	не нормируется	1,4	0,9	0,9
				0,5	не нормируется	2,1	1,3	1,1
12-16	0,5	0,2	0,2S	1,0	не нормируется	1,8	1,1	0,9
				0,8	не нормируется	2,9	1,6	1,2
				0,5	не нормируется	5,3	2,8	2,0
1-8	0,5	0,5	0,2S	1,0	не нормируется	1,9	1,2	1,0
				0,8	не нормируется	2,9	1,7	1,4
				0,5	не нормируется	5,5	3,0	2,3
19-30	0,5	0,5	0,5S	1,0	не нормируют	2,2	1,6	1,5
				0,8	не нормируют	3,1	2,1	1,8
				0,5	не нормируют	5,6	3,2	2,6

№№ ИИК	Реактивная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. $\cos\varphi/\sin\varphi$	$\delta_{2\%Q}$, [%] для диапазона $W_{Q2\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q5\%}$	$\delta_{5\%Q}$, [%] для диапазона $W_{Q5\%} < W_{Qизм} \leq W_{Q20\%}$	$\delta_{20\%Q}$, [%] для диапазона $W_{Q20\%} < W_{Qизм} \leq W_{Q100\%}$	$\delta_{100\%Q}$, [%] для диапазона $W_{Q100\%} < W_{Qизм} \leq W_{Q120\%}$
	ТТ	ТН	Сч.					
9-11, 17,18	0,2	0,2	0,5	0,8/0,6	не нормируется	2,3	1,6	1,5
				0,5/0,87	не нормируется	2,0	1,5	1,5
12-16	0,5	0,2	0,5	0,8/0,6	не нормируется	4,5	2,5	2,0
				0,5/0,87	не нормируется	2,9	1,9	1,6
1-8	0,5	0,5	0,5	0,8/0,6	не нормируется	4,5	2,7	2,2
				0,5/0,87	не нормируется	2,9	2,0	1,8
19-30	0,5	0,5	1,0	0,8/0,6	не нормируют	5,5	3,9	3,6
				0,5/0,87	не нормируют	4,1	3,4	3,2

Примечания:

- Границы интервала относительной погрешности измерительных каналов приведены с вероятностью $P=0,95$ в рабочих условиях применения СИ и при предельных отклонениях влияющих факторов.
- В Табл. 3 приняты следующие обозначения:
 $W_{P2\%}$ ($W_{Q2\%}$) – значение электроэнергии при 2%-ной нагрузке (минимальная нагрузка);
 $W_{P5\%}$ ($W_{Q5\%}$) – значение электроэнергии при 5%-ной нагрузке;
 $W_{P20\%}$ ($W_{Q20\%}$) – значение электроэнергии при 20%-ной нагрузке;
 $W_{P100\%}$ ($W_{Q100\%}$) – значение электроэнергии при 100%-ной нагрузке (номинальная нагрузка);
 $W_{P120\%}$ ($W_{Q120\%}$) – значение электроэнергии при 120%-ной нагрузке (максимальная нагрузка).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на Систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определена в проектной документации на систему и приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго»

№	Наименование	№ Госреестра СИ РФ	Примечание
Основные технические компоненты			
1.	Технические средства учета электроэнергии и мощности		
1.1	Измерительные трансформаторы тока		
1.1.1	ТВГ-110-0,2	ГР № 22440-07	КТ 0,2 (18 шт.)
1.1.2	ТФМ-110-II У1	ГР № 16023-97	КТ 0,5 (12 шт.)
1.1.3	ТПОФУ-20	Св-ва о поверке №№ 22-40	КТ 0,5 (12 шт.)
1.1.4	ТПШФ-20	Св-ва о поверке №№ 1,2,5-9,11-21	КТ 0,5 (18 шт.)
1.1.5	ТШЛ-20	ГР № 1837-63	КТ 0,5 (3 шт.)
1.1.6	ТПШФ-10	Св-во о поверке № 3,4,10	КТ 0,5 (3 шт.)
1.1.7	ТОЛ-10	ГР № 7069-07	КТ 0,5 (10 шт.)

№	Наименование	№ Госреестра СИ РФ	Примечание
1.2	Измерительные трансформаторы напряжения		
1.2.1	НАМИ-110 УХЛ1	ГР № 24218-08	КТ 0,2 (6 шт.)
1.2.2	НТМИ-18	ГР № 831-69	КТ 0,5 (7 шт.)
1.2.3	НТМИ-10-66		КТ 0,5 (3 шт.)
1.2.4	НОМ-6-77	ГР № 17158-98	КТ 0,5 (4 шт.)
1.3	Счетчики электроэнергии трехфазные многофункциональные		
1.3.1	A1802RAL-P4G-DW	ГР № 31857-06 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 26035-1983	КТ 0,2S(A) по ГОСТ Р 52323-2005 и 0,5(R) по ГОСТ Р 26035-83 (10 шт.)
1.3.2	A1R-4-AL-C29-T+	ГР № 14555-02 ГОСТ Р 30206-1994 ГОСТ Р 26035-1983	КТ 0,2S(A) по ГОСТ Р 30206-94 и 0,5(R) по ГОСТ Р 26035-83 (7 шт.)
1.3.3	EA05RL-B-3	ГР № 14555-02 ГОСТ Р 30206-1994 ГОСТ Р 26035-1983	КТ 0,5S(A) по ГОСТ Р 30206-94 и 1,0(R) по ГОСТ Р 26035-83 (12 шт.)
1.3.4	EA05RL-B-4	ГР № 14555-02 ГОСТ Р 30206-1994 ГОСТ Р 26035-1983	КТ 0,5S(A) по ГОСТ Р 30206-94 и 1,0(R) по ГОСТ Р 26035-83 (1 шт.)
1.4	Комплекс аппаратно-программных средств		
1.4.1	RTU-325-E1-256-M3-B8-G	ГР № 37288-08	сбор измерительной информации от счетчиков (1 шт.)
1.4.2	RTU-325-E1-128-M3-B4-G	ГР № 37288-08	сбор измерительной информации от счетчиков (1 шт.)
Вспомогательные технические компоненты			
2	Средства вычислительной техники и связи		
2.1	Сервер базы данных	-	1 шт.
2.2	Маршрутизатор Cisco	-	1 шт.
2.3	Модем	-	1 шт.
2.4	Модем Zyxel	-	2 шт.
2.5	Источник бесперебойного питания (ИБП) UPS	-	1 шт.
2.6	Модули защиты линии от перенапряжений	-	2 шт.
Программные компоненты			
3	Программное обеспечение, установленное на компьютере типа IBM PC		ПО Microsoft Windows ПО «АльфаЦЕНТР» ПО «AlphaPlus W», «MeterCat» для конфигурации и опроса счетчиков ПО AC LapTop – для ноутбука
Эксплуатационная документация			
4.1	Руководство пользователя АИИС КУЭ ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.
4.2	Паспорт-формуляр АИИС КУЭ ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.
4.3	Технологическая инструкция АИИС КУЭ ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.
4.4	Инструкция по формированию и ведению базы данных АИИС КУЭ ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.
4.5	Инструкция по эксплуатации АИИС КУЭ ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.
4.6	Методика поверки АИИС КУЭ ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.
4.7	Техническая документация на комплектующие изделия	-	1 комплект

Поверка осуществляется по документу: «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго». Методика поверки» МП 004-2010, утвержденной Восточно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ» в ноябре 2010 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии в соответствии с документом: «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные АЛЬФА А1800. Методика поверки МП-2203-0042-2006», утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», 2006 г. и «Счетчики электрической энергии многофункциональные типа АЛЬФА. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», 1999 г.;
- средства поверки устройств сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L в соответствии с документом: «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДИЯМ 466453.005МП.», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», в 2008 г.;
- средства измерений в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго», №ФР.1.34.2010.0 дата 2010 г.;
- переносной инженерный пульт – ноутбук с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;
- Радиочасы МИР РЧ-01 (приемник, принимающий сигналы службы точного времени) (ГР № 27008-04);
- Программный пакет АльфаЦЕНТР AC_SE, терминальная программа «ZOC» для RTU 325L, ПО «AlphaPlus W», «MeterCat» для конфигурации и опроса счетчиков типа АЛЬФА.

Сведения о методиках (методах) измерений

Измерения проводятся в соответствии с документом: «Методика выполнения измерений электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго», №ФР.1.34.2010.0 дата 2010 г.;

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго»:

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

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

РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

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

ГОСТ Р 51841-2001 Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 52323-2005 Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
ГОСТ Р 30206-1994 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока
(классы точности 0,2S и 0,5S).

ГОСТ Р 26035-1983 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные.
Общие технические условия.

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-10 ОАО «Иркутскэнерго» может применяться в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений при выполнении государственных и коммерческих учетных операций.

Изготовитель

ЗАО «ИРМЕТ»

Юридический адрес: 664050, РФ, Иркутская область,
г. Иркутск, ул. Байкальская, 239, корп. 26А.

Почтовый адрес: 664050, РФ, Иркутская область,
г. Иркутск, ул. Байкальская, 239, корп. 26А.
Для почтовых отправок: 664075, г. Иркутск, а/я 3857.

Тел. (3952) 794-761; Тел/факс (3952) 225-303

Интернет адрес: <http://irmet.irkutsk.ru/>;

E-mail: irmet@es.irkutskenergo.ru

Заместитель Руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии



(подпись)
М.п.

Крутиков В.Н.

21 » 12 2010 г.