

Подлежит публикации
в открытой печати

СОГЛАСОВАНО
Заместитель руководителя ГЦИ СИ
ФГУП «ВНИИФТРИ»
В.Н. Егоров
2009 г.



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) ОАО «Иркутскэнерго»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>44122-09</u> Взамен № _____
--	---

Изготовлена ЗАО «Ирмет» (г. Иркутск) для коммерческого учета электроэнергии на Шелеховском участке Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) ОАО «Иркутскэнерго» по технорбочему проекту ЗАО «Ирмет» (ИРМТ.411711.048.П1), согласованным с ОАО «АТС», заводской номер 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) ОАО «Иркутскэнерго» (г. Шелехов, Иркутской области) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), выработанной и потребленной за установленные интервалы времени Шелеховским участком Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5), а также 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 электроэнергии.

ОПИСАНИЕ

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 Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) ОАО «Иркутскэнерго» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень: измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии Альфа А1800

класса точности 0,2S по ГОСТ Р52323-2005 для активной электроэнергии и 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, размещенные на объектах и подстанциях (12 точек измерения).

2-й уровень: информационно-вычислительный компонент электроустановки (ИВКЭ) на базе комплекса аппаратно-программных средств (КАПС) на основе устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325L, включающий 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.

Принцип действия АИИС КУЭ Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) 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, которые усредняются за период 0,02с. 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 Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) по шине интерфейса RS-485 и далее через конвертор интерфейсов МОХА поступает по цифровому интерфейсу Ethernet на входы 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.

Сопряжение электросчетчиков и УСПД с корпоративной информационно-вычислительной сетью (КИВС) ОАО «Иркутскэнерго» осуществляется посредством Switch-коммутаторов, образуя основной канал передачи данных. Резервный канал образован при помощи GSM-модема подключенного к УСПД.

С УСПД измерительные сигналы в цифровой форме поступают на сервер БД (ИВК) ОАО «Иркутскэнерго», где проводится контроль её достоверности. Сигналы содержат информацию о результатах измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, состоянии средств и объектов измерений (журналы событий УСПД и счетчиков электроэнергии) Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) ОАО «Иркутскэнерго». 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», которое функционирует на сервере ИВК.

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», при этом возможна синхронизация времени электросчетчика со временем предварительно синхронизированного инженерного пульта.

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии (мощности) с учетом коэффициентов

трансформации ТТ и ТН, расчет потерь электроэнергии, а также хранение и отображение информации. Для контроля и мониторинга работы системы по присоединениям Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) 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 приращениях активной и реактивной электроэнергии и о состоянии средств и объектов измерений, передаются в вышестоящие организации и смежным энергосистемам 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 первое 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 вторым устройством синхронизации системного времени (HVS-35), установленного в ИВКЭ, 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.

ОСНОВНЫЕ 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 измерительно-информационных комплексов (ИИК)

ИИК		Средство измерений		К _{ТТ} ·К _{ТН}	Наименование измеряемой величины
код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип		
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5)		УСПД	RTU-325L-E2-512-M2-B2 ГР № 37288-08 № 004297		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
1	ВЛ-1	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1500/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 9143-06 Поверка 2006	ТЛК-10 Зав.№ 08689 (фаза А); Зав.№ 08670 (фаза С)	30000	Ток первичный, I ₁

ИИК		Средство измерений		К _{ТТ} ·К _{ТН}	Наименование измеряемой величины
код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип		
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100 ГР № 23544-07 Поверка 2006	ЗНОЛП-10 Зав.№ 11181	12000	Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А) 0,5 (R) К _{СЧ} =1 ГОСТ Р 52323-05 ГОСТ Р 52425-05 ГР № 31857-06 Поверка 2008 г.	А1802RALQ-P4G-DW-4 Зав.№ 1185646		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
2	ТСН-24	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 9143-06 Поверка 2006	ТЛК-10 Зав.№ 08671 (фаза А); Зав.№ 08672 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100 ГР № 23544-07 Поверка 2006	ЗНОЛП-10 Зав.№ 11181		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А) 0,5 (R) К _{СЧ} =1 ГОСТ Р 52323-05 ГОСТ Р 52425-05 ГР № 31857-06 Поверка 2008 г.	А1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 1185579		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
3	ТГ-1	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 9143-06 Поверка 2006	ТЛК-10 Зав.№ 08673 (фаза А); Зав.№ 08674 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100 ГР № 23544-07 Поверка 2006	ЗНОЛП-10 Зав.№ 11181		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А) 0,5 (R) К _{СЧ} =1 ГОСТ Р 52323-05 ГОСТ Р 52425-05 ГР № 31857-06 Поверка 2008 г.	А1802RALQ-P4G-DW-4 Зав.№ 1185640		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
4	ТСН-21	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 9143-06 Поверка 2006	ТЛК-10 Зав.№ 08675 (фаза А); Зав.№ 08676 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100 ГР № 23544-07 Поверка 2006	ЗНОЛП-10 Зав.№ 11181		Напряжение первичное, U ₁

ИИК		Средство измерений		К _{ТТ} ·К _{ТН}	Наименование измеряемой величины
код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип		
		Счетчик КТ 0,2S (A) 0,5 (R) К _{сч} =1 ГОСТ Р 52323-05 ГОСТ Р 52425-05 ГР № 31857-06 Поверка 2008 г.	А1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 1185584		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
5	ТСН-31 рез.	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 9143-06 Поверка 2006	ТЛК-10 Зав.№ 08677 (фаза А); Зав.№ 08678 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100 ГР № 23544-07 Поверка 2006	ЗНОЛП-10 Зав.№ 11181		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A) 0,5 (R) К _{сч} =1 ГОСТ Р 52323-05 ГОСТ Р 52425-05 ГР № 31857-06 Поверка 2008 г.	А1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 1185592		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
6	ТГ-2	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 9143-06 Поверка 2006	ТЛК-10 Зав.№ 08679 (фаза А); Зав.№ 0868 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100 ГР № 23544-07 Поверка 2006	ЗНОЛП-10 Зав.№ 11182		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A) 0,5 (R) К _{сч} =1 ГОСТ Р 52323-05 ГОСТ Р 52425-05 ГР № 31857-06 Поверка 2008 г.	А1802RALQ-P4G-DW-4 Зав.№ 1185626		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
7	ТСН-20	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 9143-06 Поверка 2006	ТЛК-10 Зав.№ 08681 (фаза А); Зав.№ 08682 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100 ГР № 23544-07 Поверка 2006	ЗНОЛП-10 Зав.№ 11182		Напряжение первичное, U ₁

ИИК		Средство измерений		К _{ТТ} ·К _{ТН}	Наименование измеряемой величины
код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип		
		Счетчик КТ 0,2S (A) 0,5 (R) К _{Сч} =1 ГОСТ Р 52323-05 ГОСТ Р 52425-05 ГР № 31857-06 Поверка 2008 г.	А1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 1185602		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
8	ТСН-22	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 9143-06 Поверка 2006	ТЛК-10 Зав.№ 08683 (фаза А); Зав.№ 08684 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100 ГР № 23544-07 Поверка 2006	ЗНОЛП-10 Зав.№ 11186		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A) 0,5 (R) К _{Сч} =1 ГОСТ Р 52323-05 ГОСТ Р 52425-05 ГР № 31857-06 Поверка 2008 г.	А1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 1185553		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
9	ТГ-3	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 9143-06 Поверка 2006	ТЛК-10 Зав.№ 08685 (фаза А); Зав.№ 08686 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100 ГР № 23544-07 Поверка 2006	ЗНОЛП-10 Зав.№ 11186		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A) 0,5 (R) К _{Сч} =1 ГОСТ Р 52323-05 ГОСТ Р 52425-05 ГР № 31857-06 Поверка 2008 г.	А1802RALQ-P4G-DW-4 Зав.№ 1185689		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
10	ТСН-23	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 9143-06 Поверка 2006	ТЛК-10 Зав.№ 08687 (фаза А); Зав.№ 08688 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100 ГР № 23544-07 Поверка 2006	ЗНОЛП-10 Зав.№ 11186		Напряжение первичное, U ₁

ИИК		Средство измерений		K _{ТТ} ·K _{ТН}	Наименование измеряемой величины
код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип		
		Счетчик КТ 0,2S (A) 0,5 (R) K _{Сч} =1 ГОСТ Р 52323-05 ГОСТ Р 52425-05 ГР № 31857-06 Поверка 2008 г.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 1185574		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
11	ТСН-32 рез.	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =600/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 9143-06 Поверка 2006	ТЛК-10 Зав.№ 08690 (фаза А); Зав.№ 08691 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/100 ГР № 23544-07 Поверка 2006	ЗНОЛП-10 Зав.№ 11186		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A) 0,5 (R) K _{Сч} =1 ГОСТ Р 52323-05 ГОСТ Р 52425-05 ГР № 31857-06 Поверка 2008 г.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 1185593		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
12	ВЛ-3	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =1500/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 9143-06 Гос. поверка 2006	ТЛК-10 Зав.№ 08692 (фаза А); Зав.№ 08693 (фаза С)	30000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/100 ГР № 23544-07 Поверка 2006	ЗНОЛП-10 Зав.№ 11186		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A) 0,5 (R) K _{Сч} =1 ГОСТ Р 52323-05 ГОСТ Р 52425-05 ГР № 31857-06 Поверка 2008 г.	A1802RALQ-P4G-DW-4 Зав.№ 1185655		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота

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÷1,02)U_{ном}; ток (1÷1,2)I_{ном}, cosφ = 0,9 инд;
 - температура окружающей среды (20±5)°С;
- 4) Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение (0,9÷1,1)U_{ном}; ток (0,05÷1,2)I_{ном}, cosφ = 0,8 инд;
 - допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 60 до +45°С, для счетчиков от минус 40 до +50°С, для УСПД от минус 25 до +60°С;
- 5) Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 52425-2005 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 однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном «Ростехрегулирование» и ОАО «Иркутскэнерго» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

1. Надежность применяемых в системе компонентов:

-ИИК:

-электросчётчики Альфа А1800 (параметры надежности: T_0 не менее 120000час; t_0 не более 5 суток);

- ИВКЭ:

- КАПС на основе УСПД RTU-325L (параметры надежности T_0 не менее 40000 час; t_0 не более 24 час);

- ИВК:

- Сервер БД, коммутатор (параметры надежности K_2 не менее 0,99; t_0 не более 1 час);

- СОЕВ (K_T не менее 0,95; t_0 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 – GSM-модем;

- резервирование информации:

- наличие резервных баз данных;

- наличие перезагрузки и средств контроля зависания;

- резервирование сервера;

- диагностика:

- в журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике;

- ручного сброса мощности;

- включение и выключение режима ТЕСТ;

- журнал УСПД:

- изменения ПО и перепараметрирования;

- даты начала регистрации измерений;

- пропадания напряжения;

- потери и восстановление связи со счетчиками;

- программных и аппаратных перезапусков;

- коррекции времени в УСПД и каждом счетчике;

- 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 объектов и 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 измерения;
 - о состоянии объектов и средств измерений.
 8. Глубина хранения информации (профиля):
 - ИИК – электросчетчик Альфа А1800 имеет 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) на глубину 30 лет;
 - ИВКЭ – УСПД RTU-325L - 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 3,5 лет (функция автоматизирована);
 - ИВК – сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств и объектов 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.

Таблица 2 – Допустимые, нормальные и фактические условия выполнения измерений

№№ точки измерения	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	
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5)						
1	ВЛ-1	Ток	ТТ	1500/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	10000/100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% Uном
			Счетчик	3х100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% 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)	0,25 %
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	50% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	40% Sном
		Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
			Счетчик	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
			УСПД	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
		Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45) °С	(-40...40) °С
			Счетчик	(20±5) °С	(-40...65) °С	(15...25) °С
			УСПД	20 °С	(-25...60) °С	(15...25) °С
2	ТСН-24	Ток	ТТ	600/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	10000/100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% Uном
			Счетчик	3х100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% 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)	0,25 %
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	50% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	40% Sном
		Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
			Счетчик	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
			УСПД	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
		Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45) °С	(-40...40) °С
			Счетчик	(20±5) °С	(-40...65) °С	(15...25) °С
			УСПД	20 °С	(-25...60) °С	(15...25) °С
3	ТГ-1	Ток	ТТ	600/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	10000/100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% Uном
			Счетчик	3х100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% 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)	0,25 %
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	50% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	40% Sном
		Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
			Счетчик	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
			УСПД	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
		Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45) °С	(-40...40) °С
			Счетчик	(20±5) °С	(-40...65) °С	(15...25) °С
			УСПД	20 °С	(-25...60) °С	(15...25) °С

№№ точки измерения	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
4	ТСН-21	Ток	ТТ	600/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	10000/100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% Uном
			Счетчик	3x100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% 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)	0,25 %
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	50% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	40% Sном
		Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
			Счетчик	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
			УСПД	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
		Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45) °С	(-40...40) °С
Счетчик	(20±5) °С		(-40...65) °С	(15...25) °С		
УСПД	20 °С		(-25...60) °С	(15...25) °С		
5	ТСН-31 рез.	Ток	ТТ	600/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	10000/100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% Uном
			Счетчик	3x100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% 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)	0,25 %
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	50% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	40% Sном
		Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
			Счетчик	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
			УСПД	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
		Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45) °С	(-40...40) °С
Счетчик	(20±5) °С		(-40...65) °С	(15...25) °С		
УСПД	20 °С		(-25...60) °С	(15...25) °С		
6	ТГ-2	Ток	ТТ	600/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	10000/100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% Uном
			Счетчик	3x100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% 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)	0,25 %
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	50% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	40% Sном
		Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
			Счетчик	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
			УСПД	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
		Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45) °С	(-40...40) °С
Счетчик	(20±5) °С		(-40...65) °С	(15...25) °С		
УСПД	20 °С		(-25...60) °С	(15...25) °С		
7	ТСН-20	Ток	ТТ	600/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	10000/100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% Uном
			Счетчик	3x100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% 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)	0,25 %
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	50% Sном
ТН	(25-100)% Sном		(25-100)% Sном	40% Sном		

№№ точки измерения	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			
8	ТСН-22	Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном		
			Счетчик	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном		
			УСПД	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном		
		Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45)°С	(-40...40)°С		
			Счетчик	(20±5) °С	(-40...65)°С	(15...25)°С		
			УСПД	20 °С	(-25...60)°С	(15...25)°С		
		9	ТГ-3	Ток	ТТ	600/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
					Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
				Напряжение	ТН	10000/100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% Uном
Счетчик	3х100 В				(80-120)% Uном	(90-110)% 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)	0,25 %		
Вторичная нагрузка	ТТ			(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	50% Sном		
	ТН			(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	40% Sном		
Частота	ТТ и ТН			50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном		
	Счетчик	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном				
	УСПД	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном				
Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45)°С	(-40...40)°С				
	Счетчик	(20±5) °С	(-40...65)°С	(15...25)°С				
	УСПД	20 °С	(-25...60)°С	(15...25)°С				
10	ТСН-23	Ток	ТТ	600/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном		
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном		
		Напряжение	ТН	10000/100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% Uном		
			Счетчик	3х100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% 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)	0,25 %		
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	50% Sном		
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	40% Sном		
		Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном		
Счетчик	50 Гц		(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном				
УСПД	50 Гц		(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном				
Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45)°С	(-40...40)°С				
	Счетчик	(20±5) °С	(-40...65)°С	(15...25)°С				
	УСПД	20 °С	(-25...60)°С	(15...25)°С				
11	ТСН-32 рез.	Ток	ТТ	600/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном		
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном		
		Напряжение	ТН	10000/100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% Uном		
			Счетчик	3х100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% Uном		

№№ точки измерения	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
12	ВЛ-3	Кoeffициент мощности		Не менее 0,5 инд.	Не менее 0,5 инд.	0,8÷0,95 инд..
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	50% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	40% Sном
		Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
			Счетчик	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
			УСПД	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном
		Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45)°С	(-40...40)°С
			Счетчик	(20±5)°С	(-40...65)°С	(15...25)°С
			УСПД	20 °С	(-25...60)°С	(15...25)°С
		Ток	ТТ	1500/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
Напряжение	ТН	10000/100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% Uном		
	Счетчик	3х100 В	(80-120)% Uном	(90-110)% Uном		
Кoeffициент мощности		Не менее 0,5 инд.	Не менее 0,5 инд.	0,8÷0,95 инд..		
					Потери напряжения	
Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	50% Sном		
	ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	40% Sном		
Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном		
	Счетчик	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном		
	УСПД	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном		
Температура окружающей среды	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45)°С	(-40...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. $\cos\phi$	$\delta_{2\%P}$, [%] 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.					
1÷12	0,5	0,5	0,2S	1,0	не нормируется	1,9	1,2	1,0
				0,9	не нормируется	2,3	1,4	1,2
				0,8	не нормируется	2,9	1,7	1,4
№№ ИИК	Реактивная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. $\cos\phi/\sin\phi$	$\delta_{2\%Q}$, [%] 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.					
1÷12	0,5	0,5	0,2S	0,9/0,44	не нормируется	6,4	3,6	2,8
				0,8/0,6	не нормируется	4,5	2,7	2,2

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) Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) ОАО «Иркутскэнерго».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

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

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) ОАО «Иркутскэнерго»

№	Наименование	№Госреестра СИ РФ	Примечание
<i>Основные технические компоненты</i>			
1	Технические средства учета электроэнергии и мощности		
1.1	Измерительные трансформаторы тока		
1.1.1	ТЛК-10	ГР № 9143-06	КТ 0,5 (24 шт.)
1.2	Измерительные трансформаторы напряжения		
1.2.1	ЗНОЛП-10	ГР № 23544-07	КТ 0,5 (9 шт.)
1.3	Счетчики электроэнергии трехфазные многофункциональные серии АЛЬФА		
1.3.1	A1802RALQ-P4G-DW-4	ГР № 31857-06	КТ 0,2S (A) по ГОСТ Р 52323-2005 и 0,5 (R) по ГОСТ Р 52425-2005 (5шт.)
1.3.2	A1802RLQ-P4G-DW-4		КТ 0,2S (A) по ГОСТ Р 52323-2005 и 0,5 (R) по ГОСТ Р 52425-2005 (7шт.)
1.4	Комплексе аппаратно-программных средств		
1.4.1	RTU-325L-E2-512-M2-B2	ГР № 37288-08	сбор измерительной информации от счетчиков (1 шт.)
<i>Вспомогательные технические компоненты</i>			
2	Средства вычислительной техники и связи		
1.1	GSM-модем с блоком питания и антенной Siemens M-35s	-	1 шт.
1.2	Источник бесперебойного питания (ИБП) APS Smart UPS 1500	-	1 шт.
1.3	Преобразователь интерфейсов MOXA	-	1 шт.
1.4	Сервер базы данных	-	1 шт.
1.5	Коммутатор Switch Cisco Catalyst 2950	-	1 шт.
<i>Программные компоненты</i>			
3	Программное обеспечение, установленное на компьютере типа IBM PC	ГР № 20481-00	ПО Microsoft Windows 2000 Pro ПО «Альфа-Центр» ПО «Альфа-Смарт» для настройки КАПС на основе УСПД RTU 325L ПО «MeterCat» для конфигурации и опроса счетчиков ПО AC_LapTop – для ноутбука
<i>Эксплуатационная документация</i>			
4.1	Руководство пользователя АИИСКУЭ Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) ОАО "Иркутскэнерго"	-	1 экз.

№	Наименование	№Госреестра СИ РФ	Примечание
4.2	Паспорт-формуляр АИИС КУЭ Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) ОАО "Иркутскэнерго"	-	1 экз.
4.3	Технологическая инструкция АИИС КУЭ Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) ОАО "Иркутскэнерго"	-	1 экз.
4.4	Инструкция по формированию и ведению базы данных АИИС КУЭ Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) ОАО "Иркутскэнерго"	-	1 экз.
4.5	Инструкция по эксплуатации АИИС КУЭ Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) ОАО "Иркутскэнерго"	-	1 экз.
4.6	Методика поверки АИИС КУЭ Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) ОАО "Иркутскэнерго"	-	1 экз.
4.7	Техническая документация на комплектующие изделия	-	1 комплект

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) ОАО «Иркутскэнерго». Методика поверки» МП 001-2009, утвержденной ВСФ ФГУП «ВНИИФТРИ» в июле 2009 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 типа АЛЬФА. Методика поверки» ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», 2004 г.;
- средства поверки комплексов аппаратно-программных средств на основе УСПД серии RTU-300 в соответствии с документом: «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», ДИЯМ 466453.005 ФГУП ВНИИМС, 2003 г.;
- средства измерений в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений электрической энергии и мощности АИИС КУЭ Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) ОАО «Иркутскэнерго» ФР _____;
- 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);
- ПО «Альфа-Смарт» для настройки КАПС на основе УСПД RTU-325L, ПО «MeterCat» для конфигурации и опроса счетчиков и ПО AC_LapTop – для ноутбука.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

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

ГОСТ Р 52425-2005 «Счетчики электрической реактивной энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323-2005 Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

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

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

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

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) ОАО «Иркутскэнерго».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Шелеховского участка Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5) ОАО «Иркутскэнерго» (единичное изделие) утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации.

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 отправлений: 664075, г. Иркутск, а/я 3857.

Директор ЗАО «Ирмет»



Ю.Н.Воронов