

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) ТЭЦ-16 ОАО «Иркутскэнерго»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 41123-09 Взамен №
---	--

Изготовлена ЗАО «Ирмет» (г. Иркутск) для коммерческого учета электроэнергии на ТЭЦ-16 ОАО «Иркутскэнерго» по технорбочему проекту ЗАО «Ирмет» (ИРМТ.411711.046.П1), согласованным с ОАО «АТС», заводской номер 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-16 ОАО «Иркутскэнерго» (г. Железногорск, Иркутской области) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), выработанной и потребленной за установленные интервалы времени ТЭЦ-16, 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 электроэнергией.

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 ТЭЦ-16 ОАО «Иркутскэнерго» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень: измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S и 0,5 по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 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 (25 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 ТЭЦ-16 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, установленных на ТЭЦ-16, по шине интерфейса RS-485 и далее через конвертор интерфейсов MOXA 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) ТЭЦ-16 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 ТЭЦ-16 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		
ТЭЦ-16		УСПД	RTU-325L-E2-512-M2-B2 ГР № 37288-08 № 004299		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
1	Разделительный тр-ор Т2К ЗРУ-10кВ яч.1	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =1500/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 15128-07 Поверка 2008 г.	ТОЛ-10-I-2У2 Зав.№ 1447(фаза А); Зав.№ 1263 (фаза В); Зав.№ 1277 (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 № 16687-07 Поверка 2008 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 0144		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.	A1802RALQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185632		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
2	ВЭ-6кв.№2 Т2К яч.80 КРУсн-6кв	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =1000/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 1261-08 Поверка 2008 г.	ТПОЛ-10-У3 Зав.№ 13915(фазаА); Зав.№ 13916(фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 ГР № 11094-87 Поверка 2007 г.	НАМИ-10 Зав.№ 64817		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.	A1802RALQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185542		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
3	ВЭ-6кв.№3 Т2К яч.86 КРУсн-6кв	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =1000/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 1261-08 Поверка 2008 г.	ТПОЛ-10-У3 Зав.№ 13919(фазаА); Зав.№ 13920(фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 ГР № 11094-87 Поверка 2007 г.	НАМИ-10 Зав.№ 64814		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.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185569		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
4	Разделительный тр-ор Т1К ЗРУ-10кв яч.4	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =1500/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 15128-07 Поверка 2008	ТОЛ-10-І-2У2 Зав.№ 165 (фаза А); Зав.№ 161 (фаза В); Зав.№ 162 (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 № 16687-07 Поверка 2008 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 0102		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.	A1802RALQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185658		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
5	ВЭ-6кв.№2 Т1К яч.88 КРУ-6кв	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =1000/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 1261-08 Поверка 2008 г.	ТПОЛ-10-У3 Зав.№ 13921(фазаА); Зав.№ 13922(фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 ГР № 11094-87 Поверка 2007 г.	НАМИ-10 Зав.№ 64814		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.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185571		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
6	ВЭ-6кв.№3 Т1К яч.78 КРУ-6кв	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =1000/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 1261-08 Поверка 2008 г.	ТПОЛ-10-У3 Зав.№ 6534 (фазаА); Зав.№ 6530 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 ГР № 11094-87 Поверка 2007 г.	НАМИ-10 Зав.№ 64817		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.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185543		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
7	ТГ-1 ГРУ-6кВ яч.11	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =800/5 ГОСТ 7746-01 Св-ва о поверке №81/36, 81/37 от 22.02.2007 г.	ТПОФ-10 Зав.№ 12333(фазаА); Зав.№ 12337(фаза С)	9600	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 0,2 К _{ТН} =6000/100 ГР № 3345-04 Поверка 2008 г.	НОЛ 08-6УТ2 Зав.№ 1213 (фаза А); Зав.№ 1215 (фаза В); Зав.№ 1214 (фаза С)		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.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185535		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
8	ТГ-2 ГРУ-6кВ яч.23	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1500/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 1261-08 Поверка 28.05.2007 г.	ТПОЛ-10 Зав.№ 8513(фаза А); Зав.№ 8663(фаза С)	18000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,2 К _{ТН} =6000/100 ГР № 3345-04 Поверка 2008 г.	НОЛ 08-6УТ-2 Зав.№ 1226 (фаза А); Зав.№ 1210 (фаза В); Зав.№ 1212 (фаза С)		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.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185559		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
9	Ввод 1 секции КРУ-10кВ яч.1	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =3000/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 11077-07 Поверка 19.08.2008 г.	ТЛШ-10У3 Зав.№ 411 (фаза А); Зав.№ 412 (фаза В); Зав.№ 415 (фаза С)	60000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100 ГР № 16687-07 Поверка 2007 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 0241		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.	A1802RALQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185699		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
10	Ввод 2 секции КРУ-10кВ яч.12	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =3000/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 11077-07 Поверка 2008 г.	ТЛШ-10-1У3 Зав.№ 5908 (фаза А); Зав.№ 5928 (фаза В); Зав.№ 5947 (фаза С)	60000	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 № 16687-07 Поверка 2007 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 0239		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.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185587		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
11	Ввод 1 секции ГРУ-6кВ (Т2К) яч.8	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =2000/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 1261-08 Поверка 2008 г.	ТПОЛ-10-У3 Зав.№ 13978(фазаА); Зав.№ 13979(фазаВ); Зав.№ 13980(фаза С)	24000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 ГР № 16687-07 Поверка 2007 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 67941		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.	A1802RALQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185671		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
12	Ввод 2 секции ГРУ-6кВ (Т1К) яч.20	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =2000/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 1261-08 Поверка 2008 г.	ТПОЛ-10-У3 Зав.№ 13975(фазаА); Зав.№ 13976(фазаВ); Зав.№ 13977(фаза С)	24000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 ГР № 16687-07 Поверка 2007 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 67940		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.	A1802RALQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185642		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
13	ЛЭП-6кВ Пр.площадка №1 ГРУ-6кВ яч.10	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =400/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 22192-07 Поверка 2008 г.	ТПЛ-10-М-1У2 Зав.№ 19820(фазаА); Зав.№ 19858(фаза С)	4800	

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} =6000/100 ГР № 16687-07 Поверка 2007 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 67940		
		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.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185563		
14	ЛЭП-6кВ Пр.площадка №2 ГРУ-6кВ яч.18	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =400/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 22192-07 Поверка 2008 г.	ТПЛ-10-М-1У2 Зав.№ 19860(фазаА); Зав.№19859 (фаза С)	4800	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 ГР № 16687-07 Поверка 2007 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 67941		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.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185591		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
15	ЛЭП-6кВ РРС-1 ГРУ-6кВ яч.12	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =50/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 1276-59 Поверка 16.01.2007 г.	ТПЛ-10 Зав.№21528(фазаА); Зав.№ 5344 (фаза С)	600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 ГР № 16687-07 Поверка 2007 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 67940		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.	A1802RALQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185703		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
16	ЛЭП-6кВ РРС-2 ГРУ-6кВ яч.32	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =300/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 22192-07 Поверка 2008 г.	ТПЛ-10-М-1У2 Зав.№ 13974(фаза А); Зав.№ 13973(фаза С)	3600	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} =6000/100 ГР № 16687-07 Поверка 2007 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 67941		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.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185533		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
17	ЛЭП-6кВ Гараж ГРУ-6кВ яч.26	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =50/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 1261-08 Поверка 2008 г.	ТПОЛ-10-У3 Зав.№ 13951(фазаА); Зав.№ 13952(фаза С)	600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 ГР № 16687-07 Поверка 2007 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 67941		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.	A1802RALQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185673		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
18	ЛЭП-6кВ Строй база ГРУ-6кВ яч.28	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =200/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 1261-08 Поверка 2008 г.	ТПОЛ-10-У3 Зав.№ 13895(фазаА); Зав.№ 20004(фаза С)	2400	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 ГР № 16687-07 Поверка 2007 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 67941		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.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185585		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
19	ЛЭП-6кВ. БН 2-1 ГРУ-6кВ яч.6	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =400/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 22192-07 Поверка 2008 г.	ТПЛ-10-М-1У2 Зав.№ 4455(фазаА); Зав.№ 18062(фаза С)	4800	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		
20	ЛЭП-6кВ. БН 2-2 ГРУ-6кВ яч.30	ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 ГР № 16687-07 Поверка 2007 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 67940	4800	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.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185558		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =400/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 22192-07 Поверка 2008 г.	ТПЛ-10-М-ГУ2 Зав.№ 19819(фазаА); Зав.№ 19821(фаза С)		Ток первичный, I ₁
21	Раб. ввод №1 ГРУ-6кВ яч.7	ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 ГР № 16687-07 Поверка 2007 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 67941	9600	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.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185538		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =800/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 1261-08 Поверка 2008 г.	ТПОЛ-10-У3 Зав.№ 13873(фазаА); Зав.№ 13871(фаза С)		Ток первичный, I ₁
22	Раб. ввод №2 ГРУ-6кВ яч.29	ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 ГР № 16687-07 Поверка 2007 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 67940	12000	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.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185647		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =1000/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 1261-08 Поверка 2008 г.	ТПОЛ-10-У3 Зав.№ 13925(фазаА); Зав.№ 13926 (фаза С)		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} =6000/100 ГР № 16687-07 Поверка 2007 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 67941		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.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185544		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
23	Раб. ввод №3 ГРУ-6кВ яч.22	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =1000/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 1261-08 Поверка 2008 г.	ТПОЛ-10-У3 Зав.№ 13917(фазаА); Зав.№ 13923(фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 ГР № 16687-07 Поверка 2007 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 67941		Напряжние 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.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185566		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
24	Рез.ввод №1 ГРУ-6кВ яч.25	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =800/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 1261-08 Поверка 2008 г.	ТПОЛ-10-У3 Зав.№ 13927(фазаА); Зав.№ 13872(фаза С)	9600	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 ГР № 16687-07 Поверка 2007 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 67941		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.	A1802RALQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185667		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
25	Рез.ввод №2 ГРУ-6кВ яч.14	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =1000/5 ГОСТ 7746-01 ГР № 1261-08 Поверка 2008 г.	ТПОЛ-10-У3 Зав.№ 13918(фазаА); Зав.№ 13924(фаза С)	12000	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} =6000/100 ГР № 16687-07 Поверка 2007 г.	НАМИТ-10 Зав.№ 67940		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.	A1802RLQ-P4G-DW-4 Зав.№ 01185601		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;
 - допустимая 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 одноступенчатый 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: T₀ не менее 120000час; t_в не более 5 суток);

- ИВКЭ:

- КАПС на основе УСПД RTU-325L (параметры надежности T₀ не менее 50000 час; t_в не более 24 час);

- ИВК:

– Сервер БД, коммутатор (параметры надежности K_г не менее 0,99; t_в не более 1 час);
- СОЕВ (K_г не менее 0,95; t_в 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	
ТЭЦ-16						
1	Разделительный тр-ор Т2К ЗРУ-10кВ яч.1	Ток	ТТ	1500/5 А	(5-120)% I _{ном}	(5-70)% I _{ном}
			Счетчик	5 А	(1-150)% I _{ном}	(5-70)% I _{ном}
		Напряжение	ТН	10000/100 В	(80-120)% U _{ном}	(90-110)% U _{ном}
			Счетчик	3х100 В	(80-120)% U _{ном}	(90-110)% 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)	0,1%
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% S _{ном}	(40-100)% S _{ном}	40% S _{ном}
			ТН	(25-100)% S _{ном}	(25-100)% S _{ном}	25% S _{ном}
		Частота	ТТ и ТН	50 Гц	(95-105)% F _{ном}	(99,8-100)% F _{ном}
			Счетчик	50 Гц	(95-105)% F _{ном}	(99,8-100)% F _{ном}
			УСПД	50 Гц	(95-105)% F _{ном}	(99,8-100)% F _{ном}
		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 изме- рения	Объект Наименование присоединения	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
2	ВЭ-6кв.№2 Т2К яч.80 КРУсн-6кв	Ток	ТТ	1000/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	6000/100 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)	0,1%
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	40% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	10% 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	ВЭ-6кв.№3 Т2К яч.86 КРУсн-6кв	Ток	ТТ	1000/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	6000/100 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)	0,1%
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	40% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	25% 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		
4	Разделительный тр-ор Т1К ЗРУ-10кв яч.4	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)	0,1%
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	40% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	10% 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	ВЭ-6кв.№2 Т1К яч.88 КРУ-6кв	Ток	ТТ	1000/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	6000/100 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)	0,1%
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	40% Sном
ТН	(25-100)% Sном		(25-100)% Sном	10% Sном		

№№ 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	
6	ВЭ-6кв.№3 Т1К яч.78 КРУ-6кв	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	1000/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	6000/100 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)	0,1%		
Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	40% Sном		
	ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	10% 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	ТГ-1 ГРУ-6кВ яч.11	Ток	ТТ	800/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	6000/100 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)	0,1%
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	40% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	70% 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		
8	ТГ-2 ГРУ-6кВ яч.23	Ток	ТТ	1500/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	6000/100 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)	0,1%
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	40% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	55% 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		
9	Ввод 1секции КРУ-10кВ	Ток	ТТ	3000/5 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 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	
яч.1	Наименование присоединения	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	40% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	75% 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	Ввод 2 секции КРУ-10кВ яч.12	Ток	ТТ	600/5 А
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	40% Sном
	ТН			(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	35% 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	Ввод 1 секции ГРУ-6кВ яч.8	Ток	ТТ	2000/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	6000/100 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	40% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	35% 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		
12	Ввод 2 секции ГРУ-6кВ яч.20	Ток	ТТ	150/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	6000/100 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	40% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	35% 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	ТТ и ТН	20 °С	(-60...45)°С	(-40...40)°С		

№№ 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	
13	ЛЭП-6кВ Пр.площадка №1 ГРУ-6кВ яч.10	Ток	Счетчик	(20±5) °С	(-40...65) °С	(15...25) °С
			УСПД	20 °С	(-25...60) °С	(15...25) °С
		Напряжение	ТТ	400/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	6000/100 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)	0,1%
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	40% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	20% 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		
14	ЛЭП-6кВ Пр.площадка №2 ГРУ-6кВ яч.18	Ток	ТТ	400/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	6000/100 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	80% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	75% 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		
15	ЛЭП-6кВ РРС-1 ГРУ-6кВ яч.12	Ток	ТТ	50/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	6000/100 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)	0,15 %
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	40% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	25% 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		
16	ЛЭП-6кВ РРС-2 ГРУ-6кВ яч.32	Ток	ТТ	300/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	6000/100 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 %

№№ 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		
17	ЛЭП-6кВ Гараж ГРУ-6кВ яч.26	Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	90% Sном		
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	75% 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		
		18	ЛЭП-6кВ Строй база ГРУ-6кВ яч.28	Ток	ТТ	50/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
					Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
				Напряжение	ТН	6000/100 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	80% Sном		
	ТН			(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	75% 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				
19	ЛЭП-6кВ. БН 2-1 ГРУ-6кВ яч.6	Ток	ТТ	400/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном		
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном		
		Напряжение	ТН	6000/100 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)	0,2 %		
		Вторичная нагрузка	ТТ	(40-100)% Sном	(40-100)% Sном	40% Sном		
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	35% 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				
20	ЛЭП-6кВ.	Ток	ТТ	400/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном		
		Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном			

№№ 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
21	БН 2-2 ГРУ-6кВ яч.30	Напряжение	ТН	6000/100 В	(80-120)% Уном	(90-110)% Уном
			Счетчик	3х100 В	(80-120)% Уном	(90-110)% Уном
		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	40% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	75% 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
		22	Раб. ввод №1 ГРУ-6кВ яч.7	Ток	ТТ	800/5 А
Счетчик	5 А				(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
Напряжение	ТН			6000/100 В	(80-120)% Уном	(90-110)% Уном
	Счетчик			3х100 В	(80-120)% Уном	(90-110)% Уном
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	40% Sном
	ТН			(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	75% 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		
23	Раб. ввод №3 ГРУ-6кВ яч.22	Ток	ТТ	1000/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном
		Напряжение	ТН	6000/100 В	(80-120)% Уном	(90-110)% Уном
			Счетчик	3х100 В	(80-120)% Уном	(90-110)% Уном
		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	40% Sном
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	75% 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		
24	Рез.ввод №1 ГРУ-6кВ яч.25	Температура окружающей среды	УСПД	50 Гц	(95-105)% Fном	(99,8-100)% Fном	
			ТТ и ТН	20 °С	(-60...45) °С	(-40...40) °С	
			Счетчик	(20±5) °С	(-40...65) °С	(15...25) °С	
		Ток	УСПД	20 °С	(-25...60) °С	(15...25) °С	
			ТТ	800/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном	
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном	
		Напряжение	ТН	6000/100 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	40% Sном	
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	75% 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			
25	Рез.ввод №2 ГРУ-6кВ яч.14	Ток	ТТ	1000/5 А	(5-120)% Iном	(5-70)% Iном	
			Счетчик	5 А	(1-150)% Iном	(5-70)% Iном	
		Напряжение	ТН	1000/100 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	40% Sном	
			ТН	(25-100)% Sном	(25-100)% Sном	75% 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 $\cos\varphi$	$\delta_{2\%P}$, [%] 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.					
1-6, 11-14, 16-25	0,2S	0,5	0,2S	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
				0,9	1,4	1,0	1,0	1,0
				0,8	1,6	1,2	1,1	1,1
7,8	0,5	0,2	0,2S	1,0	не нормируют	1,8	1,1	0,9
				0,9	не нормируют	2,3	1,3	1,0
				0,8	не нормируют	2,9	1,6	1,2
9,10,15	0,5	0,5	0,2S	1,0	не нормируют	1,9	1,2	1,0
				0,9	не нормируют	2,3	1,4	1,2
				0,8	не нормируют	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.					
1-6, 11-14, 16-25	0,2S	0,5	0,2S	0,9/0,44	3,3	2,3	2,1	2,0
				0,8/0,6	2,2	1,8	1,7	1,7
7,8	0,5	0,2	0,2S	0,9/0,44	не нормируют	6,3	3,4	2,5
				0,8/0,6	не нормируют	4,4	2,5	2,0
9,10,15	0,5	0,5	0,2S	0,9/0,44	не нормируют	6,4	3,6	2,8
				0,8/0,6	не нормируют	4,5	2,7	2,2

Примечания:

1. Границы интервала относительной погрешности измерительных каналов приведены с вероятностью $P=0,95$ в рабочих условиях применения СИ и при предельных отклонениях влияющих факторов.
2. 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-16 ОАО «Иркутскэнерго».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

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

Таблица 4– Комплектность АИИС КУЭ ТЭЦ-16 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	ТОЛ-10-І-2У2	ГР № 15128-07	КТ 0,2S (6 шт.)
1.1.2	ТПОЛ-10-У3	ГР № 1261-08	КТ 0,2S (28 шт.)
1.1.3	ТПОЛ-10	ГР № 1261-08	КТ 0,5 (2 шт.)
1.1.4	ТПОФ-10	Св-ва о поверке №81/36, 81/37 от 22.02.2007 г.	КТ 0,5 (2 шт.)
1.1.5	ТПЛ-10-М-ІУ2	ГР № 22192-07	КТ 0,2S (10 шт.)
1.1.6	ТПЛ-10	ГР № 1276-59	КТ 0,5 (2 шт.)
1.1.7	ТЛШ-10-ІУ3	ГР № 11077-07	КТ 0,5 (6 шт.)
1.2	Измерительные трансформаторы напряжения		
1.2.1	НАМИТ-10	ГР № 16687-07	КТ 0,5 (6 шт.)
1.2.2	НОЛ 08-6УТ2	ГР № 3345-04	КТ 0,2 (6 шт.)
1.2.3	НАМИ-10	ГР № 11094-87	КТ 0,5 (2 шт.)
1.3	Счетчики электроэнергии трехфазные многофункциональные серии АЛЬФА		
1.3.1	A1802RALQ-P4G-DW-4	ГР № 31857-06	КТ 0,2S (А) по ГОСТ Р52323-2005 и 0,5 (R) по ГОСТ Р 52425-2005 (9шт.)

№	Наименование	№Госреестра СИ РФ	Примечание
1.3.2	A1802RLQ-P4G-DW-4		КТ 0,2S (А) по ГОСТ Р52323-2005 и 0,5 (R) по ГОСТ Р 52425-2005 (1шт.)
1.4	Комплекс аппаратно-программных средств		
1.4.1	RTU-325L-E2-512-M2-B2	ГР № 37288-08	сбор измерительной информации от счетчиков (1шт.)
<i>Вспомогательные технические компоненты</i>			
2	Средства вычислительной техники и связи		
2.1	GSM-модем с блоком питания и антенной Siemens M-35s	-	1 шт.
2.2	Источник бесперебойного питания (ИБП) APS Smart UPS 1500	-	1 шт.
2.3	Преобразователь интерфейсов MOXA	-	1 шт.
2.4	Сервер базы данных	-	1 шт.
2.5	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 АИИС КУЭ ТЭЦ-16 ОАО "Иркутскэнерго"	-	1 экз.
4.2	Паспорт-формуляр АИИС КУЭ ТЭЦ-16 ОАО "Иркутскэнерго"	-	1 экз.
4.3	Технологическая инструкция АИИС КУЭ ТЭЦ-16 ОАО "Иркутскэнерго"	-	1 экз.
4.4	Инструкция по формированию и ведению базы данных АИИС КУЭ ТЭЦ-16 ОАО "Иркутскэнерго"	-	1 экз.
4.5	Инструкция по эксплуатации АИИС КУЭ ТЭЦ-16 ОАО "Иркутскэнерго"	-	1 экз.
4.6	Методика поверки АИИС КУЭ ТЭЦ-16 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) ТЭЦ-16 ОАО «Иркутскэнерго». Методика поверки» МП 004-2009, 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 ТЭЦ-16 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) ТЭЦ-16 ОАО «Иркутскэнерго».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-16 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