



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.002.A № 43108

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "АЭХК"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **001**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО "ИРМЕТ", г.Иркутск

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **47140-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 001-2011

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **05 июля 2011 г. № 3212**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

В.Н.Крутиков

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 001086

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АЭХК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АЭХК» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), потребленной и переданной за установленные интервалы времени объектами и подстанциями ОАО «Ангарский Электролизный Химический Комбинат», а также предназначена для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов с поставщиками и потребителями электроэнергии и оперативного управления потреблением электроэнергией.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе ИВК «АльфаЦЕНТР» (Госреестр № 44595-10), 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 ОАО «АЭХК» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень: измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 и 1,0 по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии типа АЛЬФА класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии; класса точности 0,5 по ГОСТ Р 26035-1983 для реактивной электроэнергии; вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, размещенные на объектах и подстанциях ОАО «АЭХК» (51 точка измерения).

2-й уровень: четыре информационно-вычислительных компонента электроустановок (ИВКЭ) на базе устройств сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325L, включающих технические средства приема-передачи данных, технические средства для разграничения доступа к информации.

3-й уровень: измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) располагается в центре сбора информации (ЦСИ) ОАО «АЭХК». Данный уровень включает каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии, на базе устройства синхронизации системного времени (УССВ), пять автоматизированных рабочих мест персонала (АРМ) и специализированное программное обеспечение АльфаЦЕНТР АС_SE (ГР № 44595-10).

Принцип действия АИИС КУЭ ОАО «АЭХК»: первичные токи и напряжения в контролируемой линии передачи преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средние значения активной (реактивной) электрических мощностей вычисляются как средние значения данных мощностей при усреднении за 30 мин.

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

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

Сопряжение электросчетчиков на РП-1, электросчетчиков и УСПД на ГПП-1, электросчетчиков и УСПД на ГПП-2 с корпоративной информационно-вычислительной сетью (КИВС) ОАО «АЭХК» и затем ИВК осуществляется посредством преобразователя интерфейсов RS-422/485 – Ethernet с использованием оптоволоконного кабеля, образуя основной канал передачи данных.

Сопряжение электросчетчиков на ГРУ-6 ТК, электросчетчиков на РУ-6 Н-379, электросчетчиков и УСПД на Насосной-1, электросчетчиков и УСПД на Насосной-3 с КИВС и затем ИВК ОАО «АЭХК» осуществляется посредством коммутируемого соединения (GSM модем Siemens), образуя основной канал связи.

Резервный канал связи на ПС Насосной-1 и ПС Насосной-3 образован посредством коммутируемого соединения (модем Zuxel).

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

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 «АЭХК».

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

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

Программное обеспечение

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО УСПД и ПО сервера БД АИИС КУЭ. Программные средства сервера БД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО ИВК «АльфаЦЕНТР», ПО СОЕВ.

Состав и идентификационные данные ПО АИИС КУЭ ОАО «АЭХК» приведены в табл. 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	Программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	11.02.02	582b756b2098a6dabbe52eae57e3e239	MD5

1	2	3	4	5	6
	Драйвер ручного опроса счётчиков и УСПД	Amrc.exe		b3bf6e3e5100c068b9647d2f9bfde8dd	
	Драйвер автоматического опроса счётчиков и УСПД	Amra.exe		764bbe1ed87851a0154dba8844f3bb6b	
	Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		7dfc3b73d1d1f209cc4727c965a92f3b	
	Библиотека шифрования пароля счётчиков А1800	Encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов	Alphamess.dll		b8c331abb5e34444170ee9317d635cd	

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

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

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

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ ОАО «АЭХК» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет ± 2 единицы младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР».

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов, заводских номеров и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ ОАО «АЭХК»

Канал измерений		Средство измерений		Ктт-Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи, дата проведения поверки	Обозначение типа СИ, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
1	2	3	4	5	6
ГПП-1 ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ		УСПД	RTU-325L-E2-512-M2-B2 ГР № 37288-08 Зав. № 005404		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
1	ШП-10А	ТТ КТ 1,0 Ктт =1000/5	ТВТ-110 ГР № 3635-06 Зав. № 3325 (фазы А, В, С)	220000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3	НКФ-110 ГР № 26452-06 Зав. № 753377 (фаза А); Зав. № 715299 (фаза В); Зав. № 303328 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207161		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
2	ШП-9А	ТТ КТ 1,0 Ктт =1000/5	ТВТ-110 ГР № 3635-06 Зав. № 3324 (фазы А, В, С)	220000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3	НКФ-110 ГР № 26452-06 Зав. № 753377 (фаза А); Зав. № 715299 (фаза В); Зав. № 303328 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207137		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
3	ШП-12А	ТТ КТ 1,0 Ктт =1000/5	ТВТ-110 ГР № 3635-06 Зав. № 3370 (фазы А, В, С)	220000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3	НКФ-110 ГР № 26452-06 Зав. № 876955 (фаза А); Зав. № 876970 (фаза В); Зав. № 876951 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207175		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
4	ШП-11А	ТТ КТ 1,0 Ктт =1000/5	ТВТ-110 ГР № 3635-06 Зав. № 3345 (фазы А, В, С)	220000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3	НКФ-110 ГР № 26452-06 Зав. № 876955 (фаза А); Зав. № 876970 (фаза В); Зав. № 876951 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207143		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
5	ШП-1А	ТТ КТ 0,5 Ктт =750/5	ТВДМ-35 ГР № 3642-73 Зав. № 2998 (фазы А, В, С)	52500	Ток первичный, I ₁

1	2	3	4	5	6
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =35000/100	НАМИ-35 ГР № 19813-09 Зав. № 185		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207165		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
6	ШП-2А	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =750/5	ТВДМ-35 ГР № 3642-73 Зав. № 2986 (фазы А, В, С)	52500	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =35000/100	НАМИ-35 ГР № 19813-09 Зав. № 148		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207133		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
7	ГПП-1 ВЛ-35 ПС-307	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =750/5	ТВТ-35 ГР № 3642-73 Зав. № 3647 (фазы А, В, С)	52500	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =35000/100	НАМИ-35 ГР № 19813-09 Зав. № 148		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207151		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
8	ШП-5А МВ-35 5А	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =1500/5	VIS WI ГР № 37750-08 Зав. № 10/0970408 (фаза А); Зав. № 10/0970412 (фаза В); Зав. № 10/0970410 (фаза С)	105000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =35000/100	НАМИ-35 УХЛ1 ГР № 19813-09 Зав. № 1374		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207131		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
9	ШП-6А МВ-35 6А	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =1500/5	VIS WI ГР № 37750-08 Зав. № 10/0970401 (фаза А); Зав. № 10/0970402 (фаза В); Зав. № 10/0970404 (фаза С)	105000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =35000/100	НАМИ-35 УХЛ1 ГР № 19813-09 Зав. № 1615		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207139		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
ГПП-2 ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ,		УСПД	RTU-325L-E2-512-M2-B2 ГР № 37288-08 Зав. № 005384		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная

1	2	3	4	5	6
ГРУ 6 кВ					и реактивная мощность
10	ШП-10Б	ТТ КТ 1,0 К _{ТТ} =1000/1	ТВТ-110 ГР № 3635-06 Зав. № 3343 (фазы А, В, С)	220000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3	НКФ-110 ГР № 26452-06 Зав. № 905154 (фаза А); Зав. № 903333 (фаза В); Зав. № 903335 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207160		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
11	ШП-9Б	ТТ КТ 1,0 К _{ТТ} =1000/1	ТВТ-110 ГР № 3635-06 Зав. № 3372 (фазы А, В, С)	220000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3	НКФ-110 ГР № 26452-06 Зав. № 747258 (фаза А); Зав. № 747269 (фаза В); Зав. № 753973 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207152		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
12	ШП-12Б	ТТ КТ 1,0 К _{ТТ} =1000/1	ТВТ-110 ГР № 3635-06 Зав. № 3347 (фазы А, В, С)	220000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3	НКФ-110 ГР № 26452-06 Зав. № 903340 (фаза А); Зав. № 305181 (фаза В); Зав. № 895135 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207123		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
13	ШП-11Б	ТТ КТ 1,0 К _{ТТ} =1000/1	ТВТ-110 ГР № 3635-06 Зав. № 3348 (фазы А, В, С)	220000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3	НКФ-110 ГР № 26452-06 Зав. № 1481874 (фаза А); Зав. № 1482062 (фаза В); Зав. № 1482041 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207144		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
14	ШП-1Б МВ-35 1Б	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =750/5	ТВДМ-35 ГР № 3642-73 Зав. № 4115 (фазы А, В, С)	52500	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =35000/100	ЗНОМ-35 ГР № 912-07 Зав. № 1389316 (фаза А); Зав. № 1359491 (фаза В); Зав. № 1350636 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁

1	2	3	4	5	6
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207145		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
15	ШП-1Бр МВ-35 1Бр	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=750/5$	ТВДМ-35 ГР № 3642-73 Зав. № 4121 (фазы А, В, С)	52500	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=35000/100$	ЗНОМ-35 ГР № 912-07 Зав. № 1389316 (фаза А); Зав. № 1359491 (фаза В); Зав. № 1350636 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207164		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
16	ШП-2Б МВ-35 2Б	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=750/5$	ТВДМ-35 ГР № 3642-73 Зав. № 4127 (фазы А, В, С)	52500	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=35000/100$	ЗНОМ-35 ГР № 912-07 Зав. № 1313416 (фаза А); Зав. № 1349973 (фаза В); Зав. № 135361 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207157		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
17	ШП-2Бр МВ-35 2Бр	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=750/5$	ТВДМ-35 ГР № 3642-73 Зав. № 3767 (фазы А, В, С)	52500	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=35000/100$	ЗНОМ-35 ГР № 912-07 Зав. № 1313416 (фаза А); Зав. № 1349973 (фаза В); Зав. № 135361 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207166		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
18	ГПП-2 ОРУ-35 МВ-35 ПС-307	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=750/5$	ТВДМ-35 ГР № 3642-73 Зав. № 3851 (фазы А, В, С)	52500	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=35000/100$	НАМИ-35 ГР № 19813-09 Зав. № 184		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207132		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
19	ШП-5Б МВ-35 5Б	ТТ КТ 0,2S $K_{ТТ}=750/5$	VIS WI ГР № 37750-08 Зав. № 10/0970406 (фаза А); Зав. № 10/0970405 (фаза В); Зав. № 10/0970403 (фаза С)	52500	Ток первичный, I_1

1	2	3	4	5	6
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =35000/100	НАМИ-35 ГР № 19813-09 Зав. № 1366		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A); 0,5 (R) K _{CV} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207159		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} =750/5	VIS WI ГР № 37750-08 Зав. № 10/0970411 (фаза А); Зав. № 10/0970407 (фаза В); Зав. № 10/0970409 (фаза С)		Ток первичный, I ₁
20	ШП-6Б МВ-35 6Б	ТН КТ 0,5 К _{ТН} =35000/100	НАМИ-35 ГР № 19813-09 Зав. № 1373	52500	Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A); 0,5 (R) K _{CV} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207168		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОФ-10 ГР № 518-50 Зав. № 3196 (фаза А); Зав. № 6542 (фаза С)		Ток первичный, I ₁
21	яч.№3 (ТН 2 с.ш.)	ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 2259	12000	Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A); 0,5 (R) K _{CV} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207134		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-08 Зав. № 13027 (фаза А); Зав. № 12602 (фаза С)		Ток первичный, I ₁
22	яч.№5 (ТН 1 с.ш.)	ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 543	12000	Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A); 0,5 (R) K _{CV} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207130		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОФ-10 ГР № 518-50 Зав. № 148077 (фаза А); Зав. № 144940 (фаза С)		Ток первичный, I ₁
23	яч.№6 (ТН 2 с.ш.)	ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 2259	12000	Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A); 0,5 (R) K _{CV} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207167		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
		ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОФ-10 ГР № 518-50 Зав. № 148077 (фаза А); Зав. № 144940 (фаза С)		Ток первичный, I ₁

1	2	3	4	5	6
24	яч.№7 (ТН 2 с.ш.)	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОФ-10 ГР № 518-50 Зав. № 3199 (фаза А); Зав. № 6541 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 2259		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207141		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
25	яч.№9 (ТН 1 с.ш.)	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОФ-10 ГР № 518-50 Зав. № 6536 (фаза А); Зав. № 6522 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 543		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207169		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
26	ЗРУ яч.№10 (ТН 2 с.ш.)	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОФ-10 ГР № 518-50 Зав. № 46039 (фаза А); Зав. № 148069 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 2259		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207128		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
27	яч.№11 (ТН 2 с.ш.)	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-08 Зав. № 26035 (фаза А); Зав. № 26222 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 2259		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207156		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
28	яч.№23 (ТН 4 с.ш.)	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-08 Зав. № 26158 (фаза А); Зав. № 26260 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 1441		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207154		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности

1	2	3	4	5	6
					Частота
29	яч.№25 (ТН 3 с.ш.)	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-08 Зав. № 12937 (фаза А); Зав. № 12088 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 1465		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207170		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
30	яч.№27 (ТН 4 с.ш.)	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОФ-10 ГР № 518-50 Зав. № 6618 (фаза А); Зав. № 6535 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 1441		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207140		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
31	яч.№28 (ТН 4 с.ш.)	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОФ-10 ГР № 518-50 Зав. № 149022 (фаза А); Зав. № 144705 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 1441		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207163		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
32	яч.№29 (ТН 3 с.ш.)	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОФ-10 ГР № 518-50 Зав. № 6581 (фаза А); Зав. № 6580 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 1465		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207173		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
33	яч.№31 (ТН 3 с.ш.)	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОФ-10 ГР № 518-50 Зав. № 6563 (фаза А); Зав. № 6515 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 1465		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207158		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности

1	2	3	4	5	6
					Частота
34	яч.№32 (ТН 4 с.ш.)	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОФ-10 ГР № 518-50 Зав. № 146706 (фаза А); Зав. № 148057 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 1441		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207153		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
35	яч.№33 (ТН 4 с.ш.)	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОФ-10 ГР № 518-50 Зав. № 6528 (фаза А); Зав. № 6516 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 1441		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207155		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
ПС Насосная-3 РУ-6 кВ		УСПД	RTU-325L-E2-512-M2-B2 ГР № 37288-08 Зав. № 005407		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
36	яч.1 Вв-5р	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-08 Зав. № 5171 (фаза А); Зав. № 5502 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 2663		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207149		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
37	яч.4 Т-2 Н-811 Водоканал	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =100/5	ТОЛ-10-И-ПУ2 ГР № 15128-07 Зав. № 9881 (фаза А); Зав. № 9900 (фаза С)	1200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 1361		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207171		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
38	яч.14 Ввод-2 АКЗ	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =100/5	ТОЛ-10 ГР № 7069-07 Зав. № 130 (фаза А); Зав. № 379 (фаза С)	1200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 1361		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207125		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная

1	2	3	4	5	6
					Коэффициент мощности Частота
39	яч.27 Т-1 Н-811 Водоканал	ТГ КТ 0,5 К _{ТТ} =400/5	ТОЛ-10-И-ПУ2 ГР № 15128-07 Зав. № 9632 (фаза А); Зав. № 9896 (фаза С)	4800	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 664		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207146		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
40	яч.29 Ввод-1 АКЗ	ТГ КТ 0,5 К _{ТТ} =100/5	ТОЛ-10 ГР № 7069-07 Зав. № 4829 (фаза А); Зав. № 4828 (фаза С)	1200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 664		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207135		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
41	яч.25 НСОВ ТЭЦ-9	ТГ КТ 0,5 К _{ТТ} =400/5	ТОЛ-10 ГР № 7069-07 Зав. № 71551 (фаза А); Зав. № 79147 (фаза С)	2400	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 664		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207126		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
42	яч.32 Вв-бр	ТГ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-08 Зав. № 5536 (фаза А); Зав. № 5578 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 2170		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207124		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
РП-1 зд.301 (Х-1) РУ-6кВ					
43	яч.20 Ввод-1 ОАО «Плак- стик»	ТГ КТ 0,5 К _{ТТ} =200/5	ТПЛ-10-М ГР № 22192-07 Зав. № 6018 (фаза А); Зав. № 5983 (фаза С)	2400	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 2849		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207129		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота

1	2	3	4	5	6
44	яч.4 Ввод-2 ОАО «Пластик»	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =200/5	ТПЛ-10 ГР № 1276-59 Зав. № 90612 (фаза А); Зав. № 90636 (фаза С)	2400	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 2732		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207142		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
ГРУ-6 кВ ТК ОАО «Тепличное»					
45	яч.16 Ввод-1	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-08 Зав. № 9878 (фаза А); Зав. № 11971 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 2224		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207148		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
46	яч.15 Ввод-2	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-08 Зав. № 8055 (фаза А); Зав. № 11994 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 2295		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207176		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
КРУ-6 кВ НПС-379					
47	яч.7 Ввод-1	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =150/5	ТОЛ-10 ГР № 7069-07 Зав. № 64598 (фаза А); Зав. № 64439 (фаза С)	1800	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 295		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207172		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
48	яч.6 Ввод-2	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =150/5	ТОЛ-10 ГР № 7069-07 Зав. № 64240 (фаза А); Зав. № 22329 (фаза С)	1800	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 265		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R)	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная

1	2	3	4	5	6
		$K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	№ 01207150		Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
ПС «Водозабор-1» Насосная-1 КРУ-6 кВ		УСПД	RTU-325L-E2-512-M2-B2 ГР № 37288-08 Зав. № 005409		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактив- ная мощность
49	яч.3	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1500/5	ТОЛ-10 ГР № 7069-07 Зав. № 48435 (фаза А); Зав. № 49292 (фаза С)	18000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	ЗНОЛ.06 ГР № 3344-08 Зав. № 14230 (фаза А); Зав. № 12665 (фаза В); Зав. № 11503 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207174		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
50	яч.17	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1500/5	ТОЛ-10 ГР № 7069-07 Зав. № 49288 (фаза А); Зав. № 4566 (фаза С)	18000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	ЗНОЛ.06 ГР № 3344-08 Зав. № 15228 (фаза А); Зав. № 3037 (фаза В); Зав. № 15027 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207136		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
51	яч.26	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1500/5	ТОЛ-10 ГР № 7069-07 Зав. № 57555 (фаза А); Зав. № 57370 (фаза С)	18000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	ЗНОЛ.06 ГР № 3344-08 Зав. № 10238 (фаза А); Зав. № 13902 (фаза В); Зав. № 12081 (фаза С);		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А); 0,5 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 № 01207138		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота

Примечание:

Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в табл. 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденногo типа. Замена оформляется актом в установленном «Росстандарт», ОАО «АЭХК» 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_6 не более 2 часов);

- ИВКЭ:

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

- ИВК:
 - Сервер БД, коммутатор (параметры надежности K_2 не менее 0,99; $t_в$ не более 1ч);
- СОЕВ:
 - устройство синхронизации системного времени (УССВ) ($K_Г$ не менее 0,95; $t_в$ не более 168 ч).

Надежность системных решений:

- резервирование питания:
 - УСПД с помощью ИБП;
 - счетчиков с помощью дополнительного питания;
- резервирование каналов связи:
 - ИИК-ИВКЭ: резервный канал связи – резервные жилы кабеля интерфейса RS-485;
 - ИВКЭ-ИВК: резервный канал связи – коммутируемое соединение (GSM);
- резервирование информации:
 - наличие резервных баз данных;
 - наличие перезагрузки и средств контроля зависания;
- резервирование сервера;
- диагностика:
 - в журналах событий фиксируются факты:
 - журнал счётчика:
 - дата и время отключения и включения питания;
 - даты и времени корректировки времени;
 - даты и времени ручного сброса мощности;
 - даты и времени включение и выключение режима ТЕСТ;
 - журнал УСПД:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывов электропитания;
 - потери и восстановление связи со счетчиками;
 - программных и аппаратных перезапусков;
 - корректировки времени в УСПД и каждом счетчике;
 - изменения ПО и перепараметрирования УСПД;
- мониторинг состояния АИИС КУЭ:
 - удаленный доступ:
 - возможность съема информации со счетчика автономным способом;
 - визуальный контроль информации на счетчике;

Организационные решения:

- наличие ЗИП;
 - наличие эксплуатационной документации.
2. Защищённость применяемых компонентов:
- наличие аппаратной защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - ИИК:
 - электросчётчика;
 - вторичных цепей:
 - испытательных коробок;
 - ИВКЭ:
 - УСПД;
 - ИВК:
 - сервера;
 - наличие защиты на программном уровне:
 - информации:
 - использование электронной цифровой подписи при передаче результатов измерений;

- при параметрировании:
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер;
 - установка пароля на конфигурирование и настройку параметров АИИС.
- 3. Возможность проведения измерений следующих величин:
 - приращение активной электроэнергии (функция автоматизирована);
 - приращение реактивной электроэнергии (функция автоматизирована);
 - время и интервалы времени (функция автоматизирована);
 - среднеинтервальная активная и реактивная мощности (функция автоматизирована).
- 4. Возможность коррекции времени в:
 - ИИК (электросчетчиках) (функция автоматизирована);
 - ИВКЭ (УСПД) (функция автоматизирована);
 - ИВК (сервер БД) (функция автоматизирована).
- 5. Возможность сбора информации:
 - результатов измерения (функция автоматизирована);
 - состояния средств измерения (функция автоматизирована).
- 6. Цикличность:
 - измерений:
 - 30 минутные приращения (функция автоматизирована);
 - сбора:
 - 30 минут (функция автоматизирована);
 - 1 раз в сутки (функция автоматизирована).
- 7. Возможность предоставления информации (функция автоматизирована) в заинтересованные и энергоснабжающую организации:
 - о результатах измерений;
 - о состоянии средств измерений.
- 8. Глубина хранения информации (профиля):
 - ИИК – электросчетчики Альфа А1800, имеют энергонезависимую память для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров (функция автоматизирована) по 4-м каналам – на глубину 180 дней;
 - 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 5 лет (функция автоматизирована);
 - ИВК – сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - за весь срок эксплуатации системы (функция автоматизирована).
- 9. Синхронизация времени производится от сервера ИВК ОАО «АЭХК» 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 3 – Границы интервала относительной погрешности ИК при доверительной вероятности 0,95 при измерении электроэнергии в рабочих условиях применения СИ

№№ ИК	Активная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. $\cos\varphi$	$\pm\delta_{2\%P}$, [%]	$\pm\delta_{5\%P}$, [%]	$\pm\delta_{20\%P}$, [%]	$\pm\delta_{100\%P}$, [%]
	ТТ	ТН	Сч.		для диапазона $W_{P2\%}\leq W_{Pизм} < W_{P5\%}$	для диапазона $W_{P5\%}\leq W_{Pизм} < W_{P20\%}$	для диапазона $W_{P20\%}\leq W_{Pизм} < W_{P100\%}$	для диапазона $W_{P100\%}\leq W_{Pизм} < W_{P120\%}$
8,9 19,20	0,2S	0,5	0,2S	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
				0,8	1,6	1,2	1,1	1,1
				0,5	2,4	1,8	1,6	1,6
5-7, 14-18 21-51	0,5	0,5	0,2S	1,0	не нормируют	1,9	1,2	1,0
				0,8	не нормируют	2,9	1,7	1,4
				0,5	не нормируют	5,5	3,0	2,3
1-4, 10-13	1,0	0,5	0,2S	1,0	не нормируют	3,4	1,9	1,4
				0,8	не нормируют	5,5	2,9	2,1
				0,5	не нормируют	10,6	5,4	3,8

№№ ИК	Реактивная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. $\cos\varphi/\sin\varphi$	$\pm\delta_{2\%Q}$, [%]	$\pm\delta_{5\%Q}$, [%]	$\pm\delta_{20\%Q}$, [%]	$\pm\delta_{100\%Q}$, [%]
	ТТ	ТН	Сч.		для диапазона $W_{Q2\%}\leq W_{Qизм} < W_{Q5\%}$	для диапазона $W_{Q5\%}\leq W_{Qизм} < W_{Q20\%}$	для диапазона $W_{Q20\%}\leq W_{Qизм} < W_{Q100\%}$	для диапазона $W_{Q100\%}\leq W_{Qизм} < W_{Q120\%}$
8,9 19,20	0,2S	0,5	0,5	0,8/0,6	2,2	1,8	1,7	1,7
				0,5/0,87	1,9	1,6	1,6	1,6
5-7, 14-18 21-51	0,5	0,5	0,5	0,8/0,6	не нормируют	4,5	2,7	2,2
				0,5/0,87	не нормируют	2,9	2,0	1,8
1-4, 10-13	1,0	0,5	0,5	0,8/0,6	не нормируют	8,6	4,5	3,3
				0,5/0,87	не нормируют	5,0	2,8	2,2

Примечания:

1) Характеристики погрешности ИК даны для измерения 30-минутных приращений электроэнергии и средней мощности;

2) Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение $(0,98\div 1,02)U_{ном}$; ток $(1\div 1,2)I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,9$ инд;

- температура окружающей среды (20 ± 5) °С;

3) Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение $(0,9\div 1,1)U_{ном}$; ток $(0,05\div 1,2)I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд;

- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 55 до +45°С, для счетчиков от минус 40 до +60 °С, для УСПД от минус 25 до +60 °С;

4) 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) ОАО «АЭХК».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.
Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ ОАО «АЭХК»

№	Наименование	№ Госреестра СИ РФ	Класс точности СИ, количество, шт.
1.	<i>Основные измерительные средства учета электроэнергии и мощности</i>		
1.1	Измерительные трансформаторы тока		
1.1.1	ТВТ-110	ГР № 3635-06	КТ 0,5 (15 шт.)
1.1.2	ТВТ-35	ГР № 3642-73	КТ 0,5 (2 шт.)
1.1.3	VIS WI	ГР № 37750-08	КТ 0,2S (12 шт.)
1.1.4	ТОЛ-10	ГР № 7069-07	КТ 0,5 (20 шт.)
1.1.5	ТПЛ-10	ГР № 1276-59	КТ 0,5 (4 шт.)
1.1.6	ТПОЛ-10	ГР № 1261-08	КТ 0,5 (16 шт.)
1.1.7	ТПОФ-10	ГР № 518-50	КТ 0,5 (22 шт.)
1.2	Измерительные трансформаторы напряжения		
1.2.1	НКФ-110-57У1	ГР № 26452-06	КТ 0,5 (24 шт.)
1.2.2	ЗНОМ-35-65У1	ГР № 912-07	КТ 0,5 (12 шт.)
1.2.3	НАМИ-35	ГР № 19813-09	КТ 0,5 (5 шт.)
1.2.4	ЗНОЛ.06-6У3	ГР № 3344-08	КТ 0,5 (9 шт.)
1.2.5	НТМИ-6	ГР № 2611-70	КТ 0,5 (14 шт.)
1.3	Счетчики электроэнергии трехфазные многофункциональные		
1.3.1	A1802RAL-P4G-DW	ГР № 31857-06 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 26035-1983	КТ0,2S(A) по ГОСТ Р52323-2005 0,5(R) по ГОСТ Р26035-83(51шт)
1.4	Комплекс аппаратно-программных средств		
1.4.1	RTU-325L-E2-512-M2-B2	ГР № 37288-08	сбор измерительной информации от счетчиков (4 шт.)
<i>Вспомогательные технические компоненты</i>			
2	Средства вычислительной техники и связи		
2.1	Сервер базы данных	-	1 шт.
2.2	Маршрутизатор Cisco	-	1 шт.
2.3	Модем Siemens TC35I	-	4 шт.
2.4	Модем Zyxel	-	2 шт.
2.5	Media конвертор	-	10 шт.
2.6	Источник бесперебойного питания (ИБП) UPS	-	5 шт.
2.7	Модули защиты линии от перенапряжений	-	4 шт.
<i>Программные компоненты</i>			
3	Программное обеспечение, установленное на компьютере типа IBM PC	ГР № 44595-10	ПО Microsoft Windows ПО «Альфа-Центр» ПО «MeterCat» для конфигурации и опроса счетчиков ПО AC_LapTop – для ноутбука
<i>Эксплуатационная документация</i>			
4.1	Руководство пользователя АИИС КУЭ ОАО «АЭХК»	-	1 экз.
4.2	Паспорт-формуляр АИИС КУЭ ОАО «АЭХК»	-	1 экз.

№	Наименование	№ Госреестра СИ РФ	Класс точности СИ, количество, шт.
4.3	Технологическая инструкция АИИС КУЭ ОАО «АЭХК»	-	1 экз.
4.4	Инструкция по формированию и ведению базы данных АИИС КУЭ ОАО «АЭХК»	-	1 экз.
4.5	Инструкция по эксплуатации АИИС КУЭ ОАО «АЭХК»	-	1 экз.
4.6	Методика поверки АИИС КУЭ ОАО «АЭХК»	-	1 экз.
4.7	Техническая документация на комплектующие изделия	-	1 комплект

Поверка

осуществляется по документу: «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АЭХК». Методика поверки» МП 001-2011, утвержденному Восточно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ» в июне 2011 г.

Перечень основных средств поверки:

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

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (метод) измерений количества электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ОАО «АЭХК». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01-01.00294-2011 от 16.06.2011 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АЭХК»:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО «ИРМЕТ»

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

Для почтовых отправок: 664075, г. Иркутск, а/я 3857.

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

Интернет адрес: <http://irmet.irkutsk.ru/>; E-mail: irmet@es.irkutskenergo.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «Всероссийский НИИ физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ») (Восточно-Сибирский филиал). Аттестат аккредитации № 30002-08.

664056, г. Иркутск, ул. Бородина, 57,

тел/факс: (3952) 46-83-03, факс: (3952) 46-38-48

Заместитель Руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

В.Н. Крутиков

М.п. « _____ » _____ 2011 г.