



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.002.A № 43109

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО "Группа
"Илим" в г.Усть-Илимске**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "АРСТЭМ-ЭнергоТрейд", г.Екатеринбург

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 47141-11

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 002-2011

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

№ 001087

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), выработанной и потребленной за установленные интервалы времени объектами филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске, 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 электроэнергии.

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 филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске включает в себя следующие уровни:

1-й уровень: измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии типа Меркурий 230 класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии;

класса точности 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии; вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, размещенные на объектах филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске (27 точек измерения).

2-й уровень: восемь 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) филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске, включающий каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии, на базе устройства синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированное рабочее место персонала (АРМ) и программное обеспечение АльфаЦЕНТР АС_SE.

Принцип действия АИИС КУЭ филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске: 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 филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске по шине интерфейса RS-422/485 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение, накопление и передача результатов измерений в ИВК филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске (сервер БД). Все каналы связи являются защищенными и имеют ограниченный набор команд.

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

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

Счетчики, установленные на ПС Водозабор, объединяются по RS-485 интерфейсу, далее через преобразователь RS485/RS422 подсоединяются к GSM-модему, подсоединённому через коммутатор к УСПД. Передача данных от электросчетчиков, расположенных на ПС Водозабор, осуществляется по коммутируемому каналу телефонной сети общего пользования.

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

С УСПД измерительные сигналы в цифровой форме поступают на сервер БД (ИВК) филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске, 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) филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске. 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 филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске.

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, расчет потерь электроэнергии, а также хранение и отображение информации. Для контроля и мониторинга работы системы по присоединениям филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске 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 филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске установлено УССВ на базе GPS-приёмника HVS-35. Настройка системного времени сервера БД ИВК филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске 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 филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске. 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 программного обеспечения АИИС КУЭ приведён в таблице 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
ПО «АльфаЦЕНТР»	Программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	11.02.02	582b756b2098a6dabbe52eae57e3e239	MD5
	драйвер ручного опроса счётчиков и УСПД	Amrc.exe		b3bf6e3e5100c068b9647d2f9bfd8dd	
	драйвер автоматического опроса счётчиков и УСПД	Amra.exe		764bbe1ed87851a0154dba8844f3bb6b	
	Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		7dfc3b73d1d1f209cc4727c965a92f3b	
	Библиотека шифрования пароля счётчиков Меркурий	Encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов	Alphamess.dll		b8c331abb5e34444170ee9317d635cd	

Управление сбором данных осуществляется при помощи программного обеспечения «Альфа ЦЕНТР», 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 филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске 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 филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске

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, тип, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
1	2	3	4	5	6
ГРУ ТЭС		УСПД	RTU-325L-E2-512-M2-B2 ГР № 37288-08 Зав. № 005614		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
1	Ввод-1 10 кВ ГРУ ТЭС	ТТ КТ 0,5 Ктт =2000/5	ТШЛ-10 ГР № 3972-03 Зав. № 202 (фаза А); Зав. № 452 (фаза С)	40000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=10000/100	НОМ-10-66 ГР № 4947-98 Зав. № ПААА (фаза А); Зав. № 7169 (фаза В); Зав. № ТКУХ (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 07014538		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
2	Ввод-2 10 кВ ГРУ ТЭС	ТТ КТ 0,5 Ктт =2000/5	ТШЛ-10 ГР № 3972-03 Зав. № 509 (фаза А); Зав. № 036 (фаза С)	40000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=10000/100	ЗНОЛ.06 ГР № 3344-08 Зав. № 2095 (фаза А); Зав. № 2523 (фаза В); Зав. № 2519 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) K _{сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 07014528		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
РП-3 10 кВ		УСПД	RTU-325L-E2-512-M2-B2 ГР № 37288-08 Зав. № 005612		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
3	Ввод-1 10 кВ РП-3	ТТ КТ 0,5 Ктт =3000/5	ТШЛ-10 ГР № 1423-60 Зав. № 2520 (фаза А); Зав. № 2320 (фаза С)	60000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 Ктн=10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 5356		Напряжение первичное, U ₁

1	2	3	4	5	6
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{CT}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 07043549		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
4	Ввод-2 10 кВ РП-3	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=3000/5$	ТПШЛ-10 ГР № 1423-60 Зав. № 2514 (фаза А); Зав. № 2287 (фаза С)	60000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 3752		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{CT}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 07034317		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
РП-4 10 кВ		УСПД	RTU-325L-E2-512-M2-B2 ГР № 37288-08 Зав. № 005603		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
5	Ввод-1 10 кВ РП-4	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=3000/5$	ТПШЛ-10 ГР № 1423-60 Зав. № 7237 (фаза А); Зав. № 4384 (фаза С)	60000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 551		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{CT}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 07043279		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
6	Ввод-2 10 кВ РП-4	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=3000/5$	ТПШЛ-10 ГР № 1423-60 Зав. № 4434 (фаза А); Зав. № 4386 (фаза С)	60000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 686		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{CT}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 07043268		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
РП-21 10 кВ		УСПД	RTU-325L-E2-512-M2-B2 ГР № 37288-08 Зав. № 005621		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
7	Ввод-1 10 кВ РП-21	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=3000/5$	ТПШЛ-10 ГР № 1423-60 Зав. № 6860 (фаза А); Зав. № 6787 (фаза С)	60000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 3797		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{CT}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 07042733		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
8	Ввод-2 10 кВ РП-21	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =3000/5	ТПШЛ-10 ГР № 1423-60 Зав. № 7219 (фаза А); Зав. № 6117 (фаза С)	60000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 7448		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 07034009		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
РП-17 10 кВ РП-18 10 кВ		УСПД	RTU-325L-E2-512-M2-B2 ГР № 37288-08 Зав. № 005615		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
9	Ввод-1 10 кВ РП-18	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-08 Зав. № 19191 (фаза А); Зав. № 119196 (фаза С)	20000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 501		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 01704288		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
10	Ввод-2 10 кВ РП-18	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТПОЛ-10 ГР № 1261-08 Зав. № 19106 (фаза А); Зав. № 19126 (фаза С)	20000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № ХВКХ		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 01703941		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
11	РП-18 яч.19 КЛ-10 кВ	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =100/5	ТПЛ-10 ГР № 1276-59 Зав. № 9086 (фаза А); Зав. № 13279 (фаза С)	2000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 501		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 01704417		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
12	РП-18 яч.18 КЛ-10 кВ	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =150/5	ТПЛ-10 ГР № 1276-59 Зав. № 41011 (фаза А); Зав. № 35310 (фаза С)	3000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № ХВКХ		Напряжение первичное, U ₁

1	2	3	4	5	6
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 01078305		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
13	Ввод-1 10 кВ РП-17	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=150/5$	ТПОЛ-10 ГР № 1261-08 Зав. № 17052 (фаза А); Зав. № 18930 (фаза С)	3000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 5724		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 01855418		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
14	Ввод-2 10 кВ РП-17	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=600/5$	ТПОЛ-10 ГР № 1261-08 Зав. № 16208 (фаза А); Зав. № 16705 (фаза С)	12000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 2303		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 01860613		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
РП-8 10 кВ РП-7 10 кВ		УСПД	RTU-325L-E2-512-M2-B2 ГР № 37288-08 Зав. № 005604		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
15	РП-8 яч.13 КЛ-10 кВ	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=100/5$	ТПЛИМ-10 ГР № 2363-68 Зав. № 43102 (фаза А); Зав. № 32853 (фаза С)	1200	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=6000/100$	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 7671		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 01730765		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
16	РП-8 яч.15 КЛ-10 кВ	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=100/5$	ТПЛИМ-10 ГР № 2363-68 Зав. № 21493 (фаза А); Зав. № 32868 (фаза С)	1200	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=6000/100$	НТМИ-6 ГР № 2611-70 Зав. № 7671		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 03359952		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
17	РП-8 яч.18 КЛ-10 кВ	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =100/5	ТПЛМ-10 ГР № 2363-68 Зав. № 81449 (фаза А); Зав. № 75148 (фаза С)	1200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 7780		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 01703948		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
18	РП-8 яч.20 КЛ-10 кВ	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =100/5	ТПЛМ-10 ГР № 2363-68 Зав. № 87476 (фаза А); Зав. № 82954 (фаза С)	1200	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 7780		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 01730787		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
19	Ввод-1 10 кВ РП-7	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =3000/5	ТПШЛ-10 ГР № 1423-60 Зав. № 6116 (фаза А); Зав. № 6130 (фаза С)	60000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 857		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 07042640		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
20	Ввод-2 10 кВ РП-7	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =3000/5	ТПШЛ-10 ГР № 1423-60 Зав. № 6128 (фаза А); Зав. № 6000 (фаза С)	60000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 5422		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 07043576		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
РП-15 10 кВ		УСПД	RTU-325L-E2-512-M2-B2 ГР № 37288-08 Зав. № 005608		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
21	РП-15 яч.15 КЛ-10 кВ	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =75/5	ТПЛ-10 ГР № 1276-59 Зав. № 5933 (фаза А); Зав. № 2815 (фаза С)	900	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	НТМИ-6-66 ГР № 2611-70 Зав. № 4068		Напряжение первичное, U ₁

1	2	3	4	5	6
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 01137607		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
ПС 35/10 кВ Водозабор		УСПД	RTU-325L-E2-512-M2-B2 ГР № 37288-08 Зав. № 005617		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
22	Ввод Т-1 ПС 35/10 кВ Водозабор	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1500/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав. № 25722 (фаза А); Зав. № 25786 (фаза В); Зав. № 95491 (фаза С)	30000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 5411		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 01855648		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
23	Ввод Т-2 ПС 35/10 кВ Водозабор	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1500/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав. № 40852 (фаза А); Зав. № 30922 (фаза В); Зав. № 32733 (фаза С)	30000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 5497		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 01730764		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
24	РУ-10 кВ яч.11 КЛ-10 кВ	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=100/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав. № 73638 (фаза А); Зав. № 79691 (фаза С)	2000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 5411		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (А); 1,0 (R) $K_{C\varphi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230AR-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 01078267		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
25	РУ-10 кВ яч.12 КЛ-10 кВ	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=100/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав. № 14753 (фаза А); Зав. № 05009 (фаза С)	2000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 5497		Напряжение первичное, U_1

1	2	3	4	5	6
		Счетчик КТ 0,5S (A); 1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230AR-00 PQRSIDN ГР № 23345-07 № 01078273		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
26	ТСН-1	Счетчик КТ 0,5S (A); 1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRISN ГР № 23345-07 № 07073882	—	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота
27	ТСН-2	Счетчик КТ 0,5S (A); 1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Меркурий 230ART-00 PQRISN ГР № 23345-07 № 07096735	—	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная Мощность активная Мощность реактивная Коэффициент мощности Частота

Примечания:

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 утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном «Росстандарт» и филиалом ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

1. Надежность применяемых в системе компонентов:

-ИИК:

- электросчётчики Меркурий 230 (параметры надежности: T_0 не менее 150000ч; t_b не более 2 часов);

- ИВКЭ:

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

- ИВК:

- сервер БД, коммутатор (параметры надежности K_G не менее 0,99; t_b не более 1ч);

- СОЕВ:

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

Надежность системных решений:

- резервирование питания:

- УСПД с помощью ИБП;

- счетчиков с помощью дополнительного питания;

- резервирование каналов связи:

- ИИК-ИВКЭ: резервный канал связи – резервные жилы кабеля интерфейса RS-485;

- ИВКЭ-ИВК: резервный канал связи – коммутируемое соединение (GSM);

- резервирование информации:

- наличие резервных баз данных;

- наличие перезагрузки и средств контроля зависания;

- резервирование сервера;

- диагностика:

- в журналах событий фиксируются факты:

-журнал счётчика:

- дата и время отключения и включения питания;

- даты и время корректировки времени и даты;

- дата и время коррекции расписания праздничных дней;
 - дата и время коррекции тарифного расписания;
 - дата и время сброса регистров накопленной энергии;
 - дата и время инициализации массива профиля мощности;
 - дата и время выключения/включения фазы 1, 2 или 3;
 - даты и время открытия/закрытия крышки (электронная пломба);
 - журнал УСПД:
 - включение;
 - аварийное выключение;
 - перезагрузка по команде;
 - инициализация архивов;
 - изменение ini-файла;
 - коррекция времени;
 - использование защиты;
 - сбой записи короткого (основного, суточного, месячного, годового) интервала в архив;
 - недостаточный объем архивов;
 - коррекция времени по GPS;
 - 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 – электросчётчики Меркурий 230ART-00 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 до 57 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 филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске 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 $\cos\varphi$	$\delta_{2\%P}$, [%] 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.					
1-25	0,5	0,5	0,5S	1,0	не нормируют	2,2	1,6	1,5
				0,8	не нормируют	3,1	2,1	1,8
				0,5	не нормируют	5,6	3,2	2,6
26,27	-	-	0,5S	1,0	не нормируют	1,3	1,3	1,3
				0,8	не нормируют	1,4	1,4	1,4
				0,5	не нормируют	1,7	1,4	1,4

№№ ИК	Реактивная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. $\cos\varphi/\sin\varphi$	$\delta_{2\%Q}$, [%] для диапазона $W_{Q2\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q5\%}$	$\delta_{5\%Q}$, [%] для диапазона $W_{Q5\%} < W_{Qизм} \leq W_{Q20\%}$	$\delta_{20\%Q}$, [%] для диапазона $W_{Q20\%} < W_{Qизм} \leq W_{Q100\%}$	$\delta_{100\%Q}$, [%] для диапазона $W_{Q100\%} < W_{Qизм} \leq W_{Q120\%}$
	ТТ	ТН	Сч.					
1-25	0,5	0,5	1,0	0,8/0,6	не нормируют	5,5	3,9	3,6
				0,5/0,87	не нормируют	4,1	3,4	3,2
26,27	-	-	1,0	0,8/0,6	не нормируют	3,4	3,2	3,2
				0,5/0,87	не нормируют	3,3	3,1	3,1

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 $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$;

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 $+45^\circ\text{C}$, для счетчиков от минус 40 до $+60^\circ\text{C}$, для УСПД от минус 25 до $+60^\circ\text{C}$;

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) филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске

№	Наименование	№ Госреестра СИ РФ	Примечание
1.	<i>Основные измерительные средства учета электроэнергии и мощности</i>		
1.1	Измерительные трансформаторы тока		
1.1.1	ТВЛМ-10	ГР № 1856-63	КТ 0,5 (8 шт.)
1.1.2	ТПЛ-10	ГР № 1276-59	КТ 0,5 (6 шт.)
1.1.3	ТПЛМ-10	ГР № 2363-68	КТ 0,5 (8 шт.)
1.1.4	ТПОЛ-10	ГР № 1261-08	КТ 0,5 (8 шт.)
1.1.5	ТПШЛ-10	ГР № 1423-60	КТ 0,5 (14 шт.)
1.2	Измерительные трансформаторы напряжения		
1.2.1	З□ЗНОЛ.06	ГР № 3344-08	КТ 0,5 (1 шт.)
1.2.2	НОМ-10-66	ГР № 4947-98	КТ 0,5 (3 шт.)
1.2.3	НТМИ-10-66	ГР № 831-69	КТ 0,5 (14 шт.)
1.2.4	НТМИ-6-66	ГР № 2611-70	КТ 0,5 (3 шт.)

№	Наименование	№ Госреестра СИ РФ	Примечание
1.3	Счетчики электроэнергии трехфазные многофункциональные		
1.3.1	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN	ГР № 23345-07 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005	КТ 0,5S(A) по ГОСТ Р52323-2005 1,0(R) по ГОСТ Р52425-2005 (25шт)
1.3.2	Меркурий 230ART-00 PQRISN	ГР № 23345-07 ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ Р 52425-2005	КТ 0,5S(A) по ГОСТ Р52323-2005 и 1,0(R) по ГОСТ Р 52425-2005 (23 шт.)
1.4	Комплекс аппаратно-программных средств		
1.4.1	RTU-325L-E2-512-M2-B2	ГР № 37288-08	сбор измерительной информации от счетчиков (8 шт.)
<i>Вспомогательные технические компоненты</i>			
2	Средства вычислительной техники и связи		
2.1	Сервер опроса и БД на базе процессора Hewlett-Packard DL380 G07	-	1 шт.
2.2	Коммутатор 16port D-Link DES-1016D UTP 10/100 MBit/S	-	1 шт.
2.3	GSM-модем Siemens IRZ MC52iT	-	1 шт.
2.4	УССВ серии Метроника MC-225	-	1 шт.
2.5	Источник бесперебойного питания (ИБП) UPS	-	1 шт.
2.6	Модуль защиты линии от перенапряжений	-	8 шт.
2.7	Конвертер интерфейсов MOXA Nport 5150	-	8 шт.
<i>Программные компоненты</i>			
3	Программное обеспечение, установленное на компью- тере типа IBM PC	ГР № 44595-10	ПО Microsoft Windows ПО «АльфаЦЕНТР» ПО «Конфигуратор счетчиков трехфазных Меркурий» и «VMonitor» для конфигурации и опроса счетчиков ПО AC_LapTop – для ноутбука
<i>Эксплуатационная документация</i>			
4.1	Руководство пользователя АИИС КУЭ филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть- Илимске	-	1 экз.
4.2	Паспорт-формуляр АИИС КУЭ филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	-	1 экз.
4.3	Технологическая инструкция АИИС КУЭ филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть- Илимске	-	1 экз.

№	Наименование	№ Госреестра СИ РФ	Примечание
4.4	Инструкция по формированию и ведению базы данных АИИС КУЭ филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	-	1 экз.
4.5	Инструкция по эксплуатации АИИС КУЭ филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	-	1 экз.
4.6	Методика поверки АИИС КУЭ филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске	-	1 экз.
4.7	Техническая документация на комплектующие изделия	-	1 комплект

Поверка

осуществляется по документу: «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске. Методика поверки» МП 002-2011, 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 Меркурий 230ART в соответствии с документом: «Методика поверки. АВЛГ.411152.021 РЭ1», согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ 21 мая 2007 г.;
- средства поверки устройств сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L в соответствии с документом: «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДИЯМ 466453.005МП.», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», в 2008 г.;
- 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 «Конфигуратор счетчиков трехфазных Меркурий» для конфигурации и опроса счетчиков типа Меркурий 230.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (метод) измерений количества электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске». 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) филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске:

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 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;

ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;

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) филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций

Изготовитель

ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»

Юридический адрес: 620146, г. Екатеринбург, пр. Решетникова, 22а

Телефон: (343) 310-70-80, факс: (343) 310-32-18

Заявитель

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.