



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 43294

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

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

**ОАО "Красноярскэнергосбыт" - в отношении "малых точек поставки" на
оптовом рынке электрической энергии и мощности (ОРЭМ)**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **002 КЭС**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО "Красноярскэнергосбыт", г. Красноярск

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **47297-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 47297-11

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **2 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **22 июля 2011 г. № 3822**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

В.Н.Крутиков

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 001254

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Красноярскэнергосбыт" - в отношении "малых точек поставки" на оптовом рынке электрической энергии и мощности (ОРЭМ)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Красноярскэнергосбыт" - в отношении "малых точек поставки" на ОРЭМ предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение количества электрической энергии, позволяющее определить величины учётных показателей, используемых в финансовых расчётах на оптовом рынке электроэнергии;
 - автоматизация расчётов сальдо-перетоков со смежными субъектами;
 - возможность контроля заданного режима поставки электрической энергии (мощности);
 - снижение неучтённых потерь электроэнергии;
 - повышение эффективности использования энергетических ресурсов, на базе получаемой обобщённой информации о поставках электрической энергии (мощности).
 - измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
 - 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;
 - передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
 - предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций-участников оптового рынка электроэнергии;
 - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
 - диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
 - конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы тока и напряжения и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и средства передачи данных, образующие 24 измерительных канала (ИК) системы по количеству точек учета электроэнергии;

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений (30 минут), обработки, хранения и передачу информации в ЦСОД - верхний уровень АИИС КУЭ.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора и обработки данных (ЦСОД) АИИС КУЭ (далее – ИВК) - обеспечивает автоматический сбор и хранение измеренных данных с ИК нижнего уровня в базе данных АИИС КУЭ, осуществляет передачу данных о выработке и потреблении электроэнергии в виде отчетов и договорной документации в ОАО "АТС", СО-ЦДУ-ЕЭС (файл XML-формата_ и смежные организации ОРЭ.

Серверы опроса ЦСОД производят автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью измерений 30 минут.

Автоматический сбор данных со счетчиков, проверку достоверности и целостности данных, обработку данных, а также передачу, предоставление данных в установленном формате и выдачу отчетных форм обеспечивает программный комплекс "Пирамида 2000".

В соответствии с регламентами ОАО "АТС", один раз в сутки программный комплекс "Пирамида 2000" формирует и отправляет в ОАО "АТС" файл XML-формата, содержащий информацию о потреблении электроэнергии с заданной дискретностью измерений (30 минут). Передача данных о выработке и потреблении электроэнергии в филиал ОАО "СО ЕЭС" Красноярское РДУ, субъектам ОРЭМ производится в XML-формате один раз в сутки.

Для обеспечения работоспособности ЦСОД АИИС КУЭ ОАО "Красноярскэнергосбыт" в отношении "малых точек поставки" на ОРЭМ формируется оперативно-эксплуатационный персонал ЦСОД.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы 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, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы контроллера «Сикон ТС-65» (модем IRZ), где производится сбор и передача результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) предназначена для синхронизации системного времени АИИС КУЭ ОАО "Красноярскэнергосбыт" в отношении "малых точек поставки" на ОРЭМ с единым календарным временем.

Синхронизация времени по приборам учета подстанции "Майна-Сизая" осуществляется от АИИС КУЭ ОАО "Хакасэнерго" и данные от приборов учета идут с привязкой к красноярскому времени. По остальным точкам время московское.

В качестве первичного источника эталонного времени в ЦСЛД применено устройство УСВ-2, исполнения ВЛСТ.237.00.000 – 19-ти дюймовый вариант исполнения вычислительного блока.

Устройство обеспечивает измерение текущих значений времени и даты с коррекцией по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС, GPS NAVSTAR. В качестве приёмника метки UTP используются выносной антенный пост (Антенна ГЛОНАСС/GPS с кабелем типа РК-50-7-11). Установка Антенного поста производится в прямой зоне радио видимости спутников системы ГЛОНАСС, GPS NAVSTAR.

Синхронизация времени осуществляется на всех устройствах АИИС КУЭ ОАО "Красноярскэнергообл" в отношении "малых точек поставки" на ОРЭМ, имеющих встроенные часы.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа 35LVS (35HVS). Устройство синхронизации системного времени УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию времени сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция времени сервера. Часы синхронизируются при каждом сеансе связи, коррекция при превышении ± 1 с. Часы счетчика синхронизируются от часов сервера с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков при превышении порога более чем на ± 2 с. Взаимодействие между уровнями АИИС осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Точность хода часов счетчика согласно описанию типа $\pm 0,5$ с, с учетом температурной составляющей $\pm 1,5$ с. Погрешность системного времени АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) ЦСОД подразделяется на:

1. Системное программное обеспечение;
2. Специальное (прикладное) программное обеспечение.

Системное ПО представляет собой совокупность системных программных средств, обеспечивающих работоспособность оборудования и поддержку специального прикладного программного обеспечения и информационной среды для функционирования задач пользователей.

Специальное ПО представляет собой совокупность прикладных программных средств, обеспечивающих непосредственное выполнение функций и задач ЦСОД ОАО «Красноярскэнергообл». Ядром программного обеспечения АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнергообл» в отношении «малых точек поставки» на ОРЭМ является программный комплекс «Пирамида 2000». ПК Включает в себя пакет следующих программ:

- «Пирамида 2000. Сервер»;
- «Пирамида 2000. АРМ»;
- «Пирамида 2000. Отказоустойчивый кластер».

Пакет программ «Пирамида 2000. Сервер» предназначен для:

- организации сбора данных о потреблении и выработке электрической энергии, параметров качества электрической энергии, состояний средств измерений — журналов событий (регистраторов) средств измерений;
- организации надёжного долговременного хранения собранных данных с помощью мониторинга состояния базы данных;
- обработки собранной информации: достоверизации, расчёта групп, потерь, лимитов и небалансов;
- предоставления данных прикладному программному обеспечению автоматизированных рабочих мест (АРМ);
- визуализации собранных и рассчитанных данных посредством веб-интерфейса;
- взаимодействия с внешними системами с использованием средств и протоколов обмена данными: XML (80020, 80030 и т.д.), АСКП, МЭК 60870-5-101, МЭК 60870-5-104, OPC DA.

Пакет программ «Пирамида 2000. АРМ» служит для организации в рамках АИИС автоматизированных рабочих мест (АРМ). Каждое рабочее место представляет собой персональный компьютер, связанный с сервером сбора и сервером баз данных локальной сетью предприятия (intranet) или высокоскоростными каналами связи internet.

Отказоустойчивый кластер предназначен для повышения надёжности централизованного сбора, обработки и хранения информации о выработке и потреблении электрической энергии и мощности на Центральном Пункте АИИС. Двухмашинный комплекс так же позволяет проводить регламентные работы с ПО и оборудованием системы без остановки ее работы.

ПО «Пирамида 2000» строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные с коммерческого учета со счетчиков.

Таблица 1. – Сведения о программном обеспечении.

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
Пирамида 2000. Сервер	P2kServer.exe	12.02/2007/C-03	111b7d2c3ce45ac4a0ed2aec8cccae59	MD5
Пирамида 2000. Кластер	P2kClaster(server).exe	12.02/2007/K-01	6f946287b0aa6a096f1fcf1668a71f54	MD5
Пирамида 2000. АРМ	P2kClient.exe	12.02/2007/C-03	198ede872faca0b59911fd24ac98a46c	MD5
Пирамида 2000. Мобильный АРМ	P2kMobile.exe	10.55/2005	a4642f3e0a20b1ef03bc80a3b1e8b01c	MD5

- Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающий в себя ПО, внесен в Госреестр СИ РФ под № 21906-11;

- Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу 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;

- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С» в соответствии с МИ 3286-2010

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав измерительного канала			Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии	
1	2	3	4	5	6
ОАО «Красноярскэнергосбыт» в отношении «малых точек поставки» на ОРЭМ					
1	ПС №28В «Кия-Шалтырь» Секция II, Ячейка 6, Фидер 6	ТПФМ-10 класс точности 0,5 Ктт=400/5 Зав. № 6174; 6956 Госреестр № 814-53	НАМИТ-10 класс точности 0,5 Ктн=6000/100 Зав. № 2852100000001 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03.М класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0804101989 Госреестр № 36697-08	активная реактивная
2	ПС №28В «Кия-Шалтырь» Секция I, Ячейка 20, Фидер 20	ТПФМ-10 класс точности 0,5 Ктт=400/5 Зав. № 6957; 6952 Госреестр № 814-53	НАМИТ-10 класс точности 0,5 Ктн=6000/100 Зав. № 2852100000002 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03.М класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0804101809 Госреестр № 36697-08	активная реактивная
3	ПС №28В «Кия-Шалтырь» Секция I, Ячейка 25, Фидер 25	ТПФМ-10 класс точности 0,5 Ктт=150/5 Зав. № 94528; 31586 Госреестр № 814-53	НАМИТ-10 класс точности 0,5 Ктн=6000/100 Зав. № 2852100000002 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03.М класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0803103171 Госреестр № 36697-08	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ТП №3 «Нефтебаза» Ф-0,4 кВ	ТК-20 класс точности 0,5 Ктт=150/5 Зав. № 827556; 880582; 880647 Госреестр № 1407-60		СЭТ-4ТМ.03.М.09 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 0810103054 Госреестр № 36697-08	активная реактивная
5	ТП № 14 «Бойлренная» Секция I Ячейка 7	ТПЛМ-10; ТПЛ-10 класс точности 0,5 Ктт=100/5 Зав. № 11799; 15431 Госреестр № 2363-68; 1276-59	НТМИ-6-66 класс точности 0,5 Ктн=6000/100 Зав. № 8495 Госреестр № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.М класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0803103193 Госреестр № 36697-08	активная реактивная
8	ПС №17 «Гамтачет», фидер №17-04, ячейка 4	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=100/5 Зав. № 1047; 1055 Госреестр № 25433-08	ЗНОЛП класс точности 0,2 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 10368; 10364; 10363 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03.М класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0802110567 Госреестр № 36697-08	активная реактивная
9	ПС №17 «Гамтачет», фидер №17-08, ячейка 8	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=100/5 Зав. № 1956; 2282 Госреестр № 25433-08	ЗНОЛП класс точности 0,2 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 10368; 10364; 10363 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03.М класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0802110608 Госреестр № 36697-08	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС №17 «Гамтачет», фидер №17-09, ячейка 9	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=100/5 Зав. № 9281; 9286 Госреестр № 25433-08	ЗНОЛП класс точности 0,2 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 10361; 10362; 10366 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03.М класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0802110611 Госреестр № 36697-08	активная реактивная
11	ПС №17 «Гамтачет», фидер №17-10, ячейка 10	ТЛО-10 класс точности 0,5S Ктт=75/5 Зав. № 25777; 25778 Госреестр № 25433-08	ЗНОЛП класс точности 0,2 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 10368; 10364; 10363 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03.М класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0802110698 Госреестр № 36697-08	активная реактивная
12	ПС №17 «Гамтачет», фидер №17-13, ячейка 13	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=100/5 Зав. № 12741; 12744 Госреестр № 25433-08	ЗНОЛП класс точности 0,2 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 10361; 10362; 10366 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03.М класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0803110858 Госреестр № 36697-08	активная реактивная
13	ПС №17 «Гамтачет», фидер №17-18, ячейка 18	ТЛО-10 класс точности 0,5S Ктт=10/5 Зав. № 3612; 3613 Госреестр № 25433-08	ЗНОЛП класс точности 0,2 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 10368; 10364; 10363 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03.М класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0803111625 Госреестр № 36697-08	активная реактивная
14	ПС №17 «Гамтачет», фидер №17-20, ячейка 20	ТЛО-10 класс точности 0,5S Ктт=10/5 Зав. № 3614; 3615 Госреестр № 25433-08	ЗНОЛП класс точности 0,2 Ктн=10000/√3/100/√3 Зав. № 10368; 10364; 10363 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03.М класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0803111632 Госреестр № 36697-08	активная реактивная
11*	ПС «Майна» КЛ-6кВ ООО «Горняк» 35/6 кВ яч.№9	ТПЛ-10-М класс точности 0,5S Ктт=200/5 Зав. № 1690; 2280; 2281 Госреестр № 22192-07	НАМИТ-10 класс точности 0,5 Ктн=6000/100 Зав. № 0647 Госреестр № 16687-02	EPQS 111.08.07.LL класс точности 0,5S/0,5 Зав. № 486917 Госреестр № 25971-06	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10*	ПС «Майна» КЛ-6кВ ООО «Горняк» 35/6 кВ яч.№19	ТПЛ-10-М класс точности 0,5S Ктт=200/5 Зав. № 1686; 2282; 2283 Госреестр № 22192-07	НАМИТ-10 класс точности 0,5 Ктн=6000/100 Зав. № 0780 Госреестр № 16687-02	EPQS 111.08.07.LL класс точности 0,5S/0,5 Зав. № 486922 Госреестр № 25971-06	активная реактивная
12*	ПС «Майна» КЛ-6кВ ПС п. Сизая 35/6 кВ яч. №10	ТПЛ-10-М класс точности 0,5S Ктт=400/5 Зав. № 1976; 2237; 2046 Госреестр № 22192-07	НАМИТ-10 класс точности 0,5 Ктн=6000/100 Зав. № 0647 Госреестр № 16687-02	EPQS 111.08.07.LL класс точности 0,5S/0,5 Зав. № 486915 Госреестр № 25971-06	активная реактивная
13*	ПС п. Сизая КЛ-6кВ ЯКНО-6кВ №16	ТПЛ-10-М класс точности 0,5S Ктт=150/5 Зав. № 2161; 2160 Госреестр № 22192-07	НТМИ-6-66 класс точности 0,5 Ктн=6000/100 Зав. № СКЕК Госреестр № 2611-70	EPQS 122.21.12.LL класс точности 0,5S/0,5 Зав. № 417383 Госреестр № 25971-06	активная реактивная
5*	Красноярская ГРЭС-2 Секция А 6кВ яч.11 (Т-1АБ)	ТЛО-10 класс точности 0,5S Ктт=75/5 Зав. № 11607; 11604 Госреестр № 25433-07	ЗНОЛП класс точности 0,5 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 3658; 3587; 3584 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0803103371 Госреестр № 36697-08	активная реактивная
6*	Красноярская ГРЭС-2 Секция Б 6кВ яч.12 (Т-2АБ)	ТЛО-10 класс точности 0,5S Ктт=75/5 Зав. № 11605; 11606 Госреестр № 25433-07	ЗНОЛП класс точности 0,5 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 3586; 3557; 3301 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0803103364 Госреестр № 36697-08	активная реактивная
1*	Красноярская ГРЭС-2 Секция 10А 6кВ яч.570 (Т-1БЗ)	ТЛО-10 класс точности 0,5S Ктт=100/5 Зав. № 11588; 11589 Госреестр № 25433-07	НТМИ-6-66 класс точности 0,5 Ктн=6000/100 Зав. № 3331 Госреестр № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0803103131 Госреестр № 36697-08	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7*	Красноярская ГРЭС-2 Секция Б 6кВ яч.16 (КТПН теплиц)	ТЛО-10 класс точности 0,5S К _{ТТ} =100/5 Зав. № 11590; 11591 Госреестр № 25433-07	ЗНОЛП класс точности 0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 Зав. № 3586; 3557; 3301 Госреестр № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0812095082 Госреестр № 36697-08	активная реактивная
4*	Красноярская ГРЭС-2 Секция 1 ВО 0,4 кВ п.7В (Ст. «Речная» вв. №1)	ТОП-0,66 класс точности 0,5S К _{ТТ} =100/5 Зав. № 0047151; 0047153; 0047933 Госреестр № 15174-06		ПСЧ-4ТМ.05М.16 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 0612096301 Госреестр № 36355-07	активная реактивная
3*	Красноярская ГРЭС-2 Щит 0,4кВ ТТЦ- II В п.4С (Ст. «Речная» вв. №2)	ТОП-0,66 класс точности 0,5S К _{ТТ} =100/5 Зав. № 0047939; 0047374; 0048180 Госреестр № 15174-06		ПСЧ-4ТМ.05М.16 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 0612093391 Госреестр № 36355-07	активная реактивная
2*	Красноярская ГРЭС-2 Щит 0,4 кВ ТТЦ-II В п. 2Н «Вагонное депо»	ТОП-0,66 класс точности 0,5S К _{ТТ} =200/5 Зав. № 0018267; 0018291; 0018264 Госреестр № 15174-06		ПСЧ-4ТМ.05М.16 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 0612093460 Госреестр № 36355-07	активная реактивная
8*	Красноярская ГРЭС-2 Сборка 0,4 кВ №1 НВВ (ж/д переезд «33км»)			ПСЧ-3ТМ.05М.04 класс точности 1,0/2,0 Зав. № 0712090411 Госреестр № 36354-07	активная реактивная

Таблица 3. – Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	диапазон тока	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений активной электрической энергии при доверительной вероятности P=0,95:					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm \delta$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm \delta$), %		
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1-3, 5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
4 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	2,8	5,4	2,1	3,1	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,0	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3
8-10, 12 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,1	1,8	1,2	1,3	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,6	0,8	1,3	0,8	1,0	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
11, 13, 14 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,7	2,5	4,7	1,8	2,5	4,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	1,5	2,8	1,1	1,6	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	1,0	1,9	0,9	1,2	2,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	1,0	1,9	0,9	1,2	2,0
11*, 10*, 12*, 13* (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,1	2,7	4,9	2,4	3,0	5,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,2	1,7	3,1	1,7	2,2	3,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,3	2,3	1,6	1,9	2,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,3	2,3	1,6	1,9	2,7
5*, 6*, 1*, 7* (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
4*, 3*, 2* (ТТ 0,5S; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,0	2,6	4,7	2,3	2,9	4,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,0	1,6	2,8	1,6	2,0	3,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3
8* (Сч 1,0)	$0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,3	1,7	2,7	2,9	3,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,1	1,1	2,7	2,8	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,1	1,1	1,1	2,7	2,8	3,0

Таблица 4. – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	диапазон тока	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений реактивной энергии в рабочих условиях эксплуатации при доверительной вероятности $P=0,95, \pm \%$			
		Основная относительная погрешность ИК, $(\pm \delta), \%$		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta), \%$	
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)
1	2	3	4	5	6
1-3, 5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5 - ГОСТ Р 52425-2005)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,4	2,5	4,6	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,5	2,8	2,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,2	2,3	1,7
4 (ТТ 0,5; Сч 1,0 - ГОСТ Р 52425-2005)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,4	2,7	5,4	4,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,6	3,8	3,4
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,3	3,5	3,2
8-10, 12 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5 - ГОСТ Р 52425-2005)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	1,5	2,3	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,4	0,9	1,9	1,6
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	0,8	1,7	1,5
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	0,8	1,7	1,5
11, 13, 14 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5 - ГОСТ Р 52425-2005)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	3,8	2,4	4,1	2,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,4	1,4	2,7	1,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,6	1,0	2,1	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,0	2,1	1,6
11*, 10*, 12*, 13* (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5 - ГОСТ Р 52425-2005)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,0	2,4	4,2	2,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,5	1,5	2,9	2,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,9	1,2	2,3	1,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,2	2,3	1,7
5*, 6*, 1*, 7* (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5 - ГОСТ Р 52425-2005)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,0	2,4	4,2	2,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,5	1,5	2,9	2,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,9	1,2	2,3	1,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,2	2,3	1,7

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
4*, 3*, 2* (ТТ 0,5S; Сч 1,0 - ГОСТ Р 52425- 2005)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,0	2,6	5,1	4,0
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,6	1,7	4,0	3,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,8	1,3	3,6	3,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,3	3,6	3,3
8* (Сч 2,0 - ГОСТ Р 52425- 2005)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,8	2,8	5,7	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,2	2,2	5,4	5,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,2	2,2	5,4	5,2

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - $(0,99 \div 1,01)U_{H1}$;
- диапазон силы тока - $(0,01 \div 1,2)I_{H1}$;
- диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,8 \div 1,0(0,5 \div 0,6)$;
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.
- Температура окружающего воздуха:
 - для ТТ и ТН - от минус 40 °С до 50 °С;
 - для счетчиков - от 18 °С до 25 °С;
 - для ИВК - от 10 °С до 30 °С.

3. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{H1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 \div 1,2)I_{H1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 °С до 35 °С.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{H2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,01 \div 1,2)I_{H2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - $0,8 \div 1,0(0,6)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 °С до 30 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

4. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52322-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005.
5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 5 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часов;
- счетчик EPQS – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часов;
- счетчик ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-3ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часов;

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - ✓ счетчика;
 - ✓ промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - ✓ испытательной коробки;
- наличие защиты на программном уровне:
 - ✓ пароль на счетчике;
 - ✓ пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – не менее 30 лет;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ ОАО "Красноярскэнергосбыт" - в отношении "малых точек поставки" на ОРЭМ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Кол-во, шт.
Трансформатор тока ТПФМ-10	6
Трансформаторы тока стационарные ТК	3
Трансформатор тока ТПЛМ-10	1
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией ТПЛ-10	1
Трансформаторы тока ТПЛ-10-М	11
Трансформаторы тока ТЛО-10	22
Трансформаторы тока опорные ТОП-0,66	9
Трансформатор напряжения НАМИТ-10	4
Трансформаторы напряжения ЗНОЛП	12
Трансформаторы напряжения НТМИ-6-66	3
Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М	16
Контроллер «Сикон-ТС 65»	10
Модем IRZ	2
Счётчики электрической энергии многофункциональные EPQS	4
Счётчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05М	3
Счётчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-3ТМ.05М	1
Устройства синхронизации времени УСВ-2	1
Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления "Пирамида"	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Красноярскэнергосбыт" -в отношении "малых точек поставки" на ОРЭМ. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в июле 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки" и/или МИ 2925-2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя";
- СЭТ-4ТМ.03.М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 году.
- EPQS - по документу РМ 1039597-26:2002 "Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS".
- ПСЧ-4ТМ.05М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146 РЭ, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 году.

- ПСЧ-ЗТМ.05М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.138 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.138 РЭ, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 году.
- "Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления "Пирамида" Методика поверки" ВЛСТ 150.00.000 И1, утвержденным ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 2010г.
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Красноярскэнергосбыт" - в отношении "малых точек поставки" на ОРЭМ».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Красноярскэнергосбыт" - в отношении "малых точек поставки" на ОРЭМ.

1. ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
3. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
4. ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия
5. ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
6. ГОСТ Р 52322-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.
7. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-21:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
8. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии классов точности 0,2S и 0,5S..
9. «Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Красноярскэнергосбыт" - в отношении "малых точек поставки" на ОРЭМ».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ОАО "Красноярскэнергосбыт"
Адрес: 660017, г. Красноярск, ул. Дубровинского, 43
Тел.: (391) 212-04-52, (391) 263-99-59
Факс: (391) 212-08-51
KANZ@ES.KRASNOYARSK.RU

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр
"ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ" (ООО «Инженерный центр
"ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ")
Юридический адрес: 125368, г. Москва, ул. Барышиха, д. 19
Почтовый адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4
Тел. (495) 620-08-38
Факс (495) 620-08-48

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие
"Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы"
(ФГУП "ВНИИМС")
Юридический адрес:
119361, г. Москва
ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8(495)437-55-77
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

В.Н. Крутиков

М.П.

" ____ " _____ 2011 г.