



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.002.A № 49245**

**Срок действия бессрочный**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Братской ГЭС  
ОАО "Иркутскэнерго"**

**ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

**ЗАО "ИРМЕТ", г. Иркутск**

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52179-12**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**МП 003-2012**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **19 декабря 2012 г. № 1137**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

**Ф.В.Булыгин**

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

**№ 007913**

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), а также 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 Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень: измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии типа АЛЬФА класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии; класса точности 0,5 и 1 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии; вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, размещенные на Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго» (г. Братск, Иркутской области) (22 точки измерений).

2-й уровень: информационно-вычислительный компонент электроустановки (ИВКЭ) на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325L, включающий технические

средства приема-передачи данных, технические средства для разграничения доступа к информации.

3-й уровень: измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) располагается в центре сбора информации (ЦСИ) ОАО «Иркутскэнерго». Данный уровень включает 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), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и специализированное программное обеспечение АльфаЦЕНТР АС\_РЕ-30 (ГР № 44595-10).

Принцип действия АИИС КУЭ Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»: первичные токи и напряжения в контролируемой линии передачи преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. 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 Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго» по шине интерфейса RS-422/485 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение, накопление и передача результатов измерений в ИВК ОАО «Иркутскэнерго» (сервер БД). Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485.

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.

С УСПД измерительные сигналы в цифровой форме поступают на сервер БД (ИВК) ОАО «Иркутскэнерго», 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 «Иркутскэнерго». 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 «Иркутскэнерго».

Сопряжение УСПД на объекте Братская ГЭС ОАО «Иркутскэнерго» с корпоративной информационно-вычислительной сетью (КИВС) ОАО «Иркутскэнерго» и затем с ИВК осуществляется посредством линий связи ОАО «Иркутскэнергосвязь», образуя основной канал передачи данных. Резервный канал связи образован посредством коммутируемого соединения (GSM модем).

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности расчет потерь электроэнергии, а также хранение и отображение информации. Для контроля и мониторинга работы системы по присоединениям Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго» предусмотрены автоматизированные рабочие места (персональный компьютер с принтером). По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется

предусмотренная программным обеспечением обработка измерительной информации, ее формирование, оформление справочных и отчетных документов. Отчетные документы, содержащие информацию о результатах 30-минутных 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 (УССВ) (GPS-приемника сигналов точного времени), которое автоматически корректирует часы ИВК. СОЕВ выполняет функцию синхронизации внутренних часов элементов системы на всех уровнях АИИС КУЭ с обеспечением перехода на "Зимнее" и "Летнее" время. Данная функция является централизованной. Корректировка часов на уровнях ИВК, ИВКЭ, ИИК осуществляется последовательно, начиная с верхних уровней. На уровне ИВК ОАО «Иркутскэнерго» установлено УССВ на базе GPS-приёмника HVS-35. Настройка системных часов сервера БД ИВК ОАО «Иркутскэнерго» выполняется непосредственно от GPS-приёмника с помощью программного обеспечения AC\_Time, входящего в его комплект поставки, и синхронизирует часы при расхождении более, чем на  $\pm 1$ с, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1с. Корректировка внутренних часов УСПД (ИВКЭ) осуществляется по часам ИВК, коррекция времени происходит в случае расхождения времени более чем на  $\pm 1$ с. Синхронизация часов УСПД является функцией программного модуля – компонента внутреннего ПО УСПД. Внутренние часы счетчиков электрической энергии (уровень ИИК) синхронизируются со временем в УСПД (ИВКЭ) не реже, чем раз в 30 минут. Коррекция выполняется принудительно со стороны УСПД при расхождении  $\pm 2$  с, и реализуется программным модулем заводского ПО в счетчике. Возможна синхронизация часов счетчиков непосредственно от часов ИВК ОАО «Иркутскэнерго». Все действия по синхронизации внутренних часов отображаются и записываются в журнал событий на каждом из вышеперечисленных уровней. Ход часов компонентов системы не превышает  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (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 Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго» 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
ПО «АльфаЦЕНТР»	Программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	12.05.01.01	22262052a42d978c9c72f6a90f124841	WinMD5
	Драйвер ручного опроса счётчиков и УСПД	Amrc.exe		58bd614e4eb1f0396e0baf54c196324c	

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
	Драйвер автоматического опроса счётчиков и УСПД	Amra.exe		6e650c8138cb81a299ade24c1d63118d	
	Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		309bed0ed0653b0e6215013761edefef	
	Библиотека шифрования пароля счётчиков А1800	Encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eea8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов	Alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

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 Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго» 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  $\pm 2$  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 Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго», 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 Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»

Канал измерений		Средство измерений		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение типа СИ, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
Братская ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»		УСПД	RTU-325-E-512-M3-B8-G ГР № 19495-03 Зав. № 1113		Энергия активная, реактивная календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
1	ГГ-1	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 10000/5$	ТШЛ 20 ГР № 1837-63 Зав. № 1394 (фаза А) Зав. № 1003 (фаза В) Зав. № 397 (фаза С)	300000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 15000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав. № 595 (фаза А) Зав. № 208 (фаза В) Зав. № 550 (фаза С)		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ} = 1$ R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02  Зав. № 01105356		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
2	ГГ-2	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 10000/5$	ТШЛ 20 ГР № 1837-63 Зав. № 1448 (фаза А) Зав. № 1440 (фаза В) Зав. № 1451 (фаза С)	300000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 15000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав. № 201A1 (фаза А) Зав. № 201 (фаза В) Зав. № 215 (фаза С)		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ} = 1$ R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02  Зав. № 01105357		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
3	ГГ-3	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 10000/5$	ТШЛ 20 ГР № 1837-63 Зав. № 1329 (фаза А) Зав. № 1401 (фаза В) Зав. № 1324 (фаза С)	300000	Ток первичный, I <sub>1</sub>
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 15000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав. № 589 (фаза А) Зав. № 10169 (фаза В) Зав. № 567 (фаза С)		Напряжение первичное, U <sub>1</sub>
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ} = 1$ R=5000имп/кВт(квар)·ч	A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02  Зав. № 01105358		Ток вторичный, I <sub>2</sub> Напряжение вторичное, U <sub>2</sub> Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
4	ГГ-4	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 10000/5$	ТШЛ 20 ГР № 1837-63 Зав. № 645 (фаза А) Зав. № 632 (фаза В) Зав. № 634 (фаза С)	300000	Ток первичный, I <sub>1</sub>

Канал измерений		Средство измерений		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение типа СИ, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 15000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав. № 557 (фаза А) Зав. № 599 (фаза В) Зав. № 596 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02  Зав. № 01105359		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
5	ГГ-5	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 10000/5$	ТШЛ 20 ГР № 1837-63 Зав. № 1281 (фаза А) Зав. № 1562 (фаза В) Зав. № 1568 (фаза С)	300000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 15000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав. № 568 (фаза А) Зав. № 591 (фаза В) Зав. № 560 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02  Зав. № 01105360		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
6	ГГ-6	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 10000/5$	ТШЛ 20 ГР № 1837-63 Зав. № 1577 (фаза А) Зав. № 1563 (фаза В) Зав. № 1006 (фаза С)	300000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 15000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав. № 590 (фаза А) Зав. № 387 (фаза В) Зав. № 589 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02  Зав. № 01105361		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
7	ГГ-7	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 10000/5$	ТШЛ 20 ГР № 1837-63 Зав. № 1051 (фаза А) Зав. № 2785 (фаза В) Зав. № 1306 (фаза С)	300000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 15000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав. № 14177 (фаза А) Зав. № 14176 (фаза В) Зав. № 14059 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02  Зав. № 01105363		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
8	ГГ-8	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 10000/5$	ТШЛ 20 ГР № 1837-63 Зав. № 4295 (фаза А) Зав. № 4291 (фаза В) Зав. № 4303 (фаза С)	300000	Ток первичный, $I_1$

Канал измерений		Средство измерений		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение типа СИ, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 15000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав. № 290 (фаза А) Зав. № 297 (фаза В) Зав. № 291 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02  Зав. № 01105362		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
9	ГГ-16	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 10000/5$	ТШЛ 20 ГР № 1837-63 Зав. № 432 (фаза А) Зав. № 447 (фаза В) Зав. № 340 (фаза С)	300000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 15000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав. № 252 (фаза А) Зав. № 208 (фаза В) Зав. № 167 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02  Зав. № 01105371		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
10	ГГ-17	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 10000/5$	ТШЛ 20 ГР № 1837-63 Зав. № 272 (фаза А) Зав. № 205 (фаза В) Зав. № 233 (фаза С)	300000	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 15000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав. № 185 (фаза А) Зав. № 187 (фаза В) Зав. № 174 (фаза С)		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02  Зав. № 01105372		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
11	21Т (ОРУ 500 кВ, КРУ ЩБ 1С 6кВ, яч. 3)	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 600/5$	ТОЛ-10УТ ГР № 38395-08 Зав. № 50198 (фаза А) Зав. № 39356 (фаза В) Зав. № 22834 (фаза С)	7200	Ток первичный, $I_1$
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 6000/100$	НТМИ-6 ГР № 50058-12 Зав. № 504		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Cч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02  Зав. № 01105370		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
12	22Т (ОРУ 500 кВ, яч. МВ 22Т)	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 2000/5$	ТПОЛ-10 ГР № 1261-08 Зав. № 14987 (фаза А) Зав. № 14364 (фаза В) Зав. № 14740 (фаза С)	40000	Ток первичный, $I_1$



Канал измерений		Средство измерений		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение типа СИ, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 10000/100$	НТМИ-10 ГР № 50058-12 Зав. № 343		Напряжение первичное, $U_1$
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав. № 01105371		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
13	ТСН-1	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 600/5$	СТ 6/600 ГР № 26070-06 Зав. № 09798 (фаза А) Зав. № 47479 (фаза В) Зав. № 09784 (фаза С)	120	Ток первичный, $I_1$
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1805RLQ- P4G-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 1246924		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
14	ТСН-2	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 600/5$	СТ 6/600 ГР № 26070-06 Зав. № 94349 (фаза А) Зав. № 94320 (фаза В) Зав. № 097803 (фаза С)	120	Ток первичный, $I_1$
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1805RLQ- P4G-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 1246925		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
15	ТСН-3	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 600/5$	СТ 6/600 ГР № 26070-06 Зав. № 83281 (фаза А) Зав. № 83287 (фаза В) Зав. № 83238 (фаза С)	120	Ток первичный, $I_1$
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1805RLQ- P4G-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 1246926		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
16	ТСН-4	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 600/5$	СТ 6/600 ГР № 26070-06 Зав. № 83279 (фаза А) Зав. № 83278 (фаза В) Зав. № 83268 (фаза С)	120	Ток первичный, $I_1$
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1805RLQ- P4G-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 1246927		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
17	ТСН-5	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 600/5$	СТ 6/600 ГР № 26070-06 Зав. № 33421 (фаза А) Зав. № 33396 (фаза В) Зав. № 94339 (фаза С)	120	Ток первичный, $I_1$
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1805RLQ- P4G-DW-4 ГР № 31857-11 Зав. № 1246928		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

Канал измерений		Средство измерений		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение типа СИ, № Госреестра СИ РФ, заводские номера		
18	ТСН-6	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 600/5$	СТ 6/600 ГР № 26070-06 Зав. № 09830 (фаза А) Зав. № 09782 (фаза В) Зав. № 09832 (фаза С)	120	Ток первичный, $I_1$
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1805RLQ- P4G-DW-4 ГР № 31857-11  Зав. № 1246929		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
19	ТСН-7	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 600/5$	СТ 6/600 ГР № 26070-06 Зав. № 33409 (фаза А) Зав. № 94313 (фаза В) Зав. № 09802 (фаза С)	120	Ток первичный, $I_1$
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1805RLQ- P4G-DW-4 ГР № 31857-11  Зав. № 1246930		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
20	ТСН-8	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 600/5$	СТ 6/600 ГР № 26070-06 Зав. № 94318 (фаза А) Зав. № 94314 (фаза В) Зав. № 94309 (фаза С)	120	Ток первичный, $I_1$
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1805RLQ- P4G-DW-4 ГР № 31857-11  Зав. № 1246931		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
21	Ввод 15,75 кВ трансформатора 16Т (РУСН-0,4 кВ ТСН-16)	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 600/5$	СТ 6/600 ГР № 26070-06 Зав. № 83212 (фаза А) Зав. № 83303 (фаза В) Зав. № 83255 (фаза С)	120	Ток первичный, $I_1$
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1805RLQ- P4G-DW-4 ГР № 31857-11  Зав. № 1246932		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
22	Ввод 15,75 кВ трансформатора 17Т (РУСН-0,4 кВ ТСН-17)	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 600/5$	СТ 6/600 ГР № 26070-06 Зав. № 33432 (фаза А) Зав. № 94316 (фаза В) Зав. № 94308 (фаза С)	120	Ток первичный, $I_1$
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	A1805RLQ- P4G-DW-4 ГР № 31857-11  Зав. № 1246935		Ток вторичный, $I_2$ Напряжение вторичное, $U_2$ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, 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 утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном «Росстандарт», ОАО «Иркутскэнерго» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

1. Надежность применяемых в системе компонентов:
  - ИИК:- электросчётчики:
    - Альфа А1800 (параметры надежности:  $T_0$  не менее 120000час;  $t_6$  не более 2 часов);
    - АЛЬФА (параметры надежности:  $T_0$  не менее 50000час;  $t_6$  не более 2 час);
  - 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;  $t_6$  не более 1ч);
  - СОЕВ:
    - устройство синхронизации системного времени (УССВ) ( $K_T$  не менее 0,95;  $t_6$  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 параметрирования;
      - 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:
  - 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. 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;

– электросчетчики АЛЬФА 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 63 дня;

- 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).

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 $W_{P2\%}\leq W_{Ризм}<W_{P5\%}$	для диапазона $W_{P5\%}\leq W_{Ризм}<W_{P20\%}$	для диапазона $W_{P20\%}\leq W_{Ризм}<W_{P100\%}$	для диапазона $W_{P100\%}\leq W_{Ризм}<W_{P120\%}$
1 – 12	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
13 – 22	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
№№ ИК	Реактивная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. $\cos j / \sin j$	$\pm\delta_{2\%Q}$ , [ % ]	$\pm\delta_{5\%Q}$ , [ % ]	$\pm\delta_{20\%Q}$ , [ % ]	$\pm\delta_{100\%Q}$ , [ % ]
	ТТ	ТН	Сч.		для диапазона $W_{Q2\%}\leq W_{Qизм}<W_{Q5\%}$	для диапазона $W_{Q5\%}<W_{Qизм}\leq W_{Q20\%}$	для диапазона $W_{Q20\%}<W_{Qизм}\leq W_{Q100\%}$	для диапазона $W_{Q100\%}<W_{Qизм}\leq W_{Q120\%}$
1 – 12	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
13 – 22	0,5	0,5	1	0,8/0,6	не нормируют	5,5	3,9	3,6
				0,5/0,87	не нормируют	4,1	3,4	3,2

**Примечания:**

- 1) Характеристики погрешности ИК даны для измерения 30-минутных приращений электроэнергии и средней мощности;
- 2) Нормальные условия:
  - параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02)Uном; ток (1 – 1,2)Iном, cosφ = 1;
  - температура окружающей среды (20±5) °С;
- 3) Рабочие условия:
  - параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1)Uном; ток (0,05 – 1,2)Iном, cosφ = 0,5инд – 1;
  - допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 50 до +45°С, для счетчиков от минус 40 до +60 °С (+55°С – для счетчиков АЛЬФА), для УСПД от минус 25 до +60 °С;
- 4) В Табл. 3 приняты следующие обозначения:
  - W<sub>P2%</sub> (W<sub>Q2%</sub>) – значение электроэнергии при 2%-ной нагрузке (минимальная нагрузка);
  - W<sub>P5%</sub> (W<sub>Q5%</sub>) – значение электроэнергии при 5%-ной нагрузке;
  - W<sub>P20%</sub> (W<sub>Q20%</sub>) – значение электроэнергии при 20%-ной нагрузке;
  - W<sub>P100%</sub> (W<sub>Q100%</sub>) – значение электроэнергии при 100%-ной нагрузке (номинальная нагрузка);
  - W<sub>P120%</sub> (W<sub>Q120%</sub>) – 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) Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго».

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»

№	Наименование	№ Госреестра СИ РФ	Класс точности СИ, количество, шт.
1.	Основные измерительные средства учета электроэнергии и мощности		
1.1	Измерительные трансформаторы тока		
1.1.1	ТШЛ-20	ГР № 1837-63	КТ 0,5 (30 шт.)
1.1.2	ТОЛ-10УТ	ГР № 38395-08	КТ 0,5 (3 шт.)
1.1.3	ТПОЛ-10	ГР № 1261-08	КТ 0,5 (3 шт.)
1.1.4	СТ 6/600	ГР № 26070-04	КТ 0,5 (30 шт.)
1.2	Измерительные трансформаторы напряжения		
1.2.1	ЗНОМ-15-63	ГР № 1593-70	КТ 0,5 (30 шт.)
1.2.2	НТМИ-6	ГР № 2611-70	КТ 0,5 (1 шт.)
1.2.3	НТМИ-10	ГР № 2611-70	КТ 0,5 (1 шт.)
1.3	Счетчики электроэнергии трехфазные многофункциональные		
1.3.1	A1R-4-AL-C29-T+	ГР № 14555-02 ГОСТ Р 52323-2005	КТ0,2S(A) по ГОСТ 52323-2005 0,5(R) по ГОСТ P52425-2005(12шт)
1.3.2	A1805RLQ-P4G-DW-4	ГР № 31857-11 ГОСТ Р 52323-2005	КТ0,5S(A) по ГОСТ P52323-2005 1(R) по ГОСТ P 52425-2005 (10шт)

№	Наименование	№ Госреестра СИ РФ	Класс точности СИ, количество, шт.
1.4	Комплекс аппаратно-программных средств		
1.4.1	RTU-325-E-512-M3-B8-G	ГР № 19495-03	сбор измерительной информации от счетчиков (1 шт.)
Вспомогательные технические компоненты			
2	Средства вычислительной техники и связи		
2.1	Сервер базы данных	-	1 шт.
2.2	Маршрутизатор Cisco	-	1 шт.
2.3	Модем Siemens TC35I		1 шт.
2.5	Media конвертор	-	5 шт.
2.6	Источник бесперебойного питания (ИБП) UPS	-	2 шт.
2.7	Модули защиты линии от перенапряжений		2 шт.
Программные компоненты			
3	Программное обеспечение, установленное на компьютере типа IBM PC	ГР № 44595-10	ПО Microsoft Windows ПО «Альфа-Центр» ПО «MeterCat», «ALPHAPLUS_AP» для конфигурации и опроса счетчиков ПО AC_LapTop – для ноутбука
Эксплуатационная документация			
4.1	Руководство пользователя АИИС КУЭ Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.
4.2	Паспорт-формуляр АИИС КУЭ Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.
4.3	Технологическая инструкция АИИС КУЭ Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.
4.4	Инструкция по формированию и ведению базы данных АИИС КУЭ Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.
4.5	Инструкция по эксплуатации АИИС КУЭ Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.
4.6	Методика поверки АИИС КУЭ Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»	-	1 экз.
4.7	Техническая документация на комплектующие изделия	-	1 комплект

## **Поверка**

осуществляется по документу: «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго». Методика поверки» МП 003-2012, утвержденному Восточно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ» в декабре 2012 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.; «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные типа АЛЬФА. Методика поверки» ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», 2004 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», «ALPHAPLUS\_AP» для конфигурации и опроса счетчиков Альфа А1800 и АЛЬФА.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием АИИС КУЭ Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 23-01.00294-2012 от 6.12.2012 г.

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

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 52425-2005 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) Братской ГЭС ОАО «Иркутскэнерго».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ЗАО «ИРМЕТ»

Юридический адрес: 664050, г. Иркутск, ул. Байкальская, 239, корп. 26А.

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

Тел. (3952) 500-317; Тел/факс (3952) 225-303

Интернет адрес: <http://irmet.irkutsk.ru/>;

E-mail: [irmet@es.irkutskenergo.ru](mailto:irmet@es.irkutskenergo.ru)

**Испытатель**

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «Всероссийский НИИ физико-технических и радиотехнических измерений» (ГЦИ СИ 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

Интернет адрес: <http://www.vniiftri-irk.ru/>;

E-mail: [office@niiftri.irk.ru](mailto:office@niiftri.irk.ru)

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

\_\_\_\_\_ Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.