

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Южноуральской ГРЭС-2»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Южноуральской ГРЭС-2» (в дальнейшем – АИИС КУЭ «Южноуральской ГРЭС-2») предназначена для измерений, коммерческого (технического) учета электрической энергии (мощности), а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ «Южноуральской ГРЭС-2» представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из трех функциональных уровней.

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК) выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока (ТТ), соответствующие ГОСТ 7746-2001 и трансформаторы напряжения (ТН), соответствующие ГОСТ 1983-2001, вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии, изготовленные по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии).

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок. В состав ИВКЭ входят устройства сбора и передачи данных (УСПД) или промконтроллер, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модемы). УСПД предназначены для сбора, накопления, обработки, хранения и отображения первичных данных об электроэнергии и мощности со счетчиков, а также для передачи накопленных данных по каналам связи на уровень ИВК (АРМ).

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). В состав ИВК входят: промконтроллер (компьютер в промышленном исполнении, далее - сервер); технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура); технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, автоматической диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

АИИС КУЭ «Южноуральской ГРЭС-2» обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- активной (реактивной) электроэнергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу электроэнергии;
- средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- календарного времени и интервалов времени.

Измеренные значения активной и реактивной электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных УСПД и ИВК.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и сервере сбора данных может храниться служебная информация: параметры качества элек-

троэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ «Южноуральской ГРЭС-2» измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения ( $U$ ) и тока ( $I$ ) и рассчитывают активную мощность ( $P=U \cdot I \cdot \cos\phi$ ) и полную мощность ( $S=U \cdot I$ ). Реактивная мощность ( $Q$ ) рассчитывается в счетчике по алгоритму  $Q=(S^2-P^2)^{0,5}$ . Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений  $P$  на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на УСПД, далее информация поступает на сервер ИВК, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД, сервера сбора данных ИВК и уровнем доступа АРМа к базе данных на сервере. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента к другому, используются проводные линии связи, каналы сотовой связи, телефонные линии связи.

АИИС КУЭ «Южноуральской ГРЭС-2» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя устройство синхронизации времени на GPS-приемнике, входящие в состав УСПД, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. Время часов УСПД синхронизировано с сигналами точного времени от GPS-приемника. Погрешность синхронизации не более 0,1 с. Сличение времени часов сервера БД с временем часов УСПД осуществляется каждый час. Коррекция времени часов сервера выполняется один раз в сутки при достижении допустимого расхождения времени часов сервера и УСПД на  $\pm 3$  с. Сличение времени часов счетчиков и УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, коррекция времени часов счетчиков происходит при расхождении со временем часов УСПД на  $\pm 3$  с. Погрешность СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ «Южноуральской ГРЭС-2» соответствуют техническим требованиям ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ «Южноуральской ГРЭС-2» трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа NoteBook с последующей передачей данных на АРМ.

В АИИС КУЭ «Южноуральской ГРЭС-2» обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 3,5 года. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ «Южноуральской ГРЭС-2», являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, дополнительные средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техни-

ческим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программно-технический комплекс (ПТК) «ЭКОМ», представляющий собой совокупность технических устройств (аппаратной части ПТК) и программного комплекса (ПК) «Энергосфера» в состав которого входит специализированное ПО. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных, передаваемых из УСПД ИВКЭ в ИВК по интерфейсу Ethernet, является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ «Южноуральской ГРЭС-2», приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергосфера»

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПК «Энергосфера»	Консоль администратора, AdCenter.exe	6.8	cabcd76559ee721eacd4b b8efa383ebc	MD5
	Редактор структуры объектов учёта и расчётных схем, AdmTool.exe	6.8	fdf23fc793ebf9775bcf4c 9457854443	MD5
	Автоматический контроль системы, AlarmSvc.exe	6.8	3cbd8f28332767ba51ebd 35fc02f9b9e	MD5
	Настройка параметров УСПД ЭКОМ, config.exe	6.8	8d8e7bda57a99354b860d 8b33290fcf0	MD5
	Автоматизированное рабочее место, ControlAge.exe	6.8	f9693889541c85f691705 ae1216c3cc9	MD5
	Центр экспорта/импорта макетных данных, expimp.exe	6.8	82cba82ddfacc35fbac5032 fbdc9f298c	MD5
	Сервер опроса, Pso.exe	6.8	ad669e99518701644cec0 b6faf5ef4e2	MD5

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С».

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2– Метрологические и технические характеристики

Параметр	значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электрической энергии.	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3

Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	от -30 до +40 от -30 до +40
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	220; 6; 20;
Первичные номинальные токи, кА	17; 3; 2; 1,5;
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	1, 5
Количество точек учета, шт.	78
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, не более, секунд в сутки	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении электрической энергии для рабочих условий эксплуатации,  $d_3$ , %.

№ ИК	Состав ИИК	cos φ (sin φ)	$\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6	7
1 – 6, 9, 10, 12	ТТ класс точности 0,2S	1	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	ТН класс точности 0,2	0,8 (инд.)	±1,8	±1,6	±1,5	±1,5
	Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	0,5 (инд.)	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
		0,8 (0,60)	±3,7	±3,5	±3,3	±3,3
	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	±2,6	±2,5	±2,3	±2,3
7, 8, 11, 13	ТТ класс точности 0,5S	1	±2,0	±1,3	±1,2	±1,2
	ТН класс точности 0,5	0,8 (инд.)	±3,2	±2,1	±1,8	±1,8
	Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	0,5 (инд.)	±5,6	±3,2	±2,5	±2,5
		0,8 (0,60)	±5,4	±4,1	±3,7	±3,7
	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	±3,4	±2,8	±2,5	±2,5

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности для рабочих условий эксплуатации на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка часов ( $d_p$ ), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d^2_{\text{с}} + \left( \frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{\text{ср}}} \right)^2}, \text{ где}$$

$d_p$  - пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, %;

$d_{\text{с}}$  - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3, %;

$K$  – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

$K_e$  – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт•ч);

$T_{\text{ср}}$  - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

$P$  - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p,\text{корр.}} = \frac{\Delta t}{3600T_{\text{ср}}} \cdot 100\%,$$

где  $\Delta t$  - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);

$T_{\text{ср}}$  - величина интервала усреднения мощности (в часах).

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входят:

- средства измерения, приведенные, в таблице 4;
- устройство сбора и передачи данных УСПД ЭКОМ-3000 (зав. №06123985), Госреестр № 17049-09;
- документация и ПО, представленные в таблице 5.

Таблица 4 – Состав ИИК АИИС КУЭ

Канал учета		Средства измерений	
Номер ИК	Наименование фидера	Вид СИ, № Госреестра	Тип СИ; коэффициент трансформации; Класс точности, заводской номер СИ
1	2	3	4
1	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Южноуральская ГРЭС-2 № 1	Электросчетчик 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М; Ином=1 А; КТ 0,2S; № 0806120509
		ТТ 29687-05	OSKF; 3000/1 А Кл. т. 0,2S; № 488187; 488189; 488190
		ТН 48527-11	OTCF; 220000/√3/100/√3 кВ Кл. т. 0,2; № 720093905; 720093903; 720093904; 720093902; 720093901; 720093906

2	ВЛ 220 кВ Южно-уральская ГРЭС - Южноуральская ГРЭС-2 № 2	Электросчетчик 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М; Ином=1 А; КТ 0,2S; №0806120371
		ТТ 29687-05	OSKF; 3000/1 А Кл. т. 0,2S; №488193; 488183; 488184
		ТН 48527-11	OTCF; 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ кВ Кл. т. 0,2; № 720093905; 720093903; 720093904; 720093902; 720093901; 720093906
3	ВЛ 220 кВ Южно-уральская ГРЭС-2 - Шагол 2 с отпайкой на ПС Исаково	Электросчетчик 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М; Ином=1 А; КТ 0,2S; №0806120502
		ТТ 29687-05	OSKF; 3000/1 А Кл. т. 0,2S; №488200; 488199; 488195
		ТН 48527-11	OTCF; 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ кВ Кл. т. 0,2; № 720093905; 720093903; 720093904; 720093902; 720093901; 720093906
4	ВЛ 220 кВ Южно-уральская ГРЭС-2 - КС-19	Электросчетчик 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М; Ином=1 А; КТ 0,2S; №0806120481
		ТТ 29687-05	OSKF; 3000/1 А Кл. т. 0,2S; №488196; 488197; 488198
		ТН 48527-11	OTCF; 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ кВ Кл. т. 0,2; № 720093905; 720093903; 720093904; 720093902; 720093901; 720093906
5	Трансформатор блочный 10ВАТ10	Электросчетчик 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М; Ином=1 А; КТ 0,2S; №0806120495
		ТТ 29687-05	OSKF; 1500/1 А Кл. т. 0,2S; №488192; 488191; 488194
		ТН 48527-11	OTCF; 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ кВ Кл. т. 0,2; № 720093905; 720093903; 720093904; 720093902; 720093901; 720093906
6	Обходной выключатель 00ADA04GS001	Электросчетчик 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М; Ином=1 А; КТ 0,2S; №0806120399
		ТТ 29687-05	OSKF; 3000/1 А Кл. т. 0,2S; №488202; 488201; 488206
		ТН 48527-11	OTCF; 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ кВ Кл. т. 0,2; № 720093905; 720093903; 720093904; 720093902; 720093901; 720093906
7	Ввод рабочего питания на секцию 10ВВА	Электросчетчик 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М; Ином=5 А; КТ 0,2S; №0806121454
		ТТ 37544-08	ГШЛ-СЭЩ-10; 2000/5 А Кл. т. 0,5S; №00719-11; 00704-11; 00711-11
		ТН 35956-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6; 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5; № 02252-11, 02251-11, 02274-11
8	Ввод рабочего питания на секцию 10ВВВ	Электросчетчик 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М; Ином=5 А; КТ 0,2S; №0807120452
		ТТ 37544-08	ГШЛ-СЭЩ-10; 2000/5 А Кл. т. 0,5S; №00713-11; 00708-11; 00712-11
		ТН 35956-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6; 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5; № 02260-11, 02258-11, 02259-11

9	Генератор 10МКА	Электросчетчик 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М; Ином=1 А; КТ 0,2S; №0806120530
		ТТ 43946-10	АОН-F; 17000/1 А; Кл. т. 0,2S № 464030101; 464030102; 464030103
		ТН 43945-10	УКМ; 20000/√3/100/√3; кл. т. 0,2; №459570103; 459570105; 459570107
10	ТСН 10ВВТ10	Электросчетчик 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М; Ином=1 А; КТ 0,2S; №0806120488
		ТТ 35406-12	JR 0,5; 1500/1 А; Кл. т. 0,2S №3/11/0155; 3/11/0156; 3/11/0157
		ТН 43945-10	УКМ; 20000/√3/100/√3; кл. т. 0,2; №459570103; 459570105; 459570107
11	Ввод рабочего пита- ния на секцию 00ВВГ	Электросчетчик 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М; Ином=5 А; КТ 0,2S; №0807120485
		ТТ 37544-08	ТШЛ-СЭЩ-10; 2000/5 А Кл. т. 0,5S; №00856-11; 00835-11; 00850-11
		ТН 35956-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6; 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5; № 02162-11; 02069-11; 01985-11
12	Трансформатор ре- зервный 00ВCS10	Электросчетчик 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М; Ином=1 А; КТ 0,2S; №0806120406
		ТТ 29687-05	OSKF; 1500/1 А Кл. т. 0,2S; №488185; 488186; 488188
		ТН 48527-11	ОТСФ; 220000/√3/100/√3 кВ Кл. т. 0,2; № 720093905; 720093903; 720093904; 720093902; 720093901; 720093906
13	Ввод рабочего пита- ния на секцию 00ВВН	Электросчетчик 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М; Ином=5 А; КТ 0,2S; №0807120382
		ТТ 37544-08	ТШЛ-СЭЩ-10; 2000/5 А Кл. т. 0,5S; №00836-11; 00838-11; 00837-11
		ТН 35956-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6; 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5; № 02072-11; 01986-11; 02070-11

Таблица 5 Документация и ПО, поставляемые в комплекте с АИИС КУЭ

Наименование программного обеспечения, вспомога- тельного оборудования и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ «Южноуральской ГРЭС-2»
Программный пакет «Энергосфера». Версия 6.8	Один
Формуляр (122-17А – АИISKУЭ- ФО)	1(один) экземпляр
Методика поверки (122-17А – АИISKУЭ- МП)	1(один) экземпляр
Эксплуатационная документация (122-17А – АИISKУЭ- ЭД)	1(один) экземпляр

### Поверка

осуществляется по документу 122-17А – АИISKУЭ- МП «Система автоматизированная ин-  
формационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИ-  
ИС КУЭ «Южноуральской ГРЭС-2». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП  
«ВНИИМС» в июне 2013г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;

- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- средства поверки устройств сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» в соответствии с методикой поверки «Устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;
- радиочасы «МИР РЧ-01», пределы допускаемой погрешности привязки переднего фронта выходного импульса к шкале координированного времени UTC,  $\pm 1$  мкс, № Госреестра 27008-04.

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

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ «Южноуральской ГРЭС-2» на оптовом рынке электроэнергетики» 122-17А – АИИСКУЭ-МИ.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к «Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Южноуральской ГРЭС-2»**

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. ГОСТ Р 52323-05 (МЭК 62053-22:2003) «Национальный стандарт Российской Федерации. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статистические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
4. ГОСТ Р 52425-05 (МЭК 62053-23:2003) «Национальный стандарт Российской Федерации. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статистические счетчики реактивной энергии».
5. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
6. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

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

осуществление торговли и товарообменных операций.

#### **Изготовитель**

ОАО «Южный инженерный центр энергетики»  
Адрес: 350058, г. Краснодар, ул. Старокубанская, 116

#### **Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»,  
аттестат аккредитации 30004-08 от 27.06.2008г.  
119361, Москва, ул. Озерная, 46.  
Тел. 781-86-03; e-mail: [dept208@vniims.ru](mailto:dept208@vniims.ru);

#### **Заместитель**

Руководителя Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

Ф.В. Булыгин