

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Курганинск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Курганинск»).

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Курганинск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Курганинск») (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения календарного времени, интервалов времени, активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации в программно-аппаратный комплекс (ПАК) ОАО «АТС» и прочим заинтересованным организациям.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных на базе СИКОН С70 (Зав.№ 01560 и Зав.№ 01484) (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру, устройства синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав.№ 683 и Зав.№ 1275) и программное обеспечение (далее – ПО).

3 уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) состоит из двух центров сбора и обработки информации – ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Курганинск» и ЦСОД ОАО «НЭСК».

ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Курганинск» включает в себя сервер опроса ИВКЭ и сервер баз данных, устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав. № 736), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

ЦСОД ОАО «НЭСК» включает в себя серверы для организации и обслуживания локальной вычислительной сети предприятия, в том числе сервер базы данных (БД) АИИС КУЭ, каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД: для измерительных каналов (далее - ИК) № 1-4 на входы УСПД СИКОН С70 (Зав. № 01560), для остальных ИК – на входы УСПД СИКОН С70 (Зав. № 01484), где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы по основному и резервному каналам сотовой связи стандарта GSM, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее, по запросу ИВК, УСПД передают запрашиваемую информацию на верхний уровень системы по сотовым каналам связи стандарта GSM.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Из сервера базы данных ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Курганинск», информация о результатах измерений активной и реактивной электроэнергии и «журналы событий» передаются в Центр сбора и обработки данных ОАО «НЭСК» (ЦСОД ОАО «НЭСК»).

Передача информации в ИАСУ КУ ОАО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ) созданную на основе устройств синхронизации времени УСВ-1, подключенных к УСПД и серверам ИВК. В состав устройства синхронизации времени УСВ-1 входит приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Ход часов УСВ-1 не более $\pm 0,5$ с. Сервер опроса ИВКЭ, установленный в ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Курганинск», периодически сравнивает свое системное время со временем в УСВ-1. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Время часов УСПД синхронизировано со временем УСВ-1, сличение ежеминутное, погрешность синхронизации не более $\pm 0,1$ с. Сличение времени счетчиков с временем УСПД (или ИВК для ИК №181) производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка времени осуществляется при расхождении времени счетчиков с временем УСПД ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Курганинск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Курганинск») используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПК обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

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
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5

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
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf 4055bb2a4d3fe 1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3 fd3215049af1fd 979f	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр № 21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Курганинск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Курганинск») и их основные метрологические характеристики

Номер точки измерения	Номер точки измерений на однолинейной схеме	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические хар-ки ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС 35/10 «Восточная»									
1	5	яч. "Во-1", 1 с.ш. 10 кВ, РУ-10 кВ	ТБК-10 УХЛЗ Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 13697 Зав. № 01195	НТМИ-10-66 УЗ Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 7087	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108071898	СИКОН С70 Зав. № 01560	Активная	±1,3	±3,6
							Реактивная	±2,5	±6,1
2	6	яч. "Во-3", 1 с.ш. 10 кВ, РУ-10 кВ	ТБК-10 УХЛЗ Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 08004 Зав. № 09015	НТМИ-10-66 УЗ Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2007	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108071869	СИКОН С70 Зав. № 01560	Активная	±1,3	±3,6
							Реактивная	±2,5	±6,1
3	8	яч. "Во-4", 2 с.ш. 10 кВ, РУ-10 кВ	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 73598 Зав. № 73431	НТМИ-10-66 УЗ Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2007	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108071837	СИКОН С70 Зав. № 01560	Активная	±1,3	±3,6
							Реактивная	±2,5	±6,1
4	7	яч. "Во-5", 1 с.ш. 10 кВ, РУ-10 кВ	ТЛМ-10-2 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 7511 ТЛМ-10-1 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 1303	НТМИ-10-66 УЗ Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 7087	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108071926	СИКОН С70 Зав. № 01560	Активная	±1,3	±3,6
							Реактивная	±2,5	±6,1
ПС 35/10 кВ «Кавказ»									
5	12	яч. КВ-5, 1 с.ш. 10 кВ, КРУН-10кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 22977 Зав. № 22939	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 0001	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108072071	СИКОН С70 Зав. № 01484	Активная	±1,3	±3,6
							Реактивная	±2,5	±6,1
6	13	яч. КВ-2, 2 с.ш. 10 кВ, КРУН-10кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 22965-08 Зав. № 22962-08	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1985	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108071988	СИКОН С70 Зав. № 01484	Активная	±1,3	±3,6
							Реактивная	±2,5	±6,1

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;
4. Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры сети: напряжение $(0,95 \div 1,05) U_n$; ток $(1,0 \div 1,2) I_n$; $\cos\phi = 0,9_{\text{инд.}}$;
 - температура окружающей среды: $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более $0,05 \text{ мТл}$.
5. Рабочие условия эксплуатации:
 - параметры сети для ИК: напряжение - $(0,98 \div 1,02) U_{\text{ном}}$; ток - $(1 \div 1,2) I_{\text{ном}}$; частота - $(50 \pm 0,15) \text{ Гц}$; $\cos\phi = 0,9_{\text{инд.}}$;
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1) U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,02 \div 1,2) I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi) 0,5 \div 1,0 (0,87 \div 0,5)$; частота - $(50 \pm 0,4) \text{ Гц}$;
 - допустимая температура окружающего воздуха для трансформаторов от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $+ 50 ^\circ\text{C}$; для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 от минус $40 ^\circ\text{C}$ до плюс $60 ^\circ\text{C}$;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - $0,5 \text{ мТл}$.
6. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счётчиков электроэнергии от минус $15 ^\circ\text{C}$ до $+ 35 ^\circ\text{C}$.
7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счётчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005;
8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счётчиков на аналогичные (см. п. 7 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД и УСВ-1 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
9. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\,000 \text{ ч}$, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2 \text{ ч}$;
- УСПД «СИКОН С70» - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000 \text{ ч}$, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2 \text{ часа}$;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\,000 \text{ ч}$, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2 \text{ часа}$
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 113\,060 \text{ ч}$, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1 \text{ ч}$.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- Защищённость применяемых компонентов:
 - механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени в:
 - электросчетчиках (функция автоматизирована);
 - УСПД (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Курганинск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Курганинск»).

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТВК-10 УХЛЗ	8913-82	4
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	1856-63	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-69	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21	32139-06	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	831-69	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	6
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	3
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 54584-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энерго-сбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Курганинск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Курганинск»). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 10 июня 2013 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 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124РЭ;
- устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН 70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1»;
- УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП»;
- 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 «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Курганинск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Курганинск»), аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2008 от 02.06.2008 г., 105122, Москва, Щёлковское шоссе, 9.

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

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

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.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ЭнергоПромСервис»

(ЗАО «ЭнергоПромСервис»)

Юридический адрес: 620062, г. Екатеринбург, проспект Ленина, 101/2, офис 300.

Почтовый адрес: 620137, г. Екатеринбург, а/я 99.

Тел.: (343) 220-78-20

Факс: (343) 220-78-22

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»
(ООО «Энергостандарт»)
Юридический адрес: 123056 г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42
Тел.: 8(985) 99-22-781
E-mail: info@en-st.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8 (495) 437-55-77
Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2013 г.