

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Каменская БКФ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Каменская БКФ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 26035-83 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 30206-94 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 (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер, GSM-модем, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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 типа СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М передается посредством GSM-коммуникаторов С-1.02 по основному и резервному каналам сотовой связи стандарта GSM в базу данных сервера ИВК АИИС КУЭ. Сервер ИВК осуществляет вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС», региональные филиалы ОАО «СО ЕЭС» (РДУ) и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется от ИВК АИИС КУЭ по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложе-

нием 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и уровень ИВК. СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP – NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC(SU) не превышает 10 мс. Сличение часов сервера ИВК с часами NTP-сервера, передача точного времени через глобальную сеть Интернет осуществляется с помощью модуля ПО «Альфа ЦЕНТР» (АС_Т) с использованием протокола NTP версии 4.0 в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия RFC-5905. Контроль показаний времени часов сервера осуществляется по запросу каждые 30 мин, коррекция часов осуществляется при наличии расхождений. Сравнение показаний часов счетчиков с сервером ИВК производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчика выполняется автоматически при расхождении с часами сервера на величину ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Каменская БКФ» используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули 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 | Amrserver.exe | 11.05.01 | 09148bc6b5707b28e08e6bc260843963 | MD5 |
| | Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД | Amrc.exe | | 05dd5a0ccf85a15cb4c47677e7c2fbac | |
| | Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД | Amra.exe | | aeefde21a81569abec96d8cb4cd3507b | |
| | Драйвер работы с БД | Cdbora2.dll | | 7db1e4173056a92e733efccfc56bc99e | |
| | Библиотека шифрования пароля счетчиков | Encryptdll.dll | | 0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c | |
| | Библиотека сообщений планировщика опросов | Alphamess.dll | | b8c331abb5e34444170eee9317d635cd | |

Комплексы измерительно-вычислительные для учёта электрической энергии «АльфаЦЕНТР» внесены в Государственный реестр средств измерений под регистрационным номером № 44595-10.

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 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.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го, 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го, 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ОАО «Каменская БКФ» и их основные метрологические характеристики

| Но- мер ИК | Наименование объекта | Измерительные компоненты | | | | Вид элек- тро- энер- гии | Метрологические характеристики ИК | |
|------------------|---|---|--|--|--|--------------------------------------|---|---|
| | | ТТ | ТН | Счетчик | Сервер | | Основ- ная по- греш- ность, % | Погреш- ность в рабочих услови- ях, % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | ПС 110/35/10 кВ «Кувшино- во», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ф. «ФАК- 1» яч. №25 | ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Зав. № 3996 Зав. № 8933 | НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1968 | СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108071236 | | Ак- тивная | ±1,3 | ±3,4 |
| | | | | | | Реак- тивная | ±2,5 | ±5,6 |
| 2 | ПС 110/35/10 кВ «Кувшино- во», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ф. «ОС-1» яч. №5 | ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 0920 Зав. № 1219 | | СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108071187 | | Ак- тивная | ±1,3 | ±3,4 |
| | | | | | | Реак- тивная | ±2,5 | ±5,6 |
| 3 | ПС 110/35/10 кВ «Кувшино- во», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ф. «ФАК- 2» яч. №18 | ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Зав. № 7685 Зав. № 7369 | НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 327 | СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108071225 | | Ак- тивная | ±1,3 | ±3,4 |
| | | | | | | Реак- тивная | ±2,5 | ±5,6 |
| 4 | ПС 110/35/10 кВ «Кувшино- во», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ф. «ОС-2» яч. №6 | ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 4965 Зав. № 8885 | | СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108072085 | HP Proliant D L380G7 E Зав.№ CZ2137051R | Ак- тивная | ±1,3 | ±3,4 |
| | | | | | | Реак- тивная | ±2,5 | ±5,6 |
| 5 | Каменская ПК, ОРУ-10 кВ, ПКУ-10 кВ ВЛЗ-1, ф. «ЛЭП-1» ТС-1 | ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 54351 Зав. № 54093 Зав. № 54091 | ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 03470-12 Зав. № 03471-12 Зав. № 03472-12 | СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0803120350 | | Ак- тивная | ±1,3 | ±3,5 |
| | | | | | | Реак- тивная | ±2,5 | ±5,9 |
| 6 | Каменская ПК, ОРУ-10 кВ, ПКУ-10 кВ ВЛЗ-2, ф. «ЛЭП-2» ТС-2 | ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 55369 Зав. № 55367 Зав. № 55373 | ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 2006253 Зав. № 2006254 Зав. № 2006185 | СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0807125233 | | Ак- тивная | ±1,3 | ±3,5 |
| | | | | | | Реак- тивная | ±2,5 | ±5,9 |
| 7 | ПС 110/35/10 кВ «Кувшино- во», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ф. «ЦКП- 1» яч. №35 | ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Зав. № 23769-13 Зав. № 25077-13 Зав. № 24965-13 | НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1968 | СЭТ- 4ТМ.03М 0,2S/0,5 Зав. № 0804130737 | | Ак- тивная | ±0,9 | ±1,6 |
| | | | | | | Реак- тивная | ±1,6 | ±2,9 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|----|---|---|--|---|--|-----------------|------|------|
| 8 | ПС 110/35/10 кВ «Кувшиново», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ф. «ЦКП-3» яч. №33 | ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Зав. № 25424-13 Зав. № 25423-13 Зав. № 25425-13 | НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1968 | СЭТ-4ТМ.03М 0,2S/0,5 Зав. № 0804130703 | | Ак- тивная | ±0,9 | ±1,6 |
| | | | | | | Реак- тивная | ±1,6 | ±2,9 |
| 9 | ПС 110/35/10 кВ «Кувшиново», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ф. «ЦКП-2» яч. №38 | ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Зав. № 24842-13 Зав. № 23854-13 Зав. № 23855-13 | НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 327 | СЭТ-4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0807125635 | HP Proliant D L380G7 E Зав.№ CZ2137051R | Ак- тивная | ±1,0 | ±2,4 |
| | | | | | | Реак- тивная | ±1,8 | ±4,4 |
| 10 | ПС 110/35/10 кВ «Кувшиново», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ф. «ЦКП-4» яч. №40 | ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Зав. № 25374-13 Зав. № 25375-13 Зав. № 24830-13 | | СЭТ-4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0807125699 | | Ак- тивная | ±1,0 | ±2,4 |
| | | | | | | Реак- тивная | ±1,8 | ±4,4 |

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений 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 (0,99 – 1,01) U_n ; ток (1,0 – 1,2) I_n ; $\cos \varphi = 0,9$ инд.; частота (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающей среды: (23±2) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения – (0,9 – 1,1) U_{n1} ; диапазон силы первичного тока – (0,01(0,05) – 1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота – (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 50 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при 35 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n2} ; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) I_{n2} ; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота – (50 ± 0,2) Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 60 °С;

- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 10 °С до плюс 25 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для 2(5)% $I_{ном}$ $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 5 °С до плюс 35 °С.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена сервера ИВК на одноплатный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 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 $T = 90\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 89\ 600$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 0,5$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью выделенного канала связи сети Интернет по электронной почте или с помощью сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения на счетчике;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- 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;
- 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 «Каменская БКФ» типографским способом.

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 |
|--|----------------|-----------------|------------|
| Трансформаторы тока | ТЛМ-10 | 2473-05 | 8 |
| Трансформаторы тока | ТОЛ-10-І | 15128-07 | 6 |
| Трансформаторы тока | ТОЛ-СЭЩ-10 | 32139-06 | 12 |
| Трансформаторы напряжения | НТМИ-10-66 УЗ | 831-69 | 1 |
| Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные | НАМИ-10-95УХЛ2 | 20186-00 | 1 |
| Трансформаторы напряжения | ЗНОЛ-СЭЩ-10 | 35956-07 | 3 |
| Трансформаторы напряжения | ЗНОЛП-10 | 23544-07 | 3 |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные | СЭТ-4ТМ.03.01 | 27524-04 | 4 |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные | СЭТ-4ТМ.03М | 36697-12 | 6 |
| Методика поверки | — | — | 1 |
| Формуляр | — | — | 1 |
| Руководство по эксплуатации | — | — | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 59440-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Каменская БКФ». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- 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;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Каменская БКФ», аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2013 от 05.07.2013 г.

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

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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

ЗАО «Транссервисэнерго»

Юридический адрес: 121552, Российская Федерация, г. Москва, ул. Ярцевская, д. 34, стр.1

Почтовый адрес: 119296, Российская Федерация, г. Москва, Ленинский проспект, д. 64а

Тел./факс: (495) 380-37-70

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»
(ООО «Энергостандарт»)

Юридический адрес: 123056 г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42

Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Дербеневская, д.1 стр.2.

Тел.: (495) 640-96-09

E-mail: info@en-st.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул.Озерная, д.46

Тел/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2014 г.