

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УК «Индустриальный парк Камские Поляны»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УК «Индустриальный парк Камские Поляны» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения 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), которые включают 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 (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее - УСВ-3), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000».

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение активной и реактивной электроэнергии нарастающим итогом;
- периодический (1 раз в 30 минут) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени показаний счетчиков электрической энергии;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового и розничного рынков электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);

- формирование и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- передача журналов событий счетчиков.

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.

Для ИК 1 - 4 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы преобразователя интерфейсов RS-485/Ethernet, далее по каналу связи Ethernet корпоративной сети поступает на сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, расположенный в серверной ООО «УК «Индустриальный парк Камские Поляны».

Для ИК 5 - 6 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на GSM-модемы, после чего сигнал передается по каналу сотовой связи стандарта GSM на входы преобразователя интерфейсов RS-232/Ethernet, далее по каналу связи Ethernet поступает на сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, расположенный в серверной ООО «УК «Индустриальный парк Камские Поляны».

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ ООО «УК «Индустриальный парк Камские Поляны» имеет возможность взаимодействовать с системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Сетевая компания» НкЭС, свидетельство об утверждении типа RU.E.34.659.A № 60626 от 04.12.2015 г., регистрационный № 62389-15, посредством информационного обмена по электронной почте. Полученные данные в xml формате от сервера АИИС КУЭ ОАО «Сетевая компания» НкЭС, импортируются в БД АИИС КУЭ ООО «УК «Индустриальный парк Камские Поляны».

Передача информации от АИИС КУЭ в ПАК ОАО «АТС» с электронно-цифровой подписью субъекта ОРЭМ, а также в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 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 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 уровни ИИК и 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 NTP-сервера осуществляется с часами сервера БД АИИС КУЭ. Контроль показаний часов

серверов осуществляется по запросу каждые 30 мин, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений.

Также АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ-3, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). УСВ-3 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ-3 более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов сервера БД и времени УСВ-3 не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, отражается в его журналы событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке, отражается в журнале событий сервера БД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «УК «Индустриальный парк Камские Поляны» используется ПО «Пирамида 2000» версии 1.0.0.0, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	CalcClients.dll; CalcLeakage.dll; CalcLosses.dll; Metrology.dll; ParseBin.dll; ParseIEC.dll; ParseModbus.dll; ParsePiramida.dll; SynchroNSI.dll; VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр СИ РФ (Рег. №21906-11).

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.

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 измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основ- ная погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих усло- виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП-3 (35/0,4 кВ)								
1	ТП-3 (35/0,4 кВ), I с.ш. 0,4 кВ, Ввод №1	ASK 127.6 Кл. т. 0,5 5000/5 Зав. № 14С 95958524; Зав. № 11I 94227687; Зав. № 14С 95958525	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0622121947	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
2	ТП-3 (35/0,4 кВ), II с.ш. 0,4 кВ, Ввод №2	ASK 127.6 Кл. т. 0,5 5000/5 Зав. № 14С 95958516; Зав. № 11I 94227689; Зав. № 14С 95958518	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0622121998	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
ТП-4 (35/0,4 кВ)								
3	ТП-4 (35/0,4 кВ), I с.ш. 0,4 кВ, Ввод №1	ТНШЛ Кл. т. 0,5S 5000/5 Зав. № 630; Зав. № 664; Зав. № 666	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109124513	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ТП-4 (35/0,4 кВ), II с.ш. 0,4 кВ, Ввод №2	ТНШЛ Кл. т. 0,5S 5000/5 Зав. № 618; Зав. № 620; Зав. № 624	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1102130134	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
РП-35 (35 кВ)								
5	РП-35 (35 кВ), I с.ш., яч. 6	CTS 38 Кл. т. 0,5S 75/5 Зав. № 061038; Зав. № 061051; Зав. № 061046	ЗНОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3 Зав. № 02030-11; Зав. № 02031-11; Зав. № 02032-11	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 06272164	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
6	РП-35 (35 кВ), II с.ш., яч. 17	CTS 38 Кл. т. 0,5S 75/5 Зав. № 061027; Зав. № 061029; Зав. № 061020	ЗНОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3 Зав. № 02033-11; Зав. № 02034-11; Зав. № 02035-11	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 06271701	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8

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. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98-1,02) $U_{ном}$; ток (1,0-1,2) $I_{ном}$, частота - (50±0,15) Гц; $\cos \varphi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 до плюс 25 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

а) для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9-1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,02 - 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5-1,0 (0,87-0,5); частота - (50±0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.

б) для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9-1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01-1,2) $I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,5-1,0 (0,87-0,5); частота - (50±0,4) Гц;

- относительная влажность воздуха (40-60) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- температура окружающего воздуха:

- для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М.04 от минус 40 до плюс 60 °С;

- для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК.04 от минус 40 до плюс 60 °С;

- для счётчиков электроэнергии Меркурий 230 от минус 40 до плюс 70 °С;

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

в) для аппаратуры передачи и обработки данных:

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

- температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 6 от 0 до 30 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05М.04 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК.04 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик Меркурий 230 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 150000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ 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 электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - полученные «Журналы событий» ИИК.

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 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 45 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УК «Индустриальный парк Камские Поляны» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ASK 127.6	49019-12	6
Трансформатор тока	ТНШЛ	47957-11	6
Трансформатор тока	СТS 38	38209-08	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-35	40085-08	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.04	36355-07	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	46634-11	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230	23345-07	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	51644-12	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	51644-12	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-008-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УК «Индустриальный парк Камские Поляны». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июле 2016 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» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М.04 - по документу «Счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М. Руководство по эксплуатации. Приложение. Методика поверки» ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21.11.2007 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.04 - по документу «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;
- счетчиков Меркурий 230 - по документу «Методика поверки» АВЛГ.411152.021 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «21» мая 2007 г.;

- УСВ-3 - по документу «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 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 минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %;

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих - кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УК «Индустриальный парк Камские Поляны», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УК «Индустриальный парк Камские Поляны»

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.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»

(ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»)

ИНН 6672185635

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Белинского, 9/ Красноармейская, 26

Тел./ факс: (343) 310-70-80/ 310-32-18

E-mail: office@arstm.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Стройэнергетика»

(ООО «Стройэнергетика»)

Юридический (почтовый) адрес: 129337, г. Москва, ул. Красная Сосна, д. 20, стр. 1, комн. 4

Тел.: 7 (926) 786-90-40

E-mail: Stroyenergetika@gmail.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (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 26.07.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.