

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Брянский автомобильный завод»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Брянский автомобильный завод» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики) в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), каналаобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на соответствующий GSM-модем, далее по каналам связи стандарта GSM посредством службы передачи данных GPRS (основной канал) поступает на сервер сбора и БД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. При отказе основного канала связи опрос счётчиков выполняется по резервному каналу связи, организованному по технологии CSD стандарта GSM. От сервера сбора и БД информация в виде xml-макетов формата 80020 передаётся в АРМ по локальной вычислительной сети и каналу связи сети Internet.

Передача информации от сервера сбора и БД или АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ 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 АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

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 сервера сбора и БД с часами NTP-сервера, передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия RFC-5905. Контроль показаний времени часов сервера сбора и БД производится по запросу каждые 30 мин, коррекция часов выполняется при расхождении на величину ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера сбора и БД производится во время сеанса связи (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счетчиков выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора и БД на величину ± 1 с. Передача информации от счетчика до сервера сбора и БД реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков и сервера сбора и БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Альфа ЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик			Границы допус- каемой основной относительной погрешности, $(\pm\delta)$ %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, $(\pm\delta)$ %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	ПС 110/6 кВ «Ав- тозаводская», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 27	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	STSS Flagman LX100.5-004LF	Актив- ная	1,3	3,4	
						Реак- тивная	2,5	5,7	
2	ПС 110/6 кВ «Ав- тозаводская», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 5	ТЛШ-10 У3 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 6811-78	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03M.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		Актив- ная	1,3	3,4	
						Реак- тивная	2,5	5,9	
3	ПС 110/6 кВ «Ав- тозаводская», ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 30	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Актив- ная	1,3	3,4	
						Реак- тивная	2,5	5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 110/6 кВ «Автозаводская», ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 12	ТЛШ-10 У3 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 6811-78	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	STSS Flagman LX100.5-004LF	Актив- ная	1,3	3,4
5	ПС 110/6 кВ «Автозаводская», РУ-0,23 кВ, с.ш. 0,23 кВ, ввод ТСН	Т-0,66 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 52667-13	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		Реак- тивная	2,5	5,9
6	РП-3 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 2	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	STSS Flagman LX100.5-004LF	Актив- ная	1,0	3,3
7	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 7	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		Реак- тивная	2,1	5,8
8	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 8	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	STSS Flagman LX100.5-004LF	Актив- ная	1,1	3,0
9	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 14	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Реак- тивная	2,3	4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	РП-4 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 21	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	STSS Flagman LX100.5-004LF	Актив- ная	1,3	3,4
11	РП-4 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 12	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		Реак- тивная	2,5	5,9
12	РП-4 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 14	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 40/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	STSS Flagman LX100.5-004LF	Актив- ная	1,3	3,4
13	РП-8 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 11	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		Реак- тивная	2,5	5,9
14	РП-8 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 19	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	STSS Flagman LX100.5-004LF	Актив- ная	1,3	3,4
15	РП-8 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 24	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		Реак- тивная	2,5	5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	РП-7 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 12	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	STSS Flagman LX100.5-004LF	Актив- ная	1,3	3,4
17	КТП заготовит. столовой 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	T-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 52667-13	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		Реак- тивная	2,5	5,9

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{\text{ном}} \cos j = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	17
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от Uном – ток, % от Iном – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от Uном – ток, % от Iном – коэффициент мощности cosφ – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -10 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики типов ПСЧ-4ТМ.05МК и СЭТ-4ТМ.03М: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики типа СЭТ-4ТМ.03: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики типа ПСЧ-4ТМ.05М: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 90000 2 140000 2 150000 1
Глубина хранения информации: счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 3,5

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметризации:
 - счетчика электрической энергии;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (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).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТЛШ-10 УЗ	6 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6 шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	12 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	8 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	4 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	5 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	9 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	1 шт.
Сервер сбора и БД	STSS Flagman LX100.5-004LF	1 шт.
Методика поверки	МП ЭПР-013-2017	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.132.ФО	1 экз.

Проверка

осуществляется по документу МП ЭПР-013-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) АО «Брянский автомобильный завод». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 10.07.2017 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения.

Методика выполнения измерений без отключения цепей;

- счетчик СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

- счетчик СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;

- счетчик ПСЧ-4ТМ.05МК (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 64450-16) - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28 апреля 2016 г.;

- счетчик ПСЧ-4ТМ.05МК (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46634-11) - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ_4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;

- счетчик ПСЧ-4ТМ.05М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;

- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;

- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);

- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);

- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в эксплуатационном документе.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
АО «Брянский автомобильный завод»**

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

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы»)
ИНН 3328498209

Адрес: 600022, г. Владимир, а/я 11

Юридический адрес: 600035, г. Владимир, ул. Куйбышева, д.16, офис 411

Телефон (факс): (4922) 60-23-22

Web-сайт: www.ensys.su

E-mail: post@ensys.su

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № РА.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.