

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волжский азотно-кислородный завод», третья очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АИИС КУЭ ОАО «Волжский азотно-кислородный завод», третья очередь (далее - АИИС КУЭ) предназначена для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности в ОАО «Волжский азотно-кислородный завод» по всем расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в центры сбора: ОА «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» Волгоградское РДУ и другим заинтересованным субъектам.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую 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 электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии, по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения 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 электроустановок (ИВКЭ) включает в себя сервер баз данных с программным обеспечением (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени УССВ-2, автоматизированные рабочие места (далее - АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи поступает на входы соответствующих GPRS-модемов, далее информация передаётся по каналу связи стандарта GSM с помощью службы передачи данных на сервер баз данных (далее - сервер БД). На сервере БД осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение посту-пающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» Волгоградское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP по 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 для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УССВ-2, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки выходного сигнала 1 Гц (1 PPS) к шкале времени UTC (SU) составляют ± 1 мкс. Сличение часов сервера БД с УССВ-2 производится ежесекундно, коррекция часов сервера БД осуществляется независимо от наличия расхождений. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера БД производится во время сеанса связи со счётчиками (1 раз в 4 часа). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов сервера БД на величину более ± 1 с. Передача информации от счётчиков электрической энергии до сервера БД реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение на базе 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 программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение					
	Amrserver.exe	Amrc.exe	Ameta.exe	Cdbora2.dll	Encrypt-dll.dll	Alpha-mess.dll
Идентификационное наименование ПО						
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.04.01.01					
Цифровой идентификатор ПО	101c059a8cd564abd880ddb18ffbbbc	b03481e54f4a2dd5799a898c94330c3a	b4fad823d4c020113d79b9d54bf632ab	39c3cefbdbb1f5a47082b8a947bdea76	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5					

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименова- ние точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик			Пределы допус- каемой основной относи- тельной погреш- ности, ± %	Пределы допускае- мой отно- сительной погрешно- сти в рабо- чих усло- виях, ± %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
42	РП-19 6кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.2	ТОЛ-СЭЩ-10- 11 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 02389-17 Зав. № 02390-17 Рег. № 59870-15	ЗНОЛ.06-6У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 0001106 Зав. № 0001092 Зав. № 0001113 Зав. № 0001108 Зав. № 0001109 Зав. № 0001104 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1102170945 Рег. № 64450- 16	HP Pro- Liant DL 160 Gen8 Зав. № CZJ3350 B2N	Ак- тив- ная Реак- тив- ная	1,2 2,4	3,4 5,7
43	РП-19 6кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.23	ТОЛ-СЭЩ-10- 11 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 02391-17 Зав. № 02392-17 Рег. № 59870-15	ЗНОЛ.06-6У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2000714 Зав. № 2000722 Зав. № 2000754 Зав. № 2000806 Зав. № 2000753 Зав. № 2000798 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1102171043 Рег. № 64450- 16		Ак- тив- ная Реак- тив- ная	1,2 2,4	3,4 5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
44	ПС 110/6 кВ "Латекс" (ГПП-4), ЗРУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.35	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 02345-17 Зав. № 02356-17 Рег. № 59870-15	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2594 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1102170922 Рег. № 64450-16	HP ProLiant DL160 Gen8 Зав. № CZJ3350 B2N	Ак- тив- ная	1,2	3,4
						Реак- тив- ная	2,4	5,7
45	ПС 110/6 кВ "Латекс" (ГПП-4), ЗРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.57	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 02359-17 Зав. № 02361-17 Рег. № 59870-15	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 9416 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1102170930 Рег. № 64450-16		Ак- тив- ная	1,2	3,4
						Реак- тив- ная	2,4	5,7
46	ПС 110/6 кВ "Латекс" (ГПП-4), ЗРУ-6 кВ, III с.ш. 6 кВ, яч.30, 32	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 02315-17 Зав. № 02342-17 Рег. № 59870-15	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2559 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1102170718 Рег. № 64450-16		Ак- тив- ная	1,2	3,4
						Реак- тив- ная	2,4	5,7
47	ПС 110/6 кВ "Латекс" (ГПП-4), ЗРУ-6 кВ, IV с.ш. 6 кВ, яч.52, 54	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 02343-17 Зав. № 02344-17 Рег. № 59870-15	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 9366 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1102170900 Рег. № 64450-16		Ак- тив- ная	1,2	3,4
					Реак- тив- ная	2,4	5,7	
48	ПС 110/6 кВ "Латекс" (ГПП-4), ЗРУ-6 кВ, III с.ш. 6 кВ, яч.16, 18	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 02291-17 Зав. № 02292-17 Рег. № 59870-15	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2559 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1102170573 Рег. № 64450-16	Ак- тив- ная	1,2	3,4	
					Реак- тив- ная	2,4	5,7	
49	ПС 110/6 кВ "Латекс" (ГПП-4), ЗРУ-6 кВ, IV с.ш. 6 кВ, яч.72, 74	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 02293-17 Зав. № 02294-17 Рег. № 59870-15	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 9366 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1102170580 Рег. № 64450-16	Ак- тив- ная	1,2	3,4	
					Реак- тив- ная	2,4	5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
50	ТП-100 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, А-9	ТТН-Ш Кл.т. 0,5 250/5 Зав. № 46090 Зав. № 46099 Зав. № 58813 Рег. № 41260-09	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1104170660 Рег. № 64450- 16	HP Pro- Liant DL 160 Gen8 Зав. № CZJ3350 B2N	Ак- тив- ная	1,0	3,2
						Реак- тив- ная	2,1	5,5
51	ТП-100 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, II с.ш. 0,4 кВ, А-33	ТТН-Ш Кл.т. 0,5 250/5 Зав. № 58808 Зав. № 58798 Зав. № 58796 Рег. № 41260-09	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1104170747 Рег. № 64450- 16		Ак- тив- ная	1,0	3,2
						Реак- тив- ная	2,1	5,5
52	Волжская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч.3	ТЛП-10-3 Кл.т 0,2S 1000/1 Зав. № 11839 Зав. № 11854 Рег. № 30709-05	TDC4 Кл.т. 0,2 6000/100 Зав. № 1VLT52060139 81 Зав. № 1VLT52060139 73 Рег. № 17081- 98	СЭТ- 4ТМ.03М.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810162733 Рег. № 36697- 12	Ак- тив- ная	1,0	2,3	
					Реак- тив- ная	1,8	4,1	
53	Волжская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, яч.24	ТЛП-10-3 Кл.т. 0,2S 1000/1 Зав. № 11846 Зав. № 11824 Рег. № 30709-05	TDC4 Кл.т. 0,2 6000/100 Зав. № 1VLT52060139 76 Зав. № 1VLT52060139 85 Рег. № 17081- 98	СЭТ- 4ТМ.03М.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810162761 Рег. № 36697- 12	Ак- тив- ная	1,0	2,3	
					Реак- тив- ная	1,8	4,1	

*Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение (0,95-1,05) Ун; ток (1,0-1,2) Ин; $\cos \varphi = 0,9$ инд.; частота (50±0,2) Гц;

- температура окружающей среды: от плюс 21 до плюс 25 °С.

4 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 - 1,1) $U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока (0,01(0,05)-1,2) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота (50±0,2) Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;
- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9-1,1) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока (0,01-1,2) $I_{Н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) 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 до плюс 60 °С;
- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;
- атмосферное давление от 70,0 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 15 до плюс 25 °С;
- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5) \% I_{ном} \cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 40 °С.

6 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, какие приведены в таблице 2. Допускается замена УССВ-2 на одноступенчатый утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все измерительные компоненты АИИС КУЭ должны быть утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 64450-16) - среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- счётчик СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12) - среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- УССВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 74\ 500$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 120\ 000$ 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 электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость 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, параметрировании:
 - 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).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 30 суток; при отключении питания - не менее 40 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (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 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10-11	16
Трансформаторы тока	ТТН-Ш	6
Трансформаторы тока	ТЛП-10-3	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-6У3	12

Наименование компонента	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	4
Трансформаторы напряжения	TDC4	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	10
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP Pro-Liant DL 160 Gen8	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ЦЭДК.411711.069.ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 68023-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волжский азотно-кислородный завод», третья очередь. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Рязанский ЦСМ» 18.05.2017 г.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК - 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 электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2016 г.;

- устройство синхронизации системного времени УССВ-2 - в соответствии с документом МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 г.;

Перечень основных средств поверки:

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 27008-04;

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и 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 %.

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 документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Волжский азотно-кислородный завод», третья очередь. Методика (метод) измерения.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волжский азотно-кислородный завод», третья очередь

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

Изготовитель

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

Адрес: 123022, г. Москва, ул. Рочдельская, д.15, стр.15

ИНН 7703728269

Телефон (факс): (495) 641-81-05

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)

ИНН 7707798605

Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

Телефон: (499) 917-03-54

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации метрологии и испытаний в Рязанской области» (ФБУ «Рязанский ЦСМ»)

Адрес: 390011, г. Рязань, Старообрядческий проезд, д. 5

Телефон: (4912) 55-00-01

Факс: (4912) 44-55-84

E-mail: asu@rcsm-ryazan.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Рязанский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311204 от 10.08.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.