

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Пелымское ЛПУ МГ КС «Пелымская»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Пелымское ЛПУ МГ КС «Пелымская» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую 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 (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, 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 устройство сбора и передачи данных на базе RTU-327 (далее – УСПД), устройство синхронизации системного времени на базе Garmin 35HVS (далее – УССВ-35HVS) и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени на базе Garmin 35HVS (далее – УССВ-35HVS), 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 трех 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.

Для ИК №№ 34, 35 цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы преобразователя интерфейсов и далее по сети Ethernet через коммутатор на входы УСПД. Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи поступает на входы соответствующих GSM-модемов, далее по каналу связи стандарта GSM информация передаётся в УСПД. В УСПД происходит вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление измерительной информации, ее хранение и передача на верхний уровень системы.

По запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень системы по сети Internet, спутниковую сеть передачи данных или по резервному терминалу сотовой связи. На верхнем – третьем уровне системы осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Далее, информация от сервера по сети передачи данных «Internet» поступает в ОАО «Межрегионэнергосбыт».

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» 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 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, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации системного времени УССВ-35HVS. Сличение часов сервера с УССВ-35HVS, установленным на уровне ИВК, производится 1 раз в час, коррекция часов сервера осуществляется при обнаружении расхождения более чем  $\pm 1$  с. Сличение часов УСПД с УССВ-35HVS, установленным на уровне ИВКЭ, производится 1 раз в час, коррекция часов УСПД осуществляется при обнаружении расхождения более чем  $\pm 2$  с. Погрешность хода внутренних часов не более  $\pm 2$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи со счётчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков типа СЭТ-4ТМ.03М осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более  $\pm 2$  с, но не чаще одного раза в сутки. Корректировка часов счётчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК и Меркурий 234 осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более  $\pm 2$  с. Передача информации от счётчиков электрической энергии до УСПД, от УСПД до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов 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 ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
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 ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Пельимское ЛПУ МГ КС «Пельимская» и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Вид элек- тро- энер- гии	Метрологиче- ские характери- стики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основ- ная по- греш- ность, %	Погреш- ность в рабочих услови- ях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/10 кВ «КС-4», ввод 10 кВ №1, ЗРУ 10 кВ, 1СШ, яч.№16	ТПЛ-10 У3 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. №21641 Зав. №20692	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №566	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0810111456		Ак- тивная	± 1,3	± 3,0
						Реак- тивная	± 1,9	± 4,8
2	ПС 110/10 кВ «КС-4», ввод 10 кВ №2, ЗРУ 10 кВ, 2СШ, яч.№15	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. №1450 Зав. №8010	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №586	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0810111344		Ак- тивная	± 1,3	± 3,0
						Реак- тивная	± 1,9	± 4,8
3	ТП 400 10/0,4 кВ ООО «Маги- страль», РУ-0,4 кВ	ТТИ-А 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № Н7997 Зав. № L13858 Зав. № L13834	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №1105140093	RTU-327 Зав. № 008002	Ак- тивная	± 1,2	± 3,4
						Реак- тивная	± 1,8	± 5,6
9	КТП 160 кВА 10/0,4 кВ «Жилпосёлок», РУ-0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ ГУП СО «Облкоммун- энерго» (ул. Строителей 1,2)	ТТИ-А 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № F31095 Зав. № D5536 Зав. № N9728	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №21769609		Ак- тивная	± 1,2	± 3,4
						Реак- тивная	± 1,8	± 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	ЩУ-0,4 кВ Ввод №1 ул. Железнодорож- ная 5, ГУП СО «Облкоммун- энерго»	ТТИ-30 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. № F36932 Зав. № F36933 Зав. № F36934	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №21769854	RTU-327 Зав. № 008002	Ак- тивная	± 1,2	± 3,4
						Реак- тивная	± 1,8	± 5,6
22	ЩУ-0,4 кВ Ввод №2 ул. Железнодорож- ная 5, ГУП СО «Облкоммун- энерго»	ТТИ-30 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. № F36940 Зав. № F36951 Зав. № F36913	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №21769849		Ак- тивная	± 1,2	± 3,4
						Реак- тивная	± 1,8	± 5,6
34	ПС 110/10 кВ «Снежная», ЗРУ-10 кВ «КС- 13», 1 СШ 10 кВ, яч.19 «Ввод 10 кВ №1»	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Зав. №36259 Зав. №40992	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №752	ПСЧ- 4TM.05MK.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №1107150606	Ак- тивная	± 1,4	± 3,5	
					Реак- тивная	± 2,1	± 5,7	
35	ПС 110/10 кВ «Снежная», ЗРУ-10 кВ «КС- 13», 2 СШ 10 кВ, яч.10 «Ввод 10 кВ №2»	ТПОЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Зав. №26163 Зав. №22424	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №318	ПСЧ- 4TM.05MK.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №1107150609	Ак- тивная	± 1,4	± 3,5	
					Реак- тивная	± 2,1	± 5,7	

\*Примечания

1 В качестве характеристик погрешности указаны границы интервала (соответствующие вероятности 0,95) относительной погрешности измерения активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале усреднения 0,5 ч.

2 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение (0,95 – 1,05)  $U_n$ ; ток (1,0 – 1,2)  $I_n$ ;  $\cos \varphi = 0,9_{\text{инд.}}$ ; частота (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающей среды: (20 ± 5) °С.

3 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока (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 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  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ )  $0,5 - 1,0$  ( $0,5 - 0,87$ ); частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более  $0,5$  мТл;
- температура окружающего воздуха для СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МК от минус  $40$  до плюс  $60$  °С; для Меркурий 234 от минус  $45$  до плюс  $75$  °С;
- относительная влажность воздуха для СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МК не более  $90$  % при плюс  $30$  °С; для Меркурий 234 не более  $95$  % при плюс  $30$  °С;
- атмосферное давление для СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МК от  $70,0$  до  $106,7$  кПа; для Меркурий 234 от  $60,0$  до  $106,7$  кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс  $1$  до плюс  $50$  °С;
- относительная влажность воздуха не более  $85$  % при плюс  $40$  °С;
- атмосферное давление от  $60,0$  до  $106,7$  кПа.

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

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

6 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- счётчик ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 165\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- счётчик Меркурий 234 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 220\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- УСПД RTU-327 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 24$  ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 50\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  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:
  - счетчика электрической энергии;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - счетчика электрической энергии;
  - УСПД;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (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 СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 114 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- счетчик электрической энергии Меркурий 234 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 170 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД RTU-327 – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу – не менее 45 сут; сохранение информации при отключении питания – не менее 5 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 систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Пельмское ЛПУ МГ КС «Пельмская» 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 компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-59	2
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	28139-12	12
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10	47958-11	2
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ-10	47958-11	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95УХЛ2	20186-00	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	20186-05	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	50460-12	3
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	48266-11	3
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	41907-09	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ	—	2
Сервер	HP DL360	—	1
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 62214-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Пельмское ЛПУ МГ КС «Пельмская». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в сентябре 2015 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 СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК – в соответствии с документом «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;

- счетчик электрической энергии Меркурий 234 – в соответствии с методикой поверки «Счетчики электрической энергии статические трехфазные «Меркурий 234». Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки. АВЛГ.411152.033 РЭ1», утвержденной ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 01 сентября 2011 г.;

- УСПД RTU-327 – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.

Перечень основных средств поверки:

- 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%.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Пелымское ЛПУ МГ КС «Пелымская». Руководство пользователя» МРЕК.411711.058.ИЗ.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Пелымское ЛПУ МГ КС «Пелымская»**

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**

Оренбургский филиал Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Оренбургский филиал ООО «Газпром энерго»)

Юридический адрес: 460021, г. Оренбург, ул.60 лет Октября, д.11

Почтовый адрес: 460027, г. Оренбург, ул. Донгузская, д.26

ИНН: 7736186950

Тел.: (3532) 68-71-26

Факс: (3532) 68-71-27

E-mail: [info@of.energo.gazprom.ru](mailto:info@of.energo.gazprom.ru)

#### **Заявитель**

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

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



**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное бюджетное учреждение  
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской  
области»

(ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ»)

Юридический адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Тел./факс: (4712) 53-67-74

E-mail: [kcsms@sovtest.ru](mailto:kcsms@sovtest.ru)

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств из-  
мерений в целях утверждения типа № 30048-11 от 15.08.2011 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2015 г.