

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Братские электрические сети»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Братские электрические сети» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### 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 (далее - ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее - БД) ООО «Братские электрические сети», устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее – УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (далее - АРМ) ООО «Братские электрические сети», программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналобразующую аппаратуру.

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 поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Сервер БД АИИС КУЭ ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСП/IP отчеты в формате XML на АРМ.

АРМ ООО «Братские электрические сети» в автоматическом режиме по сети Internet с использованием ЭП раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу ТСП/IP отчеты в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УССВ не более  $\pm 1$  с. УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД АИИС КУЭ. Коррекция часов сервера БД АИИС КУЭ проводится при расхождении часов сервера БД АИИС КУЭ и времени УССВ более чем на  $\pm 1$  с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД АИИС КУЭ более чем на  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера БД АИИС КУЭ отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии не ниже 15.08, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту ПО 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

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

**Метрологические и технические характеристики**

Состав ИК 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	УССВ/Сервер		Границы основной погрешности, ( $\pm\delta$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП 35 кВ Лесоцех								
1	ТП 35 кВ Лесоцех, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТТН100 Кл. т. 0,5S Коэфф. тр. 1500/5 Рег. № 58465-14	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР ProLiant DL360 Gen10	активная	$\pm 1,0$	$\pm 3,3$
						реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 5,7$
2	ТП 35 кВ Лесоцех, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т2	ТТН125 Кл. т. 0,5S Коэфф. тр. 3000/5 Рег. № 58465-14	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	$\pm 1,0$	$\pm 3,3$
					реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 5,7$	
3	ТП 35 кВ Лесоцех, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т3	ТТН125 Кл. т. 0,5S Коэфф. тр. 3000/5 Рег. № 58465-14	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	активная	$\pm 1,0$	$\pm 3,3$	
					реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 5,7$	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП 35 кВ Лесоцех-2								
4	ТП 35 кВ Лесоцех-2, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТТН125 Кл. т. 0,5S Коэфф. тр. 3000/5 Рег. № 58465-14	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР ProLiant DL360 Gen10	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
5	ТП 35 кВ Лесоцех-2, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т2	ТТН125 Кл. т. 0,5S Коэфф. тр. 3000/5 Рег. № 58465-14	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
ТП №12У 6 кВ								
6	ТП №12У 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т2	ТТН100 Кл. т. 0,5S Коэфф. тр. 1500/5 Рег. № 58465-14	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР ProLiant DL360 Gen10	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
7	ТП №12У 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТТН100 Кл. т. 0,5S Коэфф. тр. 1500/5 Рег. № 58465-14	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
ТП №80У 6 кВ								
8	ТП №80У 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТШП-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Коэфф. тр. 300/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР ProLiant DL360 Gen10	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП №896 6 кВ								
9	ТП №896 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТШП-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Коэфф. тр. 400/5 Пер. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16	УССВ-2 Пер. № 54074-13/ НР ProLiant DL360 Gen10	активная  реактивная	±1,0  ±2,4	±3,3  ±5,7
ТП №891 6 кВ								
10	ТП №891 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТШП-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Коэфф. тр. 600/5 Пер. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16	УССВ-2 Пер. № 54074-13/ НР ProLiant DL360 Gen10	активная  реактивная	±1,0  ±2,4	±3,3  ±5,7
ПС 110 кВ Инкубатор								
11	ПС 110 кВ Инкубатор, ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.4, ЛЭП-10 кВ №879	ТОЛ-10-8.2-2У2 Кл. т. 0,2S Коэфф. тр. 150/5 Пер. № 47959-16	НТМИА-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Коэфф. тр. 10000/100 Пер. № 67814-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08	УССВ-2 Пер. № 54074-13/ НР ProLiant DL360 Gen10	активная  реактивная	±1,0  ±2,1	±2,3  ±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ПС 110 кВ Инкубатор, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.10, ЛЭП-10 кВ №874	ТОЛ-10-8.2-2У2 Кл. т. 0,2S Коэфф. тр. 150/5 Пер. № 47959-16	НТМИА-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Коэфф. тр. 10000/100 Пер. № 67814-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08	УССВ-2 Пер. № 54074-13/ НР ProLiant DL360 Gen10	активная  реактивная	±1,0  ±2,1	±2,3  ±4,2
ЯКНО №7 10 кВ								
13	ЯКНО №7 10 кВ, ЛЭП-10 кВ №881	ТПЛ-10-М У2 Кл. т. 0,2S Коэфф. тр. 75/5 Пер. № 47958-16	НТМИА-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Коэфф. тр. 10000/100 Пер. № 67814-17	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16	УССВ-2 Пер. № 54074-13/ НР ProLiant DL360 Gen10	активная  реактивная	±1,0  ±2,1	±2,3  ±4,2
ЯКНО №6 10 кВ								
14	ЯКНО №6 10 кВ, ЛЭП-10 кВ №878	ТПЛ-10-М У2 Кл. т. 0,2S Коэфф. тр. 75/5 Пер. № 47958-16	НТМИ-10 У3 Кл. т. 0,5 Коэфф. тр. 10000/100 Пер. № 51199-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16	УССВ-2 Пер. № 54074-13/ НР ProLiant DL360 Gen10	активная  реактивная	±1,0  ±2,1	±2,3  ±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП №623 10 кВ								
15	ТП №623 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТШП-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Коэфф. тр. 400/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР ProLiant DL360 Gen10	активная  реактивная	±1,0  ±2,4	±3,3  ±5,7
ТП №652 10 кВ								
16	ТП №652 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТШП-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Коэфф. тр. 200/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР ProLiant DL360 Gen10	активная  реактивная	±1,0  ±2,4	±3,3  ±5,7
ПС 110 кВ Карапчанка								
17	ПС 110 кВ Карапчанка, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.12	ТЛК-СТ-10-ТВЛМ(1) У3 Кл. т. 0,2S Коэфф. тр. 150/5 Рег. № 58720-14	НТМИА-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Коэфф. тр. 10000/100 Рег. № 67814-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР ProLiant DL360 Gen10	активная  реактивная	±1,0  ±2,1	±2,3  ±4,2
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

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 Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos \varphi = 0,8$  инд,  $I=0,02$  ном и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 17 от 0 до плюс 40 °С.

4 В Таблице 2 и далее по тексту приняты следующие сокращения (обозначения): Кл. т. – класс точности, Коэфф. тр. – коэффициент трансформации, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

5 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.

6 Допускается замена УССВ-2 на аналогичные утвержденных типов.

7 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.



Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	17
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub> от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.04 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.00 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 140000 165000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - 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 40 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 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:
  - 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).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Братские электрические сети».

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки АИИС КУЭ 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, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТГН100	9
Трансформатор тока	ТГН125	12
Трансформатор тока	ТШП-0,66 У3	15
Трансформатор тока	ТОЛ-10-8.2-2У2	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М У2	4
Трансформатор тока	ТЛК-СТ-10-ТВЛМ(1) У3	2
Трансформатор напряжения	НТМИА-10 УХЛ2	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-10 У3	1

1	2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL360 Gen10	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Методика поверки	МП 046-2018	1
Паспорт-Формуляр	85599429.446453.042.ФО	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 046-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Братские электрические сети». Методика поверки», утвержденному ООО «Спецэнергопроект» 28.08.2018 г.

Основные средства поверки:

- ТТ – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- ТН – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.00, ПСЧ-4ТМ.05МК.04 – по документу ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденного ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28.04.2016 г.;

- УССВ-2 – по документу МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001 МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 17.05.2013 г.;

- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 46656-11;

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

- термогигрометр CENTER (мод.315): 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 %, Рег. № 22129-09.

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

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

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Братские электрические сети», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Братские электрические сети»**

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**

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, город Владимир, улица Сакко и Ванцетти, 23

Телефон/ факс: 8 (4922) 22-21-62/ 8 (4922) 42-31-62

Web-сайт: [www.orem.su](http://www.orem.su)

E-mail: [post@orem.su](mailto:post@orem.su)

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Стройэнергетика»

(ООО «Стройэнергетика»)

Адрес: 129337, г. Москва, ул. Красная Сосна, д. 20, стр. 1, комн. 4

Телефон: 8 (926) 786-90-40

E-mail: [Stroyenergetika@gmail.com](mailto:Stroyenergetika@gmail.com)

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, пом. I, комн. № 6, 7

Юридический адрес: 111024, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 50, стр. 2, пом. XIV,  
комн. № 11

Телефон: 8 (985) 992-27-81

E-mail: [info.spetcenergo@gmail.com](mailto:info.spetcenergo@gmail.com)

Аттестат об аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.