

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «3» ноября 2021 г. № 2467

Регистрационный № 83596-21

Лист № 1  
Всего листов 10

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Пахра (II этап)

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Пахра (II этап) (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, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту - ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту - ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту - 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 – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту - ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325T-E2-M2-B2 (далее по тексту - УСПД), устройство синхронизации системного времени (далее по тексту - УССВ) типа УССВ-2, каналобразующую аппаратуру и технические средства обеспечения электропитания.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту - ИВК) Системы автоматизированной информационно-измерительной Единой национальной электрической сети (далее по тексту - АИИС КУЭ ЕНЭС), (регистрационный номер 59086-14), включающий серверы сбора и обработки данных Исполнительного аппарата (далее по тексту - ИА) и Магистральных электрических сетей (далее по тексту - МЭС) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (далее по тексту - АРМ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных, УССВ типа РСТВ-01-01.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», другие смежные субъекты оптового рынка электроэнергии и мощности (далее по тексту - ОРЭМ).

Измерительные каналы (далее по тексту - 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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- 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 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводной линии связи на верхний уровень системы (ИВК АИИС КУЭ), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (далее по тексту - ЕЦССЭ) При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его, с использованием электронной подписи, в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ, 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.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 500 кВ Пахра ПАО «ФСК ЕЭС».

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ - ИИК, ИВКЭ и ИВК.

Для синхронизации шкалы времени в состав ИВК входит УССВ типа РСТВ-01-01, принимающий сигналы точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (далее по тексту - ГНСС): глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС (далее по тексту – ГЛОНАСС)/системы глобального позиционирования Global Positioning System (далее по тексту – GPS). РСТВ-01-01 обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU). Коррекция часов на уровне ИВК выполняется автоматически при расхождении времени сервера сбора с временем РСТВ-01-01 более чем на  $\pm 1$  с.

Для синхронизации шкалы времени в состав ИВКЭ входит УССВ-2, принимающее сигналы точного времени от ГНСС ГЛОНАСС/GPS. УССВ-2 обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов УСПД от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU). Коррекция часов на уровне ИВКЭ выполняется автоматически при расхождении времени УСПД с временем УССВ-2 более чем на  $\pm 1$  с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут. Коррекция часов счетчика проводится при расхождении времени счетчика и времени УСПД более чем на  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту – СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

| Идентификационные данные (признаки)             | Значение                            |
|---|-------------------------------------|
| Идентификационное наименование ПО               | СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)       |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО       | не ниже 1.0.0.4                     |
| Цифровой идентификатор ПО                       | 26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218    |
| Другие идентификационные данные (если имеются)  | DataServer.exe, DataServer_USPD.exe |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5                                 |

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

| Номер ИК | Наименование ИК  | Измерительные компоненты                                 |   |   |  | Вид электро-энергии | Метрологические характеристики ИК |                                     |
|----------|--|--|---|---|--|---------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
|          |  | ТТ   | ТН  | Счётчик   | УСПД/<br>УССВ  |                     | Основ-ная погреш-ность, %         | Погреш-ность в рабочих усло-виях, % |
| 1        | 2  | 3  | 4   | 5   | 6  | 7                   | 8                                 | 9                                   |
| 1        | ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ-500 кВ, яч. ВЛ 500 кВ ТЭЦ-26-Пахра | СТИГ-500<br>Кл. т. 0,2S<br>Ктт 2000/1<br>Рег. № 72857-18 | ETH-500 УХЛ1<br>Кл. т. 0,2<br>Ктн 500000:√3/100:√3<br>Рег. № 59981-18 | A1802RALXQV-<br>P4GB-DW-4<br>Кл. т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 31857-20 | RTU-325T-E2-<br>M2-B2<br>Рег. № 44626-10<br>/<br>УССВ-2<br>Рег. № 54074-13<br>/<br>PCTB-01-01<br>Рег. № 40586-12 | активная            | ±0,6                              | ±1,4                                |
|          |  |  | JDQXFH-500<br>Кл. т. 0,2<br>Ктн 500000:√3/100:√3<br>Рег. № 65526-16   |   |  | реактивная          | ±1,3                              | ±2,5                                |
| 2        | ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ-500 кВ, яч. ВЛ 500 кВ Пахра-Чагино | СТИГ-500<br>Кл. т. 0,2S<br>Ктт 2000/1<br>Рег. № 72857-18 | ETH-500 УХЛ1<br>Кл. т. 0,2<br>Ктн 500000:√3/100:√3<br>Рег. № 59981-18 | A1802RALXQV-<br>P4GB-DW-4<br>Кл. т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 31857-20 | PCTB-01-01<br>Рег. № 40586-12  | активная            | ±0,6                              | ±1,4                                |
|          |  |  | JDQXFH-500<br>Кл. т. 0,2<br>Ктн 500000:√3/100:√3<br>Рег. № 65526-16   |   |  | реактивная          | ±1,3                              | ±2,5                                |

Окончание таблицы 2

| 1   | 2   | 3  | 4  | 5   | 6  | 7                          | 8                          | 9                          |
|---|---|--|--|---|--|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| 3   | ПС 500 кВ Пахра, КРУЭ-500 кВ, яч. ВЛ 500 кВ Новокаширская-Пахра | СТIG-500<br>Кл. т. 0,2S<br>Ктт 2000/1<br>Рег. № 72857-18 | ETH-500 УХЛ1<br>Кл. т. 0,2<br>Ктн 500000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$<br>Рег. № 59981-18<br><br>JDQXFH-500<br>Кл. т. 0,2<br>Ктн 500000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$<br>Рег. № 65526-16 | A1802RALXQV-<br>P4GB-DW-4<br>Кл. т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 31857-20 | RTU-325T-E2-<br>M2-B2<br>Рег. № 44626-10<br>/<br>УССВ-2<br>Рег. № 54074-13<br>/<br>РСТВ-01-01<br>Рег. № 40586-12 | активная<br><br>реактивная | $\pm 0,6$<br><br>$\pm 1,3$ | $\pm 1,4$<br><br>$\pm 2,5$ |
| Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с  |   |  |  |   |  |                            | $\pm 5$                    |                            |
| <p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</li> <li>2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</li> <li>3. Погрешность в рабочих условиях указана для <math>\cos \varphi = 0,8</math> инд, <math>I=0,02 \cdot I_{ном}</math> и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 40 °С.</li> <li>4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.</li> <li>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.</li> <li>6. Допускается замена УСПД на одностипный утвержденного типа</li> <li>7. Допускается замена УССВ-2, РСТВ-01-01 на аналогичные утвержденного типа.</li> <li>8. 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.</li> </ol> |   |  |  |   |  |                            |                            |                            |

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

| Наименование характеристики  | Значение   |
|--|--|
| Количество измерительных каналов   | 3  |
| <p>Нормальные условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- частота, Гц</li> <li>- коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></li> </ul> </li> <li>– температура окружающей среды, °С</li> </ul>  | <p>99 до 101<br/>100 до 120<br/>от 49,85 до 50,15<br/>0,9<br/>от +21 до +25</p>  |
| <p>Условия эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> <li>- частота, Гц</li> </ul> </li> <li>– температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</li> <li>– температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С:</li> <li>– температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</li> <li>– температура окружающей среды в месте расположения УССВ-2, °С</li> <li>– температура окружающей среды в месте расположения РСТВ-01-01, °С</li> <li>– температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</li> </ul>   | <p>от 90 до 110<br/>от 2 до 120<br/>от 0,5<sub>инд</sub> до 0,8<sub>емк</sub><br/>от 49,5 до 50,5<br/>от -45 до +40<br/><br/>от 0 до +40<br/>от 0 до +50<br/>от -10 до +55<br/>от -40 до +60<br/>от +10 до +30</p> |
| <p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Счетчики электроэнергии: <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> </li> <li>– УСПД: <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> </li> <li>– УССВ: <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ для УССВ-2, ч, не менее</li> <li>- среднее время наработки на отказ для РСТВ-01-01, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> </li> <li>– Сервер: <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> </li> </ul> | <p>120000<br/>2<br/><br/>55000<br/>2<br/><br/>74500<br/>55000<br/>2<br/><br/>70000<br/>1</p>   |
| <p>Глубина хранения информации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Счетчики электроэнергии: <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки, сутки, не менее</li> <li>- при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> </li> <li>– УСПД: <ul style="list-style-type: none"> <li>- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее</li> <li>- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> </li> <li>– Сервер: <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul> </li> </ul>   | <p>45<br/>40<br/><br/>45<br/>5<br/><br/>3,5</p>  |

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:
  - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
  - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
  - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
  - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
  - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал УСПД:
  - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
  - попыток несанкционированного доступа;
  - связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
  - перезапусков ИВКЭ;
  - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
  - результатов самодиагностики;
  - отключения питания.
- журнал сервера:
  - даты начала регистрации измерений;
  - перерывы электропитания;
  - программные и аппаратные перезапуски;
  - установка и корректировка времени;
  - переход на летнее/зимнее время;
  - нарушение защиты ИВК;
  - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени;
  - замена счетчика;
  - полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика;



- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (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).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ 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 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование  | Обозначение             | Количество |
|---|-------------------------|------------|
| Трансформаторы тока встроенные                                | СТIG-500                | 9 шт.      |
| Трансформаторы напряжения емкостные                           | ETH-500 УХЛ1            | 9 шт.      |
| Трансформаторы напряжения                                     | JDQXFH-500              | 9 шт.      |
| Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные | A1802RALXQV-P4GB-DW-4   | 3 шт.      |
| Устройства сбора и передачи данных                            | RTU-325T-E2-M2-B2       | 1 шт.      |
| Устройства синхронизации системного времени                   | УССВ-2                  | 1 шт.      |
| Радиосерверы точного времени                                  | РСТВ-01-01              | 1 шт.      |
| Специальное программное обеспечение                           | СПО АИИС КУЭ ЕНЭС       | 1 шт.      |
| Паспорт-Формуляр  | РЭСС.411711.АИИС.957 ПФ | 1 экз.     |

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

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Пахра (II этап), аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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  
Телефон: 8 (4922) 22-21-62  
Факс: 8 (4922) 42-31-62  
E-mail: post@orem.su

**Испытательный центр**

Акционерное общество «РЭС Групп»  
(АО «РЭС Групп»)  
ИНН 3328489050  
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9  
Телефон: 8 (4922) 22-21-62  
Факс: 8 (4922) 42-31-62  
E-mail: post@orem.su  
Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.

