

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УДС Нефть»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УДС Нефть» (далее по тексту – 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 по тексту – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), 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 – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) включает в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УСВ-3 (далее по тексту – УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «АльфаЦЕНТР».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам.

Измерительные каналы (далее по тексту – 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, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка.

АРМ субъекта оптового рынка (сервер БД) по сети Internet с использованием электронной подписи (далее по тексту – ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу ТСР/Р отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS)/ГЛОНАСС. 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 ± 1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД АИИС КУЭ более чем на ± 2 с.

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.

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

Журналы событий сервера БД 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», 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 данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 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 ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВЛ 10кВ ф. 5 ПС 110 кВ Мазунино, отп. в сторону РП-10кВ Ялыкское, оп. №528.2, ПКУ-10кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 51676-12	A1805RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,15	±3,71
						реактивная	±2,74	±6,45
2	ВЛ 10кВ ф. 9 ПС 110 кВ Мазунино, отп. в сторону РП-10кВ Ялыкское, оп. №529.2, ПКУ-10кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 51676-12	A1805RL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,15
						реактивная	±2,74	±6,45
3	ВЛ 10кВ ф. 10 ПС 110 кВ Каракулино, отп. в сторону скважины, оп. №246-1, ПКУ-10кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 10/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 55024-13	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная	±1,15	±3,85
						реактивная	±2,74	±6,72

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ВЛ 10кВ ф. 9 ПС 110 кВ Мостовое, отп. в сторону кустовых площадок, оп. №526.1, ПКУ- 10кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,5 Ктн 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 55024-13	Меркурий 234 ARTM-00 PВ.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,15	±3,85
						реактивная	±2,74	±6,72
5	ПС 110 кВ Уральская, КРУН 10кВ, 1 СШ, яч. 7	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,15	±3,24
						реактивная	±2,74	±5,59
6	ПС 110 кВ Уральская, КРУН 10кВ, 2 СШ, яч. 10	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,00	±3,17
						реактивная	±2,44	±5,52
7	ВЛ 6кВ ф. 1 ПС 110 кВ Нефтяная, отп. в сторону БКТП 2*630, оп. №9, ПКУ-6кВ	ТОЛ-10 Ш Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 47959-16	НОЛ-6 Ш Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 49075-12	A1805RLXQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,15	±3,06
						реактивная	±2,74	±5,26
8	ВЛ 6кВ ф. 11 ПС 110 кВ Нефтяная, отп. в сторону БКТП 2*630, оп. №21, ПКУ-6кВ	ТОЛ-10 Ш Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 47959-16	НОЛ-6 Ш Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 49075-12	A1805RLXQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,15	±3,06
					реактивная	±2,74	±5,26	
9	ПС 35 кВ Бараны, КРУН 10кВ, 1 СШ, яч. 5	ТОЛ-ЭС-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 34651-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,15	±3,85	
					реактивная	±2,74	±6,72	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ПС 35 кВ Бараны, КРУН 10кВ, 2 СШ, яч. 6	ТОЛ-ЭС-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 34651-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,15	±3,85
						реактивная	±2,74	±6,72
11	ПС 35 кВ Ельниково, КРУН 6кВ, I СШ, яч. 1	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	А1805RL-P4GB-DW- 3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,15	±3,24
						реактивная	±2,74	±5,59
12	ПС 35 кВ Ельниково, КРУН 6кВ, II СШ, яч. 33	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	А1805RLQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,15	±3,24
						реактивная	±2,74	±5,59
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos \varphi_j = 0,8$ инд $I=0,02 (0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-4, 9, 10 от минус 30 до плюс 30 °С, для ИК №№ 5-8, 11, 12 от плюс 5 до плюс 30 °С.</p> <p>4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.</p> <p>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.</p> <p>6 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.</p>								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	12
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц <p>- коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц <p>- температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>для ИК № 5,6,11,12</p> <p>для ИК № 1-4,7-10</p> <p>- температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С</p> <p>для ИК № 5-8,11,12</p> <p>для ИК № 1-4,9,10</p> <p>- температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2(5) до 120</p> <p>от 0,5_{инд} до 0,8_{емк}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от +5 до +30</p> <p>от -30 до +30</p> <p>от +5 до +30</p> <p>от -30 до +30</p> <p>от +15 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <p>для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>для электросчетчика А1805RL-P4G-DW-4, А1805RLXQ-P4GB-DW-4, А1805RL-P4GB-DW-3, А1805RLQ-P4GB-DW-4</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>для электросчетчика Меркурий 234 ARTM-00</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УССВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>220000</p> <p>2</p> <p>120000</p> <p>2</p> <p>220000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p> <p>45000</p> <p>2</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее	114
- при отключении питания, лет, не менее	40
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	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;

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 АИИС КУЭ типографским способом.

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.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10 III	6
Трансформатор тока	ТОЛ-ЭС-10	4
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10-21	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НОЛ-6 III	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RL-P4G-DW-4	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RLXQ-P4GB-DW-4	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RL-P4GB-DW-3	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RLQ-P4GB-DW-4	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM-00 P.B.G	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Методика поверки	МП СМО-008-2020	1
Паспорт-Формуляр	ПНГТ.411734.038.ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП СМО-008-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УДС Нефть». Методика поверки», утвержденному АО «РЭС Групп» 02.03.2020 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации», Часть 2 «Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03.04.2017 г.;
- счетчиков Меркурий 234 ARTM-00 P.B.G – по документу АВЛГ.411152.033 РЭ1 «Счетчик электрической энергии статические трехфазные «Меркурий 234». Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки», с изменением №2, утвержденному ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2017 г.;

- счетчиков А1805RL-P4G-DW-4, А1805RLXQ-P4GB-DW-4, А1805RL-P4GB-DW-3, А1805RLQ-P4GB-DW-4 – по документу «Счетчик электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа 1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу ДИЯМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденному в 2012 г.

- устройство синхронизации времени УСВ-3 по документу РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 23.03.2016 г.;

- устройство синхронизации времени УСВ-2, Рег. № 41681-10;
- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1, Рег. № 39952-08;
- миллитесламетр Ш1-15У, Рег. № 37751-08;
- термогигрометр «Ива-6Н-КП-Д», Рег. № 46434-11;
- термометр стеклянный жидкостный вибростойкий авиационный ТП-6, Рег. № 257-49.

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 «УДС Нефть», аттестованном ФБУ «Ивановский ЦСМ», аттестат об аккредитации № RA.RU.311260 от 17.08.2015 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

Общество с ограниченной ответственностью «Иматика»

(ООО «Иматика»)

ИНН 1833049250

Адрес: 426060, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Буммашевская, 8 офис 4

Телефон: 8 (3412) 245-102

Факс: 8 (3412) 245-103

E-mail: office@imatika.ru

Заявитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, Владимирская обл., 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»)

Адрес: 600017, Владимирская обл., 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.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.