

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Орскнефтеоргсинтез»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Орскнефтеоргсинтез» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, 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 включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (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 - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее - УСПД) с встроенным GPS модулем (устройством синхронизации времени (далее - УСВ)), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ПАО «Орскнефтеоргсинтез», включающий в себя сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (далее - ПО) ПК «Энергосфера», каналообразующую аппаратуру и АРМ субъекта оптового рынка.

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 (время интегрирования от 0,2 до 5 секунд) в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и реактивной 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 входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, а также дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСР/IP отчеты в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка. АРМ субъекта оптового рынка раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием ЭП по протоколу ТСР/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, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ в составе УСПД на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УСВ не более  $\pm 1$  с. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени приемника более чем на  $\pm 1$  с. Часы сервера БД синхронизируются от часов УСПД. Коррекция часов сервера БД проводится раз в 6 часов при расхождении часов сервера БД и УСПД более чем на  $\pm 1$  с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 2$  с.

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

Журналы событий сервера БД и УСПД 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 ПК «Энергосфера» версии не ниже 6.4, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» 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.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов 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	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЦРП-1А 10/6 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.31	ТОЛ-НТЗ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,2S 1500/5	ЗНОЛПМИ-10УХЛ2 Кл. т. 0,2 10000/√3:100/√3	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,9
2	ЦРП-1А 10/6 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.30	ТОЛ-НТЗ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,2S 1500/5	ЗНОЛПМИ-10УХЛ2 Кл. т. 0,2 10000/√3:100/√3	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,9
3	ЦРП-2 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.13	ТПОФ Кл. т. 0,5 750/5	НОМ-10 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,9
4	ЦРП-3 10/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.8	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1500/5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,9
5	ЦРП-3 10/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.11	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1500/5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,9
6	ЦРП-3 10/6 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.9	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ЦРП-3 10/6 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.12	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5	ЗНОЛП-10У2 Кл. т. 0,5 10000/√3:100/√3	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,9
8	ПС 110 кВ НПЗ, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т1	TG145N УХЛ1 Кл. т. 0,5S 300/5	СРВ 123 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,9
9	ПС 110 кВ НПЗ, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т2	TG145N УХЛ1 Кл. т. 0,5S 300/5	СРВ 123 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,9
10	ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.3	ТПЛ-10-М У2 Кл. т. 0,5 40/5	НОЛ.08-6 У2 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,9
11	ТП-16 10/6 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.2	ТПК-10 У3 Кл. т. 0,5 30/5	НАМИТ-10-1 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,9
12	КВЛ-6 кВ ф.5 ТП-10 на ТП-37, ТП-58 с отпайками, Предпоследняя опора, ЛМВ-1	ТПЛ-10-М У2 Кл. т. 0,5 100/5	НАМИТ-10-1 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,9
13	ТП-50 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.4	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 400/5	-	СЭТ-4ТМ.02М.10 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,8
14	ТП-50 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 400/5	-	СЭТ-4ТМ.02М.10 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,8
15	КП-2, ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.30	ТПК-10У3 Кл. т. 0,5 300/5	НАМИТ-10-1 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	ГПП Мехзавод 110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.3	ТПЛ-10с УЗ Кл. т. 0,5 400/5	НАМИТ-10-1 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,9
17	ЦРП-3 10/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.17	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 150/5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,9
18	ПС 110 кВ НПЗ-2, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т1	ТОГФ-110Ш-УХЛ1 Кл. т. 0,2S 400/5	ЗНОГ-110Ш-У1 Кл. т. 0,2 110000/√3:100/√3	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,9
19	ПС 110 кВ НПЗ-2, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т2	ТОГФ-110Ш-УХЛ1 Кл. т. 0,2S 400/5	ЗНОГ-110Ш-У1 Кл. т. 0,2 110000/√3:100/√3	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,9
20	ПС 110 кВ НПЗ-2, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.5	ТОЛ-НТЗ-10-11- УХЛ2 Кл. т. 0,2S 75/5	НАЛИ-НТЗ-6-07 Кл. т. 0,2 6000/100	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,9
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 и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 20 от минус 10 до плюс 40 °С.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипные утвержденного типа. Допускается замена сервера и каналобразующего оборудования на аналогичное. Замена оформляется в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	20
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <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> </ul> <p>- коэффициент мощности <math>\cos\phi</math></p> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 98 до 102</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"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> <li>- частота, Гц</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 сервера и УСПД, °С</li> </ul>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 0,5<sub>инд.</sub> до 0,8<sub>емк.</sub></p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +70</p> <p>от -40 до +65</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее: <ul style="list-style-type: none"> <li>для электросчетчика СЭТ-4ТМ.02М.02 (Рег. № 36697-08)</li> <li>для электросчетчика СЭТ-4ТМ.02М.02 (Рег. № 36697-12)</li> <li>для электросчетчика СЭТ-4ТМ.02М.10</li> </ul> </li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ не менее, ч</li> <li>для УСПД ЭКОМ-3000</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul>	<p>140000</p> <p>165000</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>75000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее: <ul style="list-style-type: none"> <li>для электросчетчика СЭТ-4ТМ.02М.02 (Рег. № 36697-08)</li> <li>для электросчетчика СЭТ-4ТМ.02М.02 (Рег. № 36697-12)</li> </ul> </li> <li>- при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>УСПД:</p> <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> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>113</p> <p>114</p> <p>40</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>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 по основному или резервному каналу 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;
- журнал сервера БД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике, УСПД и сервере БД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком и УСПД.

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 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) ПАО «Орскнефтеоргсинтез» 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	Тип	Рег №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10 УХЛ2	51679-12	6
Трансформатор тока	ТПОФ	518-50	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-02	6
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	1856-63	6
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	17551-03	6
Трансформатор тока	TG145N УХЛ1	30489-09	6
Трансформатор тока	ТПК-10 УЗ	22944-02	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М У2	22192-03	5
Трансформатор тока	ТПЛ-10с УЗ	29390-05	3
Трансформатор тока	ТОГФ-110Ш-УХЛ1	61432-15	6
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10-11-УХЛ2	51679-12	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПИМ-10УХЛ2	46738-11	6
Трансформатор напряжения	НОМ-10	363-49	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	16687-02	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	831-53	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10У2	23544-07	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10У2	46738-11	1
Трансформатор напряжения	СРВ 123	15853-06	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-1 УХЛ2	16687-02	4
Трансформатор напряжения	НОЛ.08-6 У2	3345-09	3
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-110-Ш-У1	61431-15	6
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ-6-07	59814-15	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.02	36697-12	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.02	36697-08	13
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.10	36697-08	2
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-09	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	-	1
Сервер БД	HP Proliant ML350 G3	-	1
Методика поверки	МП 206.1-059-2018	-	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.427 ПФ	-	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-059-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Орскнефтеоргсинтез». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 22.02.2018 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»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02М.02 - 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 ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02М.02 - 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 ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02М.10 - 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 ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;
- УСПД ЭКОМ-3000 - по документу «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 27008-04;
- 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 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) ПАО «Орскнефтеоргсинтез», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Орскнефтеоргсинтез»**

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**

Публичное акционерное общество «Орскнефтеоргсинтез» (ПАО «Орскнефтеоргсинтез»)  
ИНН 5615002700

Адрес: 462407, Оренбургская область, г. Орск, ул. Гончарова, 1а

Телефон/факс: 8(3537) 34-24-51/8(3537) 34-33-34

E-mail: mail@ornpz.ru

Web-сайт: www.ornpz.ru

**Заявитель**

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)  
Юридический адрес: 600017, область Владимирская, город Владимир, улица Сакко и Ванцетти, 23  
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9  
Телефон/факс: 8(4922)22-21-62/8(4922)42-31-62  
E-mail: post@orem.su  
Web-сайт: www.orem.su

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)  
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46  
Телефон/факс: 8(495)437-55-77/8(437)56-66  
E-mail: office@vniims.ru  
Web-сайт: www.vniims.ru  
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

**Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.