

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 27 от 12.01.2018 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Оренбургнефть» - ПС 110/35/6 кВ «Росташинская»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Оренбургнефть» - ПС 110/35/6 кВ «Росташинская» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую 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 (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе контроллера E-422.GSM и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «ТЕЛЕСКОП+», радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 40586-12), автоматизированное рабочее место персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется накопление, хранение и передача полученных данных на сервер по каналам связи стандарта GSM посредством службы передачи данных GPRS, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На сервере осуществляется обработка полученных данных, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера информация в виде xml-макетов установленных форматов передается в АРМ энергосбытовой организации АО «ЕЭСнК» по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ энергосбытовой организации АО «ЕЭСнК» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов 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.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена радиосервером точного времени РСТВ-01-01, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение часов сервера с РСТВ-01-01 осуществляется ежесекундно, корректировка часов сервера от РСТВ-01-01 производится независимо от величины расхождения.

Сравнение часов сервера с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи (1 раз в 30 минут), корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера на величину более  $\pm 2$  с.

Сравнение часов счетчиков с часами УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более  $\pm 2$  с. Передача информации от счетчика до УСПД, от УСПД до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «ТЕЛЕСКОП+» версии 4.0.4. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «ТЕЛЕСКОП+». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «ТЕЛЕСКОП+»

| Идентификационные данные (признаки)             | Значение                             |                                      |                                      |
|---|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Идентификационное наименование ПО               | Server_MZ4.dll                       | PD_MZ4.dll                           | ASCUE_MZ4.dll                        |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО       | не ниже 1.0.1.1                      |                                      |                                      |
| Цифровой идентификатор ПО                       | f851b28a924da7cde6a57eb2<br>ba15af0c | 2b63c8c01bcd61c4f5b15<br>e097f1ada2f | cda718bc6d123b63a882<br>2ab86c2751ca |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5                                  |                                      |                                      |

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

| Но-<br>мер<br>ИК | Наименование<br>точки измерений   | Измерительные компоненты                           |  |  |                                 | Сервер               | Вид<br>электро-<br>энергии      | Метрологические<br>характеристики ИК   |   |
|------------------|---|--|--|--|---------------------------------|----------------------|---------------------------------|--|---|
|                  |   | ТТ   | ТН   | Счетчик  | УСПД                            |                      |                                 | Границы<br>допускаемой<br>основной<br>относитель-<br>ной погреш-<br>ности, ( $\pm\delta$ ) % | Границы<br>допускаемой<br>относительной<br>погрешности<br>в рабочих<br>условиях,<br>( $\pm\delta$ ) % |
| 1                | 2   | 3  | 4  | 5  | 6                               | 7                    | 8                               | 9  | 10  |
| 1                | ПС 110/35/6 кВ<br>«Росташинская»,<br>ОРУ-110 кВ,<br>1ш-110 кВ,<br>ВЛ-110 кВ<br>Южная-<br>Росташинская-1<br>цепь | ТОГФ-110<br>Кл.т. 0,2S<br>600/5<br>Рег. № 44640-10 | НКФ-110-83У1<br>Кл.т. 0,5<br>110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$<br>Рег. № 1188-84 | СЭТ-4ТМ.03М<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 36697-12 | Е-422.GSM<br>Рег. №<br>46553-11 | HP ProLiant<br>ML350 | Активная<br><br>Реактив-<br>ная | 0,9<br><br>1,6   | 1,6<br><br>2,6  |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2  | 3  | 4   | 5  | 6                            | 7                    | 8               | 9   | 10  |
|---|--|--|---|--|------------------------------|----------------------|-----------------|-----|-----|
| 2 | ПС 110/35/6 кВ<br>«Росташинская»,<br>ОРУ-110 кВ,<br>2сш-110 кВ,<br>ВЛ-110 кВ<br>Южная-<br>Росташинская-2<br>цепь | ТОГФ-110<br>Кл.т. 0,2S<br>600/5<br>Пер. № 44640-10   | НКФ-110-83У1<br>Кл.т. 0,5<br>110000/√3/100/√3<br>Пер. № 1188-84 | СЭТ-4ТМ.03М<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Пер. № 36697-12         | Е-422.GSM<br>Пер. № 46553-11 | HP ProLiant<br>ML350 | Активная        | 0,9 | 1,6 |
|   |  |  |   |  |                              |                      | Реактив-<br>ная | 1,6 | 2,6 |
| 3 | ПС 110/35/6 кВ<br>«Росташинская»,<br>ОРУ-110 кВ,<br>1сш-110 кВ,<br>ВЛ-110 кВ Соро-<br>чинская-Ростоши            | ТФМ-110Б-1У1<br>Кл.т. 0,5<br>600/5<br>Пер. № 2793-71 | НКФ-110-83У1<br>Кл.т. 0,5<br>110000/√3/100/√3<br>Пер. № 1188-84 | СЭТ-<br>4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Пер. № 36697-12  | Е-422.GSM<br>Пер. № 46553-11 |                      | Активная        | 1,3 | 3,3 |
|   |  |  |   |  |                              |                      | Реактив-<br>ная | 2,5 | 5,6 |
| 4 | ПС 110/35/6 кВ<br>«Росташинская»,<br>ОРУ-110 кВ,<br>осш-110 кВ,<br>ОМВ-110 кВ                                    | ТФМ-110Б-1У1<br>Кл.т. 0,5<br>600/5<br>Пер. № 2793-71 | НКФ-110-83У1<br>Кл.т. 0,5<br>110000/√3/100/√3<br>Пер. № 1188-84 | СЭТ-4ТМ.03.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Пер. № 27524-04       | Е-422.GSM<br>Пер. № 46553-11 |                      | Активная        | 1,3 | 3,3 |
|   |  |  |   |  |                              |                      | Реактив-<br>ная | 2,5 | 5,2 |
| 5 | ПС 110/35/6 кВ<br>«Росташинская»,<br>ОРУ-110 кВ,<br>2сш-110 кВ,<br>ВЛ-110 кВ Бузу-<br>лукская-Ростоши            | ТФМ-110Б-1У1<br>Кл.т. 0,5<br>300/5<br>Пер. № 2793-71 | НКФ-110-83У1<br>Кл.т. 0,5<br>110000/√3/100/√3<br>Пер. № 1188-84 | СЭТ-<br>4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Пер. № 36697-12  | Е-422.GSM<br>Пер. № 46553-11 | Активная             | 1,3             | 3,3 |     |
|   |  |  |   |  |                              | Реактив-<br>ная      | 2,5             | 5,6 |     |
| 6 | ПС 35/6 кВ<br>«Первомайская»,<br>РУ-6 кВ, 1сш<br>6 кВ, яч.1  | ТОЛ-10 УТ2<br>Кл.т. 0,5<br>600/5<br>Пер. № 6009-77   | ЗНОЛ-06<br>Кл.т. 0,5<br>6000/√3/100/√3<br>Пер. № 3344-72        | СЭТ-4ТМ.02.2-<br>13<br>Кл.т. 0,5S/0,5<br>Пер. № 20175-01 | Е-422.GSM<br>Пер. № 46553-11 | Активная             | 1,3             | 3,3 |     |
|   |  |  |   |  |                              | Реактив-<br>ная      | 2,3             | 4,6 |     |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2  | 3  | 4   | 5  | 6                            | 7                    | 8           | 9   | 10  |
|---|--|--|---|--|------------------------------|----------------------|-------------|-----|-----|
| 7 | ПС 35/6 кВ<br>«Первомайская»,<br>РУ-6 кВ, 2сш<br>6 кВ, яч.18 | ТОЛ-10 УТ2<br>Кл.т. 0,5<br>100/5<br>Рег. № 6009-77 | ЗНОЛ-06<br>Кл.т. 0,5<br>6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$<br>Рег. № 3344-72 | СЭТ-4ТМ.02.2-13<br>Кл.т. 0,5S/0,5<br>Рег. № 20175-01 | Е-422.GSM<br>Рег. № 46553-11 | HP ProLiant<br>ML350 | Активная    | 1,3 | 3,3 |
|   |  |  |   |  |                              |                      | Реактив-ная | 2,3 | 4,6 |
| 8 | ПС 35/6 кВ<br>«Первомайская»,<br>РУ-6 кВ, 2сш<br>6 кВ, яч.7  | ТОЛ-10<br>Кл.т. 0,5<br>100/5<br>Рег. № 7069-79     | ЗНОЛ-06<br>Кл.т. 0,5<br>6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$<br>Рег. № 3344-72 | СЭТ-4ТМ.02.2-13<br>Кл.т. 0,5S/0,5<br>Рег. № 20175-01 | Е-422.GSM<br>Рег. № 46553-11 |                      | Активная    | 1,3 | 3,3 |
|   |  |  |   |  |                              |                      | Реактив-ная | 2,3 | 4,6 |

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.

3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 1, 2 указана для тока 2 % от  $I_{ном}$ , для ИК №№ 3-8 - для тока 5 % от  $I_{ном}$ .

4 ТТ по ГОСТ 7746-2001, ТН по ГОСТ 1983-2001, счетчики в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83. Но ввиду отсутствия в ГОСТ Р 52425-2005 класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,5 устанавливаются равными пределам соответствующих погрешностей счетчиков активной энергии класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005.

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. Допускается замена УСПД и РСТВ-01 на аналогичные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

| Наименование характеристики  | Значение  |
|--|---|
| 1  | 2   |
| Количество ИК  | 8   |
| <p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>для ИК №№ 1, 2</p> <p>для ИК №№ 3-8</p> <p>коэффициент мощности cosφ</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>  | <p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>  |
| <p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>для ИК №№ 1, 2</p> <p>для ИК №№ 3-8</p> <p>коэффициент мощности cosφ</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p>  | <p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +15 до +35</p> <p>от +15 до +25</p> <p>от +10 до +30</p> |
| <p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч,</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч,</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч,</p> <p>для УСПД:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для РСТВ-01:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> | <p>165000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>55000</p> <p>24</p> <p>55000</p> <p>1</p> <p>100000</p> <p>1</p>  |
| <p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчика:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут,</p> <p>не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p>   | <p>113</p> <p>5</p>   |

Продолжение таблицы 3

| 1   | 2                       |
|---|-------------------------|
| <p>для УСПД:<br/>суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее<br/>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для сервера:<br/>хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p> | <p>45<br/>5<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 счетчика:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике и УСПД;  
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность 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);  
сервере (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 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. |
|---|-------------------|----------------------|
| Трансформаторы тока   | ТОГФ-110          | 6                    |
| Трансформаторы тока измерительные   | ТФМ-110Б-1У1      | 9                    |
| Трансформаторы тока   | ТОЛ-10 УТ2        | 4                    |
| Трансформаторы тока   | ТОЛ-10            | 2                    |
| Трансформаторы напряжения   | НКФ-110-83У1      | 6                    |
| Трансформаторы напряжения   | ЗНОЛ-06           | 6                    |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные  | СЭТ-4ТМ.03М       | 4                    |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные  | СЭТ-4ТМ.03        | 1                    |
| Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока, статические, многофункциональные | СЭТ-4ТМ.02        | 3                    |
| Контроллер  | Е-422.GSM         | 2                    |
| Радиосерверы точного времени  | РСТВ-01           | 1                    |
| Сервер  | HP ProLiant ML350 | 1                    |
| Методика поверки  | МП ЭПР-018-2017   | 1                    |
| Паспорт-формуляр  | ОН.411711.001.ФО  | 1                    |

### Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-018-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Оренбургнефть» - ПС 110/35/6 кВ «Росташинская». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 15.08.2017 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчик СЭТ-4ТМ.02 - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.087 РЭ1 «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации», раздел «Методика поверки», согласованным ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ;
- контроллер Е-422.GSM - в соответствии с документом АВБЛ.468212.062 МП «Контроллеры Е-422.GSM. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- РСТВ-01 - в соответствии с документом ПЮЯИ.468212.039МП «Радиосерверы точного времени РСТВ-01. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 30.11.11 г.;



- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

**Сведения о методиках (методах) измерений**  
приведены в эксплуатационном документе.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Оренбургнефть» - ПС 110/35/6 кВ «Росташинская»**

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

**Изготовитель**

Публичное акционерное общество «Оренбургнефть» (ПАО «Оренбургнефть»)

ИНН 5612002469

Адрес: 461040, Оренбургская обл., г. Бузулук, ул. Магистральная, д. 2

Телефон (факс): (35342) 7-48-40

Web-сайт: [orenburgneft.rosneft.ru](http://orenburgneft.rosneft.ru); E-mail: [orenburgneft@rosneft.ru](mailto:orenburgneft@rosneft.ru)

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: (495) 380-37-61; E-mail: [energopromresurs2016@gmail.com](mailto:energopromresurs2016@gmail.com)

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.