

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «23» апреля 2025 г. № 804

Регистрационный № 95311-25

Лист № 1  
Всего листов 10

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» 3.0

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» 3.0 (далее – АИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер на базе закрытой облачной системы с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации времени (УСВ), каналообразующую 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 выхода счетчика при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер.

На сервере выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Дополнительно сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭМ).

Передача информации от сервера или АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ производится по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с часами УСВ осуществляется не реже одного раза в час. Корректировка часов сервера производится при расхождении с часами УСВ более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более  $\pm 1$  с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» 3.0 наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 020 указывается в формуляре.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

| Идентификационные данные (признаки)             | Значение                         |
|---|----------------------------------|
| Идентификационное наименование ПО               | ac_metrology.dll                 |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО       | не ниже 12.1                     |
| Цифровой идентификатор ПО                       | 3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5                              |

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

| Но-<br>мер<br>ИК | Наименование<br>точки измерений  | Измерительные компоненты  |  |  | Вид<br>элек-<br>тро-<br>энергии  | Границы до-<br>пускаемой ос-<br>новной отно-<br>сительной по-<br>грешности<br>( $\pm\delta$ ), % | Границы до-<br>пускаемой от-<br>носительной<br>погрешности<br>в рабочих<br>условиях<br>( $\pm\delta$ ), % |
|------------------|--|---|--|--|----------------------------------|--|---|
|                  |  | ТТ  | Счетчик  | УСВ  |                                  |  |   |
| 1                | 2  | 3   | 4  | 5  | 6                                | 7  | 8   |
| 1                | ПС 110 кВ Б. Ремонтное, ОРУ-110 кВ, СЩ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ремонтная - Б. Ремонтное с отпайкой на ПС Джангар | ТЛМ-110<br>Кл. т. 0,5S<br>600/5<br>Рег. № 59982-15<br>Фазы: A; B; C | НАМИ-110<br>Кл. т. 0,2<br>110000/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$<br>Рег. № 60353-15<br>Фазы: A; B; C | A1805RAL-<br>P4GB-DW-4<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 31857-20 | Актив-<br>ная<br>Реак-<br>тивная | 1,1<br>2,2   | 3,3<br>5,6  |
| 2                | ПС 110 кВ Б. Ремонтное, РУ-10 кВ, 1 СЩ 10 кВ, Ввод 10 кВ Т-1   | ТЛМ-10<br>Кл. т. 0,5<br>600/5<br>Рег. № 2473-69<br>Фазы: A; C       | НАМИ-10-95<br>Кл. т. 0,5<br>10000/100<br>Рег. № 60002-15<br>Фазы: ABC                            | A1802RAL-<br>P4GB-DW-3<br>Кл. т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 31857-06 | Актив-<br>ная<br>Реак-<br>тивная | 1,1<br>2,3   | 3,0<br>4,6  |
| 3                | ПС 110 кВ Б. Ремонтное, РУ-10 кВ, 2 СЩ 10 кВ, Ввод 10 кВ Т-2   | ТЛМ-10<br>Кл. т. 0,5<br>200/5<br>Рег. № 2473-69<br>Фазы: A; C       | НАМИ-10-95<br>УХЛ2<br>Кл. т. 0,5<br>10000/100<br>Рег. № 20186-05<br>Фазы: ABC                    | A1802RAL-<br>P4GB-DW-4<br>Кл. т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 31857-06 | Актив-<br>ная<br>Реак-<br>тивная | 1,1<br>2,3   | 3,0<br>4,6  |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2   | 3   | 4  | 5   | 6                  | 7                    | 8                    | 9   | 10 |
|---|---|---|--|---|--------------------|----------------------|----------------------|-----|----|
| 4 | ПС 110 кВ<br>Богородская, РУ-10<br>кВ, СЩ 10 кВ,<br>Ввод 10 кВ Т-1                                      | ТВЛМ-10<br>Кл. т. 0,5<br>150/5<br>Рег. № 1856-63<br>Фазы: А; В; С                                 | НАМИ-10<br>Кл. т. 0,2<br>10000/100<br>Рег. № 11094-87<br>Фазы: ABC   | A1802RAL-<br>P4GB-DW-4<br>Кл. т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 31857-06                            |                    |                      | Актив-<br>ная<br>1,0 | 2,9 |    |
| 5 | ПС 110 кВ Заветин-<br>ская, ОРУ-110 кВ, 2<br>СЩ 110 кВ, ВЛ 110<br>кВ Заветинская -<br>Советская         | Рег. № 2793-88<br>Фазы: А; В<br>ТФЗМ 110Б-1<br>Кл. т. 0,2S<br>300/5<br>Рег. № 26420-08<br>Фаза: С | НКФ110-83У1<br>Кл. т. 0,5<br>110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$<br>Рег. № 1188-84<br>Фазы: А; В; С<br>300/5<br>Рег. № 26420-08<br>Фаза: С | A1802RAL-P4G-<br>DW-4<br>Кл. т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 31857-06<br>УСВ-2<br>Рег. № 41681-10 | VMware<br>41681-10 | Актив-<br>ная<br>1,1 | 3,0                  |     |    |
| 6 | ПС 110 кВ<br>Сандатовская,<br>ОРУ-110 кВ, 1 СЩ<br>110 кВ, ВЛ 110 кВ<br>Сандатовская -<br>Виноградовская | ТФНД-110М<br>Кл. т. 0,5<br>300/5<br>Рег. № 2793-71<br>Фазы: А; В; С                               | НКФ110-83У1<br>Кл. т. 0,5<br>110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$<br>Рег. № 1188-84<br>Фазы: А; В; С  | A1802RAL-P4G-<br>DW-4<br>Кл. т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 31857-06                             |                    | Актив-<br>ная<br>1,1 | 3,0                  |     |    |
| 7 | ПС 110 кВ<br>Сандатовская,<br>ОРУ-35 кВ, 1 СЩ<br>35 кВ, ВЛ-35 кВ<br>Сандатовская -<br>Городовиковская   | ТФН-35М<br>Кл. т. 0,5<br>100/5<br>Рег. № 3690-73<br>Фазы: А; С                                    | ЗНОМ-35-65<br>Кл. т. 0,5<br>35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$<br>Рег. № 912-70<br>Фазы: А; В; С   | A1802RAL-P4G-<br>DW-4<br>Кл. т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 31857-06                             |                    | Актив-<br>ная<br>1,1 | 3,0                  |     |    |

Продолжение таблицы 2

| 1  | 2  | 3   | 4   | 5  | 6                        | 7      | 8               | 9   | 10  |
|----|--|---|---|--|--------------------------|--------|-----------------|-----|-----|
| 8  | ПС 35 кВ Первомайская, ОРУ-35 кВ, 1 СП 35 кВ, ВЛ 35 кВ Первомайская - Воробьевская           | ТФ3М-35А-У1<br>Кл. т. 0,5<br>100/5<br>Рег. № 3690-73<br>Фазы: А; В; С | ЗНОМ-35-65<br>Кл. т. 0,5<br>$35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$<br>Рег. № 912-70<br>Фазы: А; В; С | A1802RAL-P4GB-DW-4<br>Кл. т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 31857-06 |                          |        | Актив-<br>ная   | 1,1 | 3,0 |
| 9  | ПС 35 кВ Краснопартизанская, ОРУ-35 кВ, СП 35 кВ, ВЛ 35 кВ Краснопартизанская - 40 лет ВЛКСМ | ТОЛ-35<br>Кл. т. 0,2S<br>100/5<br>Рег. № 21256-07<br>Фазы: А; В; С    | ЗНОМ-35-65<br>Кл. т. 0,5<br>$35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$<br>Рег. № 912-07<br>Фазы: А; В; С | A1802RAL-P4G-DW-4<br>Кл. т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 31857-06  |                          |        | Актив-<br>ная   | 0,9 | 1,6 |
| 10 | ПС 35 кВ Краснопартизанская, КРУН-10 кВ, СШ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Красногорьская - 40 лет ВЛКСМ    | ТОЛ-СЭЦ-10<br>Кл. т. 0,5<br>50/5<br>Рег. № 32139-06<br>Фазы: А; С     | НАМИТ-10-2<br>Кл. т. 0,5<br>10000/100<br>Рег. № 16687-02<br>Фазы: ABC                       | A1802RAL-P4GB-DW-4<br>Кл. т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 31857-06 | УСБ-2<br>Рег. № 41681-10 | VMware | Актив-<br>ная   | 1,1 | 3,0 |
| 11 | ПС 35 кВ Чапаевская, РУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Чапаевская - Яшалта - 1 с отпайкой на ПС Яшалтинская | ТФНД-35М<br>Кл. т. 0,5<br>100/5<br>Рег. № 3689-73<br>Фаза: А          | НАМИ-35 УХЛ<br>Кл. т. 0,5<br>35000/100<br>Рег. № 19813-00<br>Фазы: ABC                      | A1802RAL-P4G-DW-4<br>Кл. т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 31857-06  |                          |        | Актив-<br>ная   | 1,1 | 3,0 |
|    |  |   |   |  |                          |        | Реак-<br>тивная | 2,3 | 4,6 |

Продолжение таблицы 2

| 1  | 2   | 3  | 4  | 5   | 6                     | 7      | 8                     | 9       | 10      |
|----|---|--|--|---|-----------------------|--------|-----------------------|---------|---------|
| 1  | ПС 110 кВ Ремонт-ненская, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ремонт-ненская - Б. Ремонтное с отпайкой на ПС Джантар | ТГМ-1110 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 59982-15 Фазы: А; В; С | НКФ110-83У1 Кл. т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$ Per. № 1188-84 Фазы: А; В; С | A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Per. № 31857-06 | УСВ-2 Рег. № 41681-10 | VMware | Актив-ная Peak-тивная | 1,1 2,3 | 3,0 5,0 |
| 12 |   |  |  |   |                       |        |                       |         |         |

Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)

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 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 1, 9, 12 для силы тока 2 % от  $I_{\text{ном}}$ , для остальных ИК – для силы тока 5 % от  $I_{\text{ном}}$ ;  $\cos \varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ГТ, 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 УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

| Наименование характеристики  | Значение   |
|--|--|
| Количество ИК  | 12   |
| Нормальные условия:<br>параметры сети:<br>напряжение, % от $U_{ном}$<br>сила тока, % от $I_{ном}$<br>для ИК №№ 1, 9, 12<br>для остальных ИК<br>коэффициент мощности $\cos\phi$<br>частота, Гц<br>температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$  | от 95 до 105<br>от 1 до 120<br>от 5 до 120<br>0,9<br>от 49,8 до 50,2<br>от +15 до +25  |
| Условия эксплуатации:<br>параметры сети:<br>напряжение, % от $U_{ном}$<br>сила тока, % от $I_{ном}$<br>для ИК №№ 1, 9, 12<br>для остальных ИК<br>коэффициент мощности $\cos\phi$<br>частота, Гц<br>температура окружающей среды в месте расположения ТТ, $T_{\text{H}}$ , $^{\circ}\text{C}$<br>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, $^{\circ}\text{C}$<br>температура окружающей среды в месте расположения сервера, $^{\circ}\text{C}$ | от 90 до 110<br>от 1 до 120<br>от 5 до 120<br>от 0,5 до 1,0<br>от 49,6 до 50,4<br>от -45 до +40<br>от +5 до +40<br>от +15 до +25 |
| Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:<br>для счетчиков:<br>среднее время наработки на отказ, ч, не менее<br>среднее время восстановления работоспособности, ч<br>для УСВ:<br>среднее время наработки на отказ, ч, не менее<br>среднее время восстановления работоспособности, ч<br>для сервера:<br>среднее время наработки на отказ, ч, не менее<br>среднее время восстановления работоспособности, ч   | 120000<br>2<br>35000<br>2<br>70000<br>1  |
| Глубина хранения информации:<br>для счетчиков:<br>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут,<br>не менее<br>при отключении питания, лет, не менее<br>для сервера:<br>хранение результатов измерений и информации состояний<br>средств измерений, лет, не менее  | 180<br>30<br>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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;

коррекции времени в счетчиках.

- журнал сервера:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчиках и сервере;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчиков электрической энергии;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметризации:
  - счетчиков электрической энергии;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);  
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;  
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);  
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование  | Обозначение   | Количество, шт./экз. |
|---|---------------|----------------------|
| 1   | 2             | 3                    |
| Трансформаторы тока измерительные                     | ТВЛМ-10       | 3                    |
| Трансформаторы тока                                   | ТЛМ-10        | 4                    |
| Трансформаторы тока                                   | ТОЛ-СЭЩ-10    | 2                    |
| Трансформаторы тока                                   | ТФН-35М       | 3                    |
| Трансформаторы тока                                   | ТФНД-35М      | 1                    |
| Трансформаторы тока                                   | ТФЗМ-35А-У1   | 3                    |
| Трансформаторы тока                                   | ТОЛ-35        | 3                    |
| Трансформаторы тока измерительные                     | ТФНД-110М     | 3                    |
| Трансформаторы тока                                   | ТГМ-110       | 6                    |
| Трансформаторы тока климатического исполнения VI, ХЛ1 | ТФЗМ-110Б-ГУ1 | 2                    |
| Трансформаторы тока                                   | ТФЗМ 110Б-І   | 1                    |
| Трансформаторы напряжения                             | НАМИ-10       | 1                    |

Продолжение таблицы 4

| 1   | 2                  | 3  |
|---|--------------------|----|
| Трансформаторы напряжения                                     | НАМИ-10-95 УХЛ2    | 1  |
| Трансформаторы напряжения антрезонансные трехфазные           | НАМИ-10-95         | 1  |
| Трансформаторы напряжения                                     | НАМИТ-10-2         | 1  |
| Трансформаторы напряжения                                     | ЗНОМ-35-65         | 9  |
| Трансформаторы напряжения антрезонансные трехфазные           | НАМИ-35 УХЛ1       | 1  |
| Трансформаторы напряжения                                     | НКФ110-83У1        | 9  |
| Трансформаторы напряжения антрезонансные однофазные           | НАМИ-110           | 3  |
| Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные | Альфа А1800        | 12 |
| Устройства синхронизации времени                              | УСВ-2              | 1  |
| Сервер на базе закрытой облачной системы                      | VMware             | 1  |
| Формуляр  | ТНСЭ.366305.020.ФО | 1  |
| Методика поверки  | —                  | 1  |

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» 3.0», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

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

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

**Правообладатель**

Публичное акционерное общество «ТНС энерго Ростов-на-Дону»  
(ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону»)  
ИНН 6168002922

Юридический адрес: 344022, г. Ростов-на-Дону, пер. Журавлева, д. 47  
Телефон: (863) 307-73-03  
E-mail: tns-rostov@rostov.tns-e.ru  
Web-сайт: <https://rostov.tns-e.ru>

**Изготовитель**

Публичное акционерное общество «ТНС энерго Ростов-на-Дону»  
(ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону»)  
ИНН 6168002922

Адрес: 344022, г. Ростов-на-Дону, пер. Журавлева, д. 47  
Телефон: (863) 307-73-03  
E-mail: tns-rostov@rostov.tns-e.ru  
Web-сайт: <https://rostov.tns-e.ru>

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»  
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)  
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,  
д. 57, оф. 19  
Телефон: (495) 380-37-61  
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com  
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

