

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Туапсе, вторая очередь (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе», вторая очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Туапсе, вторая очередь (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе», вторая очередь) (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трёхуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии 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, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 (далее - контроллер СИКОН С70), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени УСВ-1 (Зав. № 1274).

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) состоит из двух центров сбора и обработки информации - ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе» и Центр сбора и обработки данных (далее - ЦСОД) АО «НЭСК».

ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе» включает в себя сервер опроса ИВКЭ и баз данных с программным обеспечением (далее - ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени УСВ-1 (Зав. № 737), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

ЦСОД АО «НЭСК» включает в себя серверы для организации и обслуживания локальной вычислительной сети предприятия, в том числе сервер базы данных АИИС КУЭ с ПО «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени УСВ-1 (Зав. № 1624), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

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.

Для измерительного канала (далее - ИК) № 1 цифровой сигнал с выходов счетчика по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы контроллера СИКОН С70, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к контроллеру СИКОН С70 устройствам. Далее, контроллер СИКОН С70 передает измерительную информацию в ИБК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе» по основному и резервному сотовым каналам связи стандарта GSM.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи через преобразователь интерфейсов поступает на соответствующие GSM-модемы, далее по сотовым каналам связи стандарта GSM передается непосредственно в ИБК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Из ИБК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе» информация о результатах измерений активной и реактивной электроэнергии и «журналы событий» передаются в ЦСОД АО «НЭСК».

Передача информации из ЦСОД АО «НЭСК» в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 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 для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройства синхронизации времени УСВ-1, синхронизирующие часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав каждого УСВ-1. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC составляют не более 0,5 с.

Сличение часов сервера ИБК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе» и часов сервера ЦСОД АО «НЭСК» с соответствующим УСВ-1 происходит не реже 1 раза в час. Коррекция часов каждого сервера осуществляется автоматически независимо от наличия расхождений.

Сличение часов контроллера СИКОН С70 с соответствующим УСВ-1 осуществляется ежеминутно. Коррекция часов контроллера СИКОН С70 осуществляется автоматически независимо от наличия расхождений, погрешность синхронизации не более $\pm 0,1$ с.

Для ИК № 1 сличение показаний часов счетчика с часами контроллера СИКОН С70 производится во время сеанса связи со счётчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчика осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов контроллера СИКОН С70 на величину более ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки. Для остальных ИК сличение показаний часов счетчиков с часами сервера ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе» производится во время сеанса связи со счётчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчика осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов сервера на величину более ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Передача информации от счётчика электрической энергии до контроллера СИКОН С70 (для ИК № 1), от контроллера СИКОН С70 до сервера ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе», и от счётчика электрической энергии (для остальных ИК) до сервера ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе» реализована с помощью каналов связи. Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают время и дату коррекции времени и фиксируют время до и после коррекции. Журналы событий УСПД и сервера отражают время и дату коррекции времени и фиксируют время до коррекции.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, а также с помощью специальных программных средств, что соответствует уровню «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

| Идентификационные данные (признаки) | Значение | | | | | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| Идентификационное наименование ПО | CalcClients.dll | CalcLeakage.dll | CalcLosses.dll | Metrology.dll | ParseBin.dll | ParseIEC.dll | ParseModbus.dll | ParsePiramida.dll | SynchroNSI.dll | VerifyTime.dll |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 3.0 | | | | | | | | | |
| Цифровой идентификатор ПО | e55712d0 b1b21906 5d63da94 9114dae4 | b1959ff70 be1eb17c 83f7b0f6d 4a132f | d79874d1 0fc2b156 a0fdc27e 1ca480ac | 52e28d7b6 08799bb3c cea41b548 d2c83 | 6f557f885 b7372613 28cd7780 5bd1ba7 | 48e73a92 83d1e664 94521f63 d00b0d9f | c391d642 71acf405 5bb2a4d3 fe1f8f48 | ecf532935 ca1a3fd32 15049af1f d979f | 530d9b01 26f7cdc2 3ecd814c 4eb7ca09 | 1ea5429b 261fb0e2 884f5b35 6a1d1e75 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора | MD5 | | | | | | | | | |

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 1-го, 2-го и 3-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

| Но- мер ИК | Номер точки измере- ний на одноли- нейной схеме | Наименование точки измерений | Измерительные компоненты | | | | Сервер | Вид электро- энергии | Метрологические харак- теристики ИК | | |
|------------------|---|---|---|---|---|------------------------------------|-----------------|----------------------------|---|---|--|
| | | | ТТ | ТН | Счетчик | УСПД | | | Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти, ($\pm\delta$) % | Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях, ($\pm\delta$) % | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | |
| 1 | 40 | ПС 110/6 кВ «Ту- апсе-Городская», РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №21, «Ф-21» | ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Пер. № 32139-06 | НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Пер. № 831-53 | СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08 | СИКОН С70 Пер. № 28822-05 | НР DL380G4 | Актив- ная | 1,3 | 3,5 | |
| | | | | | | | | Реак- тивная | 2,5 | 6,0 | |
| 2 | 41 | ТП-139 6/0,4 кВ, с.ш. 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ от ТП-96 6/0,4 кВ | ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 400/5 Пер. № 51623-12 | ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Пер. № 35956-12 | СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04 | - | | Актив- ная | 1,3 | 3,5 | |
| | | | | | | | Реак- тивная | 2,5 | 5,8 | | |
| 3 | 42 | РП-9 6 кВ, с.ш. 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ от ТП-96 6/0,4 кВ | ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 600/5 Пер. № 51623-12 | ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Пер. № 35956-12 | СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04 | - | Актив- ная | 1,3 | 3,5 | | |
| | | | | | | | Реак- тивная | 2,5 | 5,8 | | |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|---|----|---|--|--|--|---|---------------|--------------------------------------|----------------|----------------|
| 4 | 43 | ТП-140 6/0,4 кВ, с.ш. 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ от ТП-96 6/0,4 кВ | ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 51623-12 | ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√3 Рег. № 35956-12 | СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04 | - | НР DL380G4 | Актив- ная Реак- тивная | 1,3 2,5 | 3,5 5,8 |

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 и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном} \cos \varphi = 0,8$ инд.

4 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 контроллера СИКОН С70, УСВ-1 (рег. № 28716-05) на однотипные утвержденных типов. 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 | 4 |
| <p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды, °С | <p>от 95 до 105</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,02</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: <ul style="list-style-type: none"> - $\cos\varphi$ - $\sin\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения контроллера СИКОН С70, °С | <p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,5 до 1,0</p> <p>от 0,5 до 0,87</p> <p>от 49,8 до 50,02</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -10 до +35</p> <p>от +10 до +25</p> |
| <p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>счетчики типа СЭТ-4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>контроллер СИКОН С70:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСВ-1:</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>140000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>113060</p> <p>1</p> |
| <p>Глубина хранения информации:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>контроллер СИКОН С70:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, чуток, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее | <p>113</p> <p>5</p> <p>45</p> <p>5</p> <p>3,5</p> |

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и контроллера СИКОН С70 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.
- журнал контроллера СИКОН С70:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и контроллере СИКОН С70;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - контроллера СИКОН С70;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - контроллера СИКОН С70;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- контроллере СИКОН С70 (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 входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование компонента | Тип компонента | Количество |
|--|------------------------|------------|
| Трансформаторы тока | ТОЛ-СЭЩ-10 | 2 шт. |
| Трансформаторы тока | ТОЛ-СЭЩ | 9 шт. |
| Трансформаторы напряжения | НТМИ-6 | 1 шт. |
| Трансформаторы напряжения | ЗНОЛ-СЭЩ-6 | 9 шт. |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные | СЭТ-4ТМ.03М | 1 шт. |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные | СЭТ-4ТМ.03 | 3 шт. |
| Контроллеры сетевые промышленные | СИКОН С70 | 1 шт. |
| Устройства синхронизации времени | УСВ-1 | 3 шт. |
| Сервер ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе» | HP DL380G4 | 1 шт. |
| Сервер ЦСОД АО «НЭСК» | HP DL380G4 | 1 шт. |
| Методика поверки | МП 201-017-2016 | 1 экз. |
| Паспорт-формуляр | ЕКМН.466453.022-7.2 ПФ | 1 экз. |

Поверка

осуществляется по документу МП 201-017-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Туапсе, вторая очередь (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе», вторая очередь). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2016 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»;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- контроллер СИКОН С70 - в соответствии с документом ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденным ВНИИМС в 2005 г.;
- устройство синхронизации времени УСВ-1 - в соответствии с документом ВЛСТ 221.00.000МП «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный № 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 АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ЕКМН.466453.022-7.2РЭ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Туапсе, вторая очередь (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе», вторая очередь). Руководство пользователя».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Туапсе, вторая очередь (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе», вторая очередь)

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

Акционерное общество «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» (АО «НЭСК»)

ИНН: 2308091759

Адрес: 350033, Россия, Краснодарский край, г. Краснодар, пер. Переправный, 13, офис 101

Тел./факс: (861) 992-70-00 / (861) 992-70-55

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)

ИНН: 7707798605

Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

Тел.: (499) 917-03-54

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, 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. « ____ » _____ 2016 г.