



ФЕДЕРАЛЬНОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
«ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЦЕНТР СТАНДАРТИЗАЦИИ,  
МЕТРОЛОГИИ И ИСПЫТАНИЙ В Г. МОСКВЕ»  
(ФБУ «РОСТЕСТ – МОСКВА»)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора  
ФБУ «Ростест-Москва»

М.п.

Е.В. Морин

« 21» июля 2017 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ  
КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (АИИС КУЭ)  
ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ  
ООО «ЭНЕРГОСОЮЗ» (ОАО «БИОДЕН», ОАО «ТПР «ВГТЗ», ОАО «ВЗТДИН»,  
ВОЛГОГРАДСКИЙ ФИЛИАЛ ООО «ОМСКТЕХУГЛЕРОД», ОАО «ВКЗ»,  
ОАО «ВОЛГОГРАДСКИЙ НЕФТЕМАШ»)

Методика поверки

МП-1503/446-2013  
С изменением №1

Москва  
2017 г.

Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей ООО «Энергосоюз» (ОАО «Биоден», ОАО «ТПР «ВгТЗ», ОАО «ВЗТДиН», Волгоградский филиал ООО «Омсктехуглерод», ОАО «ВКЗ», ОАО «Волгоградский нефтемаш») и устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверок ее информационно-измерительных каналов (далее по тексту – ИИК).

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с межповерочным интервалом, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент, и поверка АИИС КУЭ не проводится. После поверки измерительного компонента и восстановления ИИК выполняется проверка ИИК, той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой измерительного компонента, не нарушили метрологических свойств ИИК.

Допускается поверка отдельных ИИК, входящих в состав АИИС КУЭ, с указанием в приложении к свидетельству о поверке перечня поверенных ИИК.

В состав ИИК системы входят измерительные компоненты, приведенные в описании типа АИИС КУЭ.

Интервал между поверками четыре года.

## 1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1. Подготовка к поверке	6	Да	Да
2. Внешний осмотр	7.1	Да	Да
3. Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	7.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	7.3	Да	Да
5. Проверка функционирования сервера АИИС КУЭ	7.4	Да	Да
6. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	7.5	Да	Да
7. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	7.6	Да	Да
8. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	7.7	Да	Да
9. Проверка хода часов компонентов АИИС КУЭ	7.8	Да	Да
10. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	7.9	Да	Да
11. Оформление результатов поверки	8	Да	Да

## 2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства измерений

Наименование	Номер пункта НД по поверке
1 Прибор комбинированный Testo 622 Регистрационный № 53505-13 Абсолютное давление: от 300 до 1200 гПа; Предел допускаемой погрешности $\pm 5$ гПа. Относительная влажность: от 10 до 95 %; Предел допускаемой погрешности $\pm 3$ %. Температура: от минус 10 до плюс 60 °C; Предел допускаемой погрешности $\pm 0,4$ °C	6
2 Энергомонитор 3.3Т1-С, Регистрационный № 39952-08 Действующее значение напряжения от $0,01 \cdot U_n$ до $1,5 \cdot U_n$ , относительная погрешность $\pm [0,1 + 0,01((U_n/U) - 1)]\%$ ; Частота переменного тока от 45 до 75 Гц, абсолютная погрешность $\pm 0,01$ Гц; Коэффициент мощности от -1,0 до +1,0, абсолютная погрешность $\pm 0,05$	7.3
3 Средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с аттестованной методикой измерений регламентирующей проведение измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения	7.5
4 Средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с аттестованной методикой измерений регламентирующей проведение измерений мощности нагрузки трансформаторов тока	7.6
5 Средства измерений падения напряжения в линии соединении счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»	7.7
6 Переносной компьютер с ПО для работы со счетчиками системы	7.3
7 Радиочасы «МИР РЧ-02» Регистрационный № 46656-11 Абсолютная погрешность привязки к шкале UTC $\pm 1$ мкс	7.8

*Примечания:*

- 1 Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений;
- 2 Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть утвержденного типа и зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, а также иметь действующие свидетельства о поверке.

## 3 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

3.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, аттестованных в соответствии с ПР 50.2.012, изучивших настоящую методику поверки и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

3.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

3.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

3.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

## 4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-016 (РД 153-34.0-03.150), а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

4.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ 12.2.007.7.

## 5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

Условия поверки АИИС КУЭ должны соответствовать условиям ее эксплуатации, нормированным в технической документации, но не выходить за нормированные условия применения средств поверки.

## 6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

6.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на ИИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке).

6.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии; по размещению эталонов, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;

- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в нормативных документах на средства поверки;
- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений.

## 7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

### 7.1 Внешний осмотр

7.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений измерительных компонентов, наличие поверительных пломб и клейм.

7.1.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ.

7.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в формуляре АИИС КУЭ.

7.1.4 Проверяют отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий.

### 7.2 Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

### 7.3 Проверка счетчиков электрической энергии

7.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения - схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Проверяют последовательность чередования фаз с помощью вольтамперфазометра. При проверке последовательности чередования фаз действуют в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по его эксплуатации.

7.3.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

7.3.3 Проверяют работоспособность оптического порта счетчика с помощью переносного компьютера. Преобразователь подключают к любому последовательному порту переносного компьютера. Опрашивают счетчик по установленному соединению. Опрос счетчика считается успешным, если получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком.

7.3.4 Проверяют соответствие индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год). Проверку осуществляют визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт.

### 7.4 Проверка функционирования ИВК АИИС КУЭ (АРМ или сервера)

#### 7.4.1 Проверка программного обеспечения.

Проверка Цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на серверах, где установлено ПО.

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО сервера ООО «Энергосоюз»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll )	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll )	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Идентификационное наименование ПО	ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Проверка Цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на сервере, где установлено ПО. Для проверки нужно запустить менеджер файлов, позволяющих производить хэширование файлов (например, Unreal Commander v0.96). В менеджере файлов, необходимо открыть каталог и выделить файлы приведённые в таблицах 3, 4. Далее в закладке Файл Главного меню выбрать команду – Просчитать хэш. После чего получится соответствующее выделенным файлам количество файлов, содержащих код MD5 в текстовом формате. При этом наименование файла MD5 строго соответствует наименованию файла, для которого проводилось хэширование.

7.4.2 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

7.4.3 Проверяют глубину хранения измерительной информации в сервере АИИС КУЭ.

7.4.4 Проверяют защиту программного обеспечения на сервере АИИС КУЭ от несанкционированного доступа. Для этого, во первых, запускают на выполнение программу сбора данных и в поле «пароль» вводят неправильный код и, во вторых, запускают на выполнение программу сбора данных при «открытом» доступе к аппаратным средствам ИВК.

Проверку считают успешной, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу и журнал событий содержит проведенные значимые действия.

7.4.5 Проверяют работу аппаратных ключей. Выключают сервер и снимают аппаратную защиту (отсоединяют ключ от порта сервера). Включают сервер, загружают операционную систему и запускают программу. Проверку считают успешной, если получено сообщение об отсутствии «ключа защиты».

## 7.5 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

7.5.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

7.5.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более  $\pm 10\%$  от  $U_{\text{ном}}$ .

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне (0,25-1,0) $\cdot U_{\text{ном}}$ .

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой измерений.

**П р и м е ч а н и я:**

1 Допускается измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего интервала между поверками системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

**7.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока**

7.6.1 Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

7.6.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне (0,25-1,0) Sном. Для трансформаторов с номинальными вторичными нагрузками 1; 2; 2,5; 3; 5 и 10 В·А нижний предел вторичных нагрузок – 0,8; 1,25; 1,5; 1,75; 3,75 и 3,75 В·А соответственно.

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой измерений.

**П р и м е ч а н и я:**

1 Допускается измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный ИИК в течение истекающего интервала между поверками системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам ТТ.

**7.7 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком**

Измеряют падение напряжения  $U_l$  в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

**П р и м е ч а н и я:**

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный ИИК в течение истекающего интервала между поверками системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

2 Допускается падение напряжения в линии соединения счетчика с ТН определять расчетным путем, если известны параметры проводной линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

**7.8 Проверка хода часов компонентов АИИС КУЭ**

Включить радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). Сверить показания радиочасов с показаниями часов УСВ, счетчиков, сервера и определить поправки:  $\Delta t_{1\text{сч}i}$  (где  $i$  – номер счетчика),  $\Delta t_1$  сервера. Спустя 24 ч распечатать журнал событий всех компонентов системы, имеющих встроенные программные часы (счетчиков, сервера) выделив события, соответствующие синхронизации часов счетчиков, серверов. Определить поправки:  $\Delta t_{2\text{сч}i}$  (где  $i$  – номер счетчика),  $\Delta t_2$  сервера. Рассчитать суточный ход часов счетчиков и серверов как разность поправок:  $\Delta \Delta t = \Delta t_2 - \Delta t_1$ .

Считать, что проверка прошла успешно, если ход часов компонентов АИИС КУЭ, не превышает  $\pm 5$  с/сут.

### 7.9 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), и памяти центрального сервера.

В момент проверки все технические средства, входящие в проверяемый ИК, должны быть включены.

7.9.1 На сервере системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом за полные предшествующие дню проверки сутки по всем ИИК. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому 30-ти минутному интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устраниенным отказом какого-либо компонента системы.

7.9.2 Распечатывают журнал событий счетчика и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в сервере системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

7.9.3 Распечатывают на сервере профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню поверки. Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за те же сутки, хранящийся в памяти счетчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и базе данных центрального сервера не должно превышать двух единиц младшего разряда учтенного значения.

7.9.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 7.8.2 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в сервере системы для того же момента времени. Для этого визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт считывают показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии и сравнивают эти данные (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов), с показаниями зарегистрированными в сервере системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

## 8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 При положительных результатах поверки (положительные результаты проверок по п.7 методики поверки) выдается свидетельство о поверке АИИС КУЭ, оформленное в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации № 1815 от 02.07.2015 г. В приложении к свидетельству о поверке указывается перечень и состав поверенных ИИК.

8.2 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации № 1815 от 02.07.2015 г.

8.3 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ (отрицательные результаты проверок по п. 7 методики поверки) выдается извещение о непригодности, оформленное в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации № 1815 от 02.07.2015 г. с указанием причин непригодности. В приложении к извещению о непригодности указывается перечень и состав ИИК, не соответствующих требованиям, установленным в описании типа.

Заместитель начальника центра № 500

Р.В. Деев