

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И  
МЕТРОЛОГИИ**  
**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ**  
**УРАЛЬСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ**  
**(ФГУП «УНИИМ»)**



**УТВЕРЖДАЮ**  
Директор ФГУП «УНИИМ»

С.В. Медведевских

15» 01 \_\_\_\_\_ 2017 г.

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА  
ИЗМЕРЕНИЙ**  
**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)  
ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД»  
в границах Саратовской области**

Методика поверки  
МП 208-264-2016

Екатеринбург  
2017

## **Предисловие**

РАЗРАБОТАНА ФГУП «Уральский научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «УНИИМ»), г. Екатеринбург

Исполнитель С.А. Засыпкин

Утверждена ФГУП УНИИМ 15.01.2017

ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ФГУП «УНИИМ».

## Содержание

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ.....	1
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	1
3 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	2
4 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ.....	2
5 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ .....	3
6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	3
7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	4
8 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ И ПОДГОТОВКА К НЕЙ .....	4
9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	5
10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КАНАЛА.....	7
11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	8
Приложение А .....	9

---

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)  
ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД»  
в границах Саратовской области

Методика поверки

**МП 208-264-2016**

Дата введения: 15.01.2017

---

## 1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящая методика распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Саратовской области, (далее по тексту – «АИИС КУЭ»), и устанавливает методы и средства ее первичной и периодической поверок.

Рекомендуемый интервал между поверками – 4 года.

## 2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использованы ссылки на следующие нормативные документы:

- 1) ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки.
- 2) ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки.
- 3) ГОСТ 8.584-2004 ГСИ. Счетчики статические активной электрической энергии переменного тока. Методика поверки.
- 4) ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.
- 5) ГОСТ 12.2.007.3-75 ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности.
- 6) ГОСТ 12.3.019-80 ССБТ. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности.
- 7) ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
- 8) ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- 9) ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22 Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
- 10) ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

### 3 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

3.1 Поверке подлежит измерительный канал (ИК) системы.

3.2 ИК подвергают поверке поэлементным способом.

3.3 Первичную поверку выполняют после проведения испытаний системы в целях утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях.

3.4 Периодическую поверку выполняют в процессе эксплуатации системы.

3.5 Измерительные компоненты системы поверяют с интервалом между поверками, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки системы, поверяют только этот компонент. После поверки измерительного компонента и восстановления ИК выполняется проверка ИК в той его части и в том объеме, который необходим для подтверждения отсутствия нарушений работоспособности и метрологических свойств ИК.

3.6 Внеочередную поверку ИК проводят после ремонта системы, замены ее измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК.

### 4 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

4.1 При проведении поверки для измерительного канала АИИС КУЭ выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1 Внешний осмотр	9.1	Да	Да
2 Опробование	9.2	Да	Да
3 Определение сопротивления изоляции	9.3	Да	Да
4 Определение метрологических характеристик средств измерений в составе измерительных каналов: - трансформаторов напряжения; - трансформаторов тока; - счетчиков электрической энергии - комплексного компонента системы	9.4	Да	Да
5 Определение погрешности отсчета текущего времени и абсолютной разности показаний часов компонентов системы	9.5	Да	Да
6 Определение относительной погрешности измерительного канала	10	Да	Да
7 Оформление результатов поверки	11	Да	Да

4.2 Результаты выполнения операций поверки заносят в протокол (Приложение А).

4.3 При получении отрицательного результата при выполнении той или иной операции поверку прекращают, компонент или измерительный канал бракуют и оформляют результаты поверки согласно 11.3.

## 5 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют эталоны, средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а так же следующие средства поверки:

- Средства поверки трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003. «Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Средства поверки трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Средства поверки счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (Госреестр № 31857-06) – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки. МП-2203-0042-2006, утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМС им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (Госреестр № 31857-11) – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки. ДЯИМ. 411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 году;
- счетчиков электрической энергии ЕвроАЛЬФА (Госреестр № 16666-97) – по методике поверки «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА» с помощью установок МК6800, МК6801 для счетчиков классов точности 0,2 и 0,5 и установок ЦУ 6800 для счетчиков классов точности 1,0 и 2,0;
- Средства измерений по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- Средства измерений по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- Термогигрометр «CENTER» (мод.313): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, ( $\Delta = \pm 0,7^\circ\text{C}$ ); диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 % ( $\delta = \pm 2,5\%$ );
- Приемник навигационный МНП-М3, пределы допускаемой инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) формирования метки времени, выдаваемой потребителям, по отношению к шкале времени UTC(SU)  $\pm 100$  нс;
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками.

### *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 утвержденных типов и иметь действующие свидетельства о поверке.

## 6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

6.1 К проведению поверки допускают лиц, прошедших обучение и работающих в организации, аккредитованной на право поверки средств измерений электрических величин, изучивших настоящую рекомендацию, нормативные документы по выполнению измерений электрических величин в цепях соединений измерительных трансформаторов и электросчетчиков, эксплуатационные документы системы и ее измерительных

компонентов, имеющих стаж работы в качестве поверителей средств измерений электрических величин не менее одного года.

6.2 Поверка измерительных трансформаторов напряжения должна осуществляться двумя специалистами, один из которых должен иметь удостоверение на право работы на электроустановках с напряжением свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

## **7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ**

При проведении поверки должны быть соблюдены требования ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.3.019-80, Приказа Минтруда России от 24.07.2013 № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [2].

Должны также быть обеспечены требования безопасности, указанные в эксплуатационных документах средств поверки.

## **8 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ И ПОДГОТОВКА К НЕЙ**

8.1 При проведении поверки соблюдают следующие условия:

- температура окружающей среды, °С 15 – 25;
- влажность, % 30 – 80.

8.2 Перед проведением поверки проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению:

- проверки соответствия измерительного канала, представленного к поверке, требованиям эксплуатационной документации;
- состава эксплуатационного персонала, участвующего в работах по поверке (включая при необходимости администратора системы), и его инструктажа;
- доступа персонала к техническим средствам, входящим в состав измерительных каналов (вторичные цепи измерительных трансформаторов тока (ТТ), кабели связи);
- доступа поверителей к местам установки ТТ, ТН, счетчиков, автоматизированных рабочих мест (АРМ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК);
- размещения средств поверки для выполнения операций по разделу 9;
- отключения поверяемых средств измерений от штатной схемы;
- предоставления (в необходимых случаях) поверителям паролей на доступ к системе.

8.3 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;
- паспорт АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов системы, входящих в ИК, и свидетельства о предыдущей поверке системы;
- паспорт-протокол ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ.

8.4 Перед проведением первичной поверки должны быть выполнены работы по актуализации паспорта-протокола измерительного комплекса и подготовке документов об освидетельствовании линий связи.

8.5 Перед проведением первичной поверки АИИС КУЭ эксплуатационный персонал проверяет правильность размещения ее компонентов в соответствии с проектной документацией и правильность монтажа.

8.6 Средства поверки подготавливают к работе согласно указаниям, приведенным в соответствующих эксплуатационных документах.

8.7 Средства поверки, подлежащие заземлению, должны быть подсоединены к контуру защитного заземления ранее других соединений, а отсоединены (по окончании работы) – после всех отсоединений.

8.8 До проведения поверки поверителю надлежит ознакомиться с эксплуатационной документацией АИИС КУЭ и входящих в нее компонентов.

## 9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

### 9.1 Внешний осмотр

При проведении внешнего осмотра проверяют соответствие измерительного канала системы следующим требованиям:

- отсутствие внешних повреждений, коррозии и следов нагрева компонентов: ТТ, ТН, счетчиков, входящих в состав измерительного канала;
- исправность всех разъемов и соединительных клеммных колодок, отсутствие узлов с ослабленным или неисправным креплением;
- наличие пломб, заводских номеров на шильдиках компонентов измерительного канала, их соответствие записям в формуляре АИИС КУЭ;
- наличие и исправность клемм заземления, кабелей питания компонентов АИИС КУЭ и устройств для присоединения внешних электрических цепей;
- наличие актуализированного утвержденного паспорта-протокола и документов об освидетельствовании линий связи; паспорт-протокол должны содержать измерительную информацию о мощности (сопротивлении) нагрузок ТТ, а также о падении напряжения в линии;
- наличие свидетельств о поверке (поверительных клейм) компонентов системы.

### 9.2 Опробование

9.2.1 По журналу эксплуатации проверяют отсутствие сбоев в работе системы за период времени не менее семи дней, предшествующих началу работ по поверке.

9.2.2 Проверяют функционирование всех средств измерений, входящих в измерительный канал, и канала в целом в соответствии с указаниями, приведенными в эксплуатационных документах.

Функционирование ТТ и ТН с учетом нагрузки вторичных цепей проверяют при составлении или актуализации паспорта-протокола измерительного комплекса (проверка соответствия утвержденной электрической схеме, проверка сопротивления изоляции ТТ и ТН, проверка вторичных цепей).

Функционирование счетчика проверяют путем оценки работоспособности в соответствии с эксплуатационной документацией и проверки соответствия схемы подключения рабочей документации.

Функционирование АРМ проверяют при помощи программного обеспечения АИИС КУЭ при выводе учетной информации.

9.2.3 В ходе проверки функционирования АРМ проводят проверку идентификационных данных ПО системы. Номер версии ПО идентифицируется путем вывода на экран свойств программы. Цифровой идентификатор ПО проверяется с помощью программы расчета контрольной суммы файлов по алгоритму MD5 – «md5.exe» (или аналогичной по выполняемым функциям). Программа «md5.exe» находится в свободном доступе, на сайте «<http://www.md5summer.org>». Инструкции по работе с программой также находятся на указанном сайте.

Вычисленный цифровой идентификатор ПО должен соответствовать указанному в таблицах 2-3.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО ИВК Центра сбора данных ОАО «РЖД»

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



Таблица 3 - 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

### 9.3 Определение сопротивления изоляции

Определение электрического сопротивления изоляции проводят при помощи мегаомметра с испытательным напряжением до 1,5 кВ. Сопротивление изоляции между соединенными вместе контактами сетевой вилки и корпусом персонального компьютера АРМ (ИВК) должно быть не менее 20 МОм.

### 9.4 Определение метрологических характеристик средств измерений в составе измерительных каналов

#### 9.4.1 Трансформатор тока.

Трансформаторы тока поверяют по ГОСТ 8.217. Допускается проводить поверку при фактически существующей нагрузке, параметры которой фиксируют в протоколе поверки и, при необходимости, заносят в паспорт-протокол.

Погрешность трансформатора тока не должна выходить за пределы, соответствующие его классу точности по ГОСТ 7746.

#### 9.4.2 Трансформатор напряжения.

Трансформаторы напряжения поверяют по ГОСТ 8.216. Допускается проводить поверку при фактически существующей нагрузке, параметры которой фиксируют в протоколе поверки и, при необходимости, заносят в паспорт-протокол.

Погрешность трансформатора напряжения не должна выходить за пределы, соответствующие его классу точности по ГОСТ 1983.

#### 9.4.3 Счетчик электроэнергии.

Поверку счетчика электроэнергии выполняют согласно [3].

Погрешность счетчика не должна выходить за пределы, соответствующие его классу точности по ГОСТ Р 52323 (ГОСТ Р 52425).

#### 9.4.4 Комплексный компонент АИИС КУЭ.

9.4.4.1 ИВК, каналы связи и АРМ с установленным программным обеспечением образуют комплексный компонент АИИС КУЭ, поверку которого на месте эксплуатации последней проводят следующим образом.

9.4.4.2 Проводят сверку показаний счетчика и АРМ в следующем порядке:

- 1) снимают ручную или с помощью переносного компьютера с устройством считывания показания счетчика канала на момент времени, соответствующий границе получасового интервала;
- 2) на этот же момент времени считывают результаты измерения электрической энергии по каналу с монитора АРМ в соответствии с Руководством по эксплуатации АИИС КУЭ.
- 3) через 24 часа повторяют операции 1), 2) при условии, что измеренное за сутки счетчиком количество электрической энергии составляет не менее 20000/N кВт·ч, где N – коэффициент счетчика. Если это условие не выполнено, интервал наблюдения для канала соответственно увеличивают.

9.4.4.3 Разность показаний АРМ и счетчика в том и другом случаях не должна превышать единицы младшего разряда показаний счетчика.

## 9.5 Определение погрешности отсчета текущего времени и абсолютной разности показаний часов компонентов системы

9.5.1 Определяют поправку часов сервера базы данных. В момент передачи сигнала точного времени фиксируют показания системных часов и находят отклонение их показаний от сигнала точного времени.

Повторяют эту же операцию через 24 часа и определяют суточный ход часов сервера базы данных как изменение поправки часов (разность этих показаний).

Погрешность отсчета текущего времени находят как сумму абсолютных значений поправки и суточного хода часов сервера базы. Она не должна превышать 5 с.

9.5.2 Абсолютную разность показаний часов компонентов системы (счетчика, УСПД) находят как максимальное расхождение между показаниями часов каждого компонента и системных часов по журналам событий. Ее значение должно находиться в пределах  $\pm 5$  с.

## 10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КАНАЛА

10.1 Расчет относительной погрешности измерительного канала  $\delta_{ИК}$  (границы интервала при доверительной вероятности 0,95) выполняют по формуле:

$$\delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + k_1 \cdot (\theta_{ТТ}^2 + \theta_{ТН}^2) + \delta_{Л}^2 + k_2 \cdot \delta_{СО}^2 + \delta_{А}^2 + \delta_{Т}^2} \quad (1)$$

где  $\delta_{ТТ}$ ,  $\delta_{ТН}$  – относительные амплитудные погрешности ТТ и ТН;

$\theta_{ТТ}$ ,  $\theta_{ТН}$  – угловые погрешности ТТ и ТН;

$\delta_{Л}$  – относительная погрешность за счет падения напряжения в линии связи;

$\delta_{СО}$  – относительная погрешность счетчика;

$\delta_{А}$  – относительная погрешность автоматизированного компонента АИИС КУЭ;

$\delta_{Т}$  – относительная погрешность синхронизации;

коэффициент  $k_1 = 0$  при  $\cos \varphi = 1$  и  $k_1 = 1$  при  $\cos \varphi = 0,7$ ;

коэффициент  $k_2 = 1$  при  $\cos \varphi = 1$  и  $k_2 = 1,5$  при  $\cos \varphi = 0,7$ ;

(при измерении реактивной энергии вместо  $\cos \varphi$  указывают  $\sin \varphi$ ).

При вычислении по формуле (1) угловые погрешности  $\theta_{ТТ}$  и  $\theta_{ТН}$  выражают в сантирадианах, а остальные погрешности выражают в процентах. Результаты расчета заносят в протокол (таблица А.3 Приложения А).

10.2 Для настоящей методики принимают следующие условия:

- предельные значения  $\delta_{ТТ}$ ,  $\theta_{ТТ}$  – по ГОСТ 7746;
- предельные значения  $\delta_{ТН}$ ,  $\theta_{ТН}$  – по ГОСТ 1983;
- предельные значения  $\delta_{СО}$  при измерении активной энергии – по ГОСТ Р 52323, реактивной – по паспорту счетчика;
- предельные значения  $\delta_{Л}$  – по паспортам-протоколам;
- $\delta_{А} \leq 0,05$ ;
- $\delta_{Т} = 2 \cdot \Delta T / 48 \cdot \Delta T_{30}$ , где  $\Delta T$  – расхождение показаний часов,  $\Delta T_{30}$  – продолжительность 30-минутного интервала в секундах.

10.3 Значения относительной погрешности измерений электрической энергии, рассчитанные по формуле (1) для номинального тока нагрузки, не должны превышать предельно допускаемых.


## 11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 Положительные результаты поверки компонентов АИИС КУЭ (ТТ, ТН, счетчика) оформляют в соответствии с указаниями методики поверки и описания типа компонента нанесением оттиска поверительного клейма или наклеиванием ярлыка из несмываемой самоклеящейся пленки в месте, исключающем возможность доступа внутрь компонента или нарушения регулировок, или(и) выдачей свидетельства о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга № 1815 от 02.07.2015 [4].

11.2 Положительные результаты поверки АИИС КУЭ оформляют свидетельством о поверке согласно Приказу Минпромторга № 1815 от 02.07.2015. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

11.3 При несоответствии результатов поверки требованиям любого из пунктов настоящей методики компонент и систему к дальнейшей эксплуатации не допускают, клеймо гасят и (или) выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга № 1815 от 02.07.2015 с указанием причины непригодности.

Разработал:

Заведующий лабораторией 264 ФГУП "УНИИМ"  А. Засыпкин

## Приложение А

(рекомендуемое)

### Форма протокола поверки АИИС КУЭ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Саратовской области

Год выпуска \_\_\_\_\_

Предприятие-изготовитель: ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

Поверку проводят по документу МП 208-264-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Саратовской области. Методика поверки»

Средства поверки:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Дата предыдущей поверки АИИС КУЭ \_\_\_\_\_

Условия поверки \_\_\_\_\_  
температура окружающей среды, относительная влажность воздуха

1 Результат внешнего осмотра \_\_\_\_\_  
паспорта-протоколы, освидетельствование кабелей связи

\_\_\_\_\_

соответствует, не соответствует

2 Результат опробования \_\_\_\_\_  
соответствует, не соответствует

3 Результат проверки сопротивления изоляции \_\_\_\_\_  
соответствует, не соответствует

4 Результаты определения метрологических характеристик средств измерений в составе измерительного канала \_\_\_\_\_

(составляют отдельные протоколы по НД на поверку ТТ, ТП и счетчиков)

5 Результаты определения погрешностей комплексного компонента системы

Таблица А.1

№ ИК	Наименование ИК	дата/время	Показания, кВт·ч		Разность показаний, кВт·ч
			счетчик	АРМ	
1					
Максимальное отклонение					

Вывод \_\_\_\_\_

6 Результаты определения погрешности системных часов и разности показаний часов компонентов системы (погрешности синхронизации)

Таблица А.2 (канал "0" – показания системных часов)

№ ИК	Показания часов		Разность показаний, с
	Дата/время	Дата/время	
1			
Максимальная разность показаний			
Погрешность хода часов			

Вывод \_\_\_\_\_

