

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*  
С.В. Медведевских

« 23 » 06 2015 г.



ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ  
**Система автоматизированная информационно-  
измерительная коммерческого учета электрической  
энергии ПС "Рябина (ЗРУ 20 кВ)" ОАО "ЕЭСК"**

Методика поверки  
МП 15-262-2015

*ч.р. 61643-15*

Екатеринбург  
2015

## **Предисловие**

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

Исполнители Ю. И. Дидик, А. А. Ахмеев

Утверждена ФГУП УНИИМ 23.06.2015

**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	3
8 Условия поверки и подготовка к ней	3
9 Проведение поверки	4
9.1 Внешний осмотр	4
9.2 Опробование	5
9.3 Определение сопротивления изоляции	5
9.4 Определение метрологических характеристик средств измерений в составе измерительных каналов	6
9.5 Определение отклонения показаний часов компонентов системы от шкалы времени	6
10 Определение относительной погрешности измерительных каналов	7
11 Оформление результатов поверки	7
Приложение А (рекомендуемое) Форма протокола поверки АИИС КУЭ	8
Приложение Б (справочное) Библиография	10

---

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электрической энергии ПС "Рябина  
(ЗРУ 20 кВ)" ОАО "ЕЭСК"  
(АИИС КУЭ ПС "Рябина (ЗРУ 20 кВ)" ОАО "ЕЭСК")

Методика поверки

МП 15-262-2015

Дата введения: 2015-06 -23

---

## 1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящая методика распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ПС "Рябина (ЗРУ 20 кВ)" ОАО "ЕЭСК" (далее по тексту – «АИИС КУЭ» или «система»), 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:  
ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки.

ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки.

ГОСТ 8.584-2004 ГСИ. Счетчики статические активной электрической энергии переменного тока. Методика поверки.

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.2.007.3-75 ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности.

ГОСТ 12.3.019-80 ССБТ. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

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.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ПР 50.2.006 – 94 ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений.

ПР 50.2.012 – 94 ГСИ. Порядок аттестации поверителей средств измерений.

Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.

### 3 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

3.1 Поверке подлежит каждый 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.

Допускается проводить поверку только тех ИК, которые подверглись указанным воздействиям. При этом владелец АИИС КУЭ должен подтвердить официальным заключением, какие из каналов системы этим воздействиям не подвергались.

### 4 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

4.1 При проведении поверки для каждого 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	Нет
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 отклонения показаний часов компонентов системы от шкалы времени	9.5	Да	Да
6 Определение относительной погрешности измерительных каналов	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

5.1 При проведении поверки используют средства поверки, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства поверки

Номер пункта методики	Наименование и тип средства поверки, его метрологические и основные технические характеристики
9.3	Мегаомметр М4100/1 на 1,5 кВ с пределом измерений до 200 МОм
9.4	Эталон 2 разряда коэффициента и угла масштабного преобразования синусоидального тока в диапазоне от 300 А / 5 А до 1500 А / 5 А; Эталон 2 разряда коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты диапазон первичных напряжений 20 и 110 кВ, вторичное напряжение 100 В; Прибор сравнения КНТ-03, абс. погр. 0,002 % и 0,2'; Эталон единицы электрической мощности 2 разряда в диапазоне значений от 0,3 до 37350 В·А, в диапазоне частот от 45 до 75 Гц; Инженерный пульт (переносный компьютер) с техническими средствами чтения информации, хранящейся в памяти счетчика
9.5	Источник сигналов точного времени, погрешность не более 0,01 с (любого типа)

5.2 Для проведения поверки допускается применение других средств, не приведённых в таблице 2, при условии обеспечения ими необходимой точности измерений.

## 6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

6.1 К проведению поверки допускают лиц, работающих в организации аккредитованной на право поверки, 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, Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, "Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей", утвержденных Министерством энергетики РФ [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;
- атмосферное давление, кПа 84 - 106;
- относительная влажность воздуха, % 60 – 80.

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

- проверки соответствия перечня измерительных каналов, представленных 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) и напряжения (ТН), кабели связи);
- доступа поверителей к местам установки ТТ, ТН, счетчиков, автоматизированных рабочих мест (АРМ) и измерительно-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;
- формуляр АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов системы, входящих в ИК, и свидетельства о предыдущей поверке системы;
- паспорта-протоколы ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ.

8.4 Перед проведением первичной поверки должны быть выполнены работы по актуализации паспортов-протоколов измерительных комплексов ([1], приложение 7) 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 измерительных каналов системы следующим требованиям:

- отсутствие внешних повреждений, коррозии и следов нагрева компонентов: ТТ, ТН, счетчиков, входящих в состав измерительных каналов;
- исправность всех разъемов и соединительных клеммных колодок, отсутствие узлов с ослабленным или неисправным креплением;
- наличие пломб, заводских номеров на шильдиках компонентов измерительных каналов, 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 актуализированных утвержденных паспортов-протоколов и документов об освидетельствовании линий связи; паспорта-протоколы должны содержать измерительную информацию о мощности (сопротивлении) нагрузок ТТ и ТН, а также о

падении напряжения в линии соединения счетчика с ТН.

- наличие действующих свидетельств о поверке (поверительных клейм) компонентов системы. Если срок действия свидетельства о поверке ТТ, ТН, счетчика истекает по прошествии более чем половины межповерочного интервала, операции по 9.4.1, 9.4.2, 9.4.3 для этих компонентов не проводят.

## 9.2 Опробование.

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

9.2.2 При первичной поверке 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 счетчиков 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 таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления контрольной суммы
Сервер опроса	PSO.exe	6.4	5ae7d7b9162da5e94c154f3acdc8248b	MD5

Примечание: указанные в таблице 3 файлы ПО находятся в персональном компьютере АРМ, в каталоге «C:\Энергосфера»

## 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 (ИБК) должно быть не менее 20 МОм.



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

### **9.4.1 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.

### **9.4.2 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.

### **9.4.3 Счетчик электроэнергии.**

Поверку счетчиков электроэнергии выполняют согласно [3], [4].

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 одним из двух приведенных ниже (9.4.3.2 или 9.4.3.3) методов.

9.4.4.2 Выполняют операции поверки в соответствии с [5].

9.4.4.3 Проводят сверку показаний счетчиков и АРМ в следующем порядке:

- 1) снимают вручную или с помощью переносного компьютера с устройством считывания показания счетчиков каждого канала на момент времени, соответствующий границе получасового интервала;
- 2) на этот же момент времени считывают результаты измерения электрической энергии по каждому 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 (каждым счетчиком) количество электрической энергии составляет не менее  $20000/N$  кВт·ч, где  $N$  – коэффициент счетчика. Если это условие не выполнено, интервал наблюдения для данного канала соответственно увеличивают.

9.4.4.4 Разность показаний АРМ и счетчиков в том и другом случаях не должна превышать единицы младшего разряда показаний счетчиков.

## **9.5 Определение отклонения показаний часов компонентов системы от шкалы времени**

9.5.1 Определяют поправку системных часов сервера базы данных. В момент передачи сигнала точного времени фиксируют показания системных часов и находят разность между сигналом точного времени и показаниями часов. Поправка должна находиться в пределах  $\pm 1$  с.

9.5.2 Максимальное расхождение показаний часов компонентов системы (счетчики, УСПД) и системных часов оценивают по журналам событий этих компонентов, в которых зафиксированы моменты коррекции времени. Расхождение показаний должно находиться в пределах  $\pm 4$  с.

9.5.3 Отклонение показаний часов компонентов системы от шкалы времени при выполнении условий 9.5.1 и 9.5.2 находится в пределах  $\pm 5$  с.

**Примечание** - допускается большее, чем 1 с, значение поправки, если сумма абсолютных значений поправки и максимального расхождения показаний часов не превышает 5 с.

## 10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ

10.1 Расчет относительной погрешности измерительного канала (границы интервала при доверительной вероятности 0,95) выполняют по формуле:

$$\delta_{\text{ик}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{тг}}^2 + \delta_{\text{тн}}^2 + k_1 \cdot (\theta_{\text{тг}}^2 + \theta_{\text{тн}}^2) + \delta_{\text{л}}^2 + k_2 \cdot \delta_{\text{со}}^2 + \delta_{\text{А}}^2 + \delta_{\text{Т}}^2}, \quad (1)$$

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

-  $\theta_{\text{тг}}$ ,  $\theta_{\text{тн}}$  – угловые погрешности ТТ и ТН;

-  $\delta_{\text{л}}$  – относительная погрешность за счет падения напряжения в линии связи ТН и счетчика;

-  $\delta_{\text{со}}$  – относительная погрешность счетчика;

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

-  $\delta_{\text{Т}}$  – 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  $\theta_{\text{тг}}$  и  $\theta_{\text{тн}}$  выражают в сантирадианах, а остальные погрешности выражают в процентах. Результаты расчета заносят в протокол (таблица А3 Приложения А).

10.2 Для настоящей методики принимают следующие условия:

- предельные значения  $\delta_{\text{тг}}$ ,  $\theta_{\text{тг}}$  – по ГОСТ 7746;

- предельные значения  $\delta_{\text{тн}}$ ,  $\theta_{\text{тн}}$  – по ГОСТ 1983;

- предельные значения  $\delta_{\text{со}}$  при измерении активной энергии – по ГОСТ Р 52323, реактивной – по паспорту счетчика;

- предельные значения  $\delta_{\text{л}}$  – по паспортам-протоколам;

-  $\delta_{\text{А}} \leq 0,05 \%$ ;

-  $\delta_{\text{Т}} = 2 \cdot \Delta T / 48 \cdot \Delta T_{30}$ , 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 (1) для номинального тока нагрузки, не должны превышать предельно допустимых.

## 11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 Положительные результаты поверки компонентов АИИС КУЭ (ТТ, ТН, счетчики) оформляют 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 ПР 50.2.006.

11.2 Положительные результаты поверки АИИС КУЭ оформляют свидетельством о поверке согласно ПР 50.2.006.

11.3 При несоответствии результатов поверки требованиям любого из пунктов настоящей методики компонент или(и) измерительный канал к дальнейшей эксплуатации не допускают, клеймо гасят и(или) выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006 с указанием причины непригодности.

Разработали:

зав. отделом 26 ФГУП "УНИИМ"

и.о. зав. лаб. 262 ФГУП "УНИИМ"

 Дидик Ю.И.  
 А.хмеев А.А.

**Приложение А  
(рекомендуемое)**

**Форма протокола поверки АИИС КУЭ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС "Рябина (ЗРУ 20 кВ)" ОАО "ЕЭСК"

наименование

Год выпуска 2015

Предприятие-изготовитель: ООО «Уралэнерготел», г. Екатеринбург

Поверку проводят по документу МП 15-262-2015 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС "Рябина (ЗРУ 20 кВ)" ОАО "ЕЭСК" (АИИС КУЭ ПС "Рябина (ЗРУ 20 кВ)" ОАО "ЕЭСК"). Методика поверки»

Эталонные средства измерений:

Трансформатор тока _____	КТ _____
Трансформатор напряжения _____	КТ _____
Счетчик эталонный _____	КТ _____
Прибор сравнения _____	КТ _____
Амперметр _____	КТ _____
Мегаомметр _____	КТ _____
Вольтамперфазометр _____	КТ _____

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

Условия поверки \_\_\_\_\_  
температура окружающей среды, атмосферное давление, 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 измерительных каналов \_\_\_\_\_

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

5 Результаты определения погрешностей комплексного компонента системы

Таблица А1

№ ИК	Наименование ИК	дата/время	Показания, кВт·ч		Разность показаний, кВт·ч
			счетчик	АРМ	
1					
2					
3					
...					
1					
2					
3					
...					
Максимальное отклонение					

Вывод \_\_\_\_\_

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

Таблица А2 (канал "0" – показания системных часов)

№ ИК	Показания часов		Разность показаний, с
	Дата/время	Дата/время	
1			
2			
3			
...			
Поправка системных часов			
Максимальная разность показаний			

Вывод \_\_\_\_\_

7 Результаты расчета относительной погрешности ИК

Таблица А3

№ ИК	Расчетное значение погрешности	Допускаемое значение погрешности	
1			
2			
3			
...			

Вывод \_\_\_\_\_

Заключение \_\_\_\_\_ Поверку провел \_\_\_\_\_  
годен, не годен подпись

Дата поверки \_\_\_\_\_

Организация, проводившая поверку \_\_\_\_\_

## **Приложение Б (справочное)**

### **Библиография**

- [1] РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.
- [2] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.
- [3] ИЛГШ.411152.124 РЭ1. Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Методика поверки являющаяся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ.
- [4] ДЯИМ.411152.018 МП. "Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа 1800. Методика поверки"
- [5] ПБКМ.421459.003 МП. «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки»,