

**ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ  
ВНИИМС**

**УТВЕРЖДАЮ:**



Заместитель директора  
по производственной метрологии  
ФГУП «ВНИИМС»

Н. В. Иванникова

2016 г.

**Система автоматизированная  
информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)  
АО «Нижне – Бурейская ГЭС»**

**Методика поверки**

**МП 206.1-092-2016**

**Москва  
2016**

## Оглавление

1 Общие положения.....	3
2 Нормативные ссылки .....	3
3 Операции поверки .....	4
4 Средства поверки.....	5
5 Требования к квалификации поверителей и обслуживающего персонала .....	6
6 Требования безопасности .....	7
7 Условия проведения поверки и подготовки к ней.....	7
8 Подготовка к проведению поверки.....	8
9 Проведение поверки .....	8
10 Оформление результатов поверки .....	12

Настоящая методика определяет методы и средства проведения первичной и периодической поверок измерительных каналов (далее – ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Нишне – Бурейская ГЭС» (далее – АИИС КУЭ), заводской номер 0250-16, предназначенной для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «РЖД», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

## 1 Общие положения

Поверке подлежит каждый ИК АИИС КУЭ, прошедшей процедуру утверждения типа, на который распространено свидетельство об утверждении типа. ИК подвергают поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596.

Первичную поверку системы выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ с целью утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях типа. Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ. Интервал между поверками АИИС КУЭ - раз в 4 года.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с интервалом между поверками, 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 ИК выполняется проверка ИК в той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой измерительного компонента, не нарушили метрологических свойств ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

Первичную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта системы, замены её измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что собственник АИИС КУЭ подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. Допускается подвергать поверке отдельные ИК, которые на момент проведения поверки АИИС КУЭ находятся в текущей эксплуатации. В этом случае оформляется свидетельство о поверке системы с перечнем поверенных ИК.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящей методике использовались ссылки на следующие нормативные документы:

РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения»;

Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержден Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815;

ПР 50.2.012-94 «ГСИ. Порядок аттестации поверителей средств измерений»;

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Общие положения»;

ГОСТ Р 4.199-85 «СПКП. Системы информационные электроизмерительные. Комплексы измерительно-вычислительные. Номенклатура показателей»;

ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения  $6\sqrt{3}\dots 35$  кВ. Методика проверки на месте эксплуатации»;

МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения  $35\dots 330/\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;
- ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;
- ГОСТ 30206-94 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2 S и 0,5 S)»;
- ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. 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 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;
- ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;
- ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;
- ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»;
- ГОСТ 12.2.007.3-75 «Система стандартов безопасности труда. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности»;
- ГОСТ 12.2.007.7-83 «Система стандартов безопасности труда. Устройства комплектные низковольтные. Требования безопасности»;
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. 2014 г.

### 3 Операции поверки

При проведении поверки выполняются 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	2	3	4
1. Подготовка к проведению поверки	8	Да	Да
2. Внешний осмотр	9.1	Да	Да
3. Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	9.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	9.3	Да	Да
5. Проверка УСПД	9.4	Да	Да

Окончание таблицы 1

1	2	3	4
6. Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ	9.5	Да	Да
7. Проверка функционирования вспомогательных устройств	9.6	Да	Да
8. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	9.7	Да	Да
9. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	9.8	Да	Да
10. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков.	9.9	Да	Да
11. Проверка погрешности часов ИК АИИС КУЭ	9.10	Да	Да
12. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	9.11	Да	Да
13. Идентификация программного обеспечения	9.12	Да	Да
14. Оформление результатов поверки	10	Да	Да

#### 4 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.314): 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 % ( $\delta = \pm 2,5\%$ );
- Измеритель магнитного поля «ИМП-04», диапазон измерений от 70 до 5000 нТл, ( $\Delta = \pm (0,1 \cdot V_{\text{изм}} + 30)$ );
- Радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами «МИР РЧ-01».

*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.

## **5 Требования к квалификации поверителей и обслуживающего персонала**

5.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей из числа сотрудников организаций, аккредитованных на право проведения поверки в соответствии с действующим законодательством РФ, изучивших настоящую методику поверки и руководство пользователя/руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

5.2 Определение погрешности системного времени и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучивших вышеуказанные документы и прошедшим обучение работы с радиочасами «МИР РЧ-01», принимающих сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

5.3 Поверка трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ ГОСТ 8.217-2003. «Трансформаторы тока. Методика поверки» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.4 Поверка трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV, второй – удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.5 Поверка счетчиков, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим методику поверки на счетчики типа и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанными документами. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.6 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 МИ 3196-2009 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 до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV, второй – удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.7 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 МИ 3195-2009 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 до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV, второй – удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.8 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 параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» 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 до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV, второй – удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

#### ВНИМАНИЕ.

При проведении поверочных и измерительных работ должны присутствовать работники объекта, на котором размещены компоненты АИИС КУЭ, имеющие опыт работы и право на подключение и отключение эталонных и поверяемых средств измерений в соответствии со схемой поверки или с методикой выполнения измерений.

## 6 Требования безопасности

6.1 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», «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок», а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

6.2 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

6.3 Все оперативные отключения и включения должны проводиться руководителем работ в соответствии с программой проведения работ, утвержденной в установленном порядке.

## 7 Условия проведения поверки и подготовки к ней

7.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия эксплуатации:

Для ТН и ТТ:

- диапазон первичного напряжения..... от  $0,9 \cdot U_{ном1}$  до  $1,01 \cdot U_{ном1}$
- диапазон силы первичного тока ..... от  $0,01 \cdot I_{ном1}$  до  $1,2 \cdot I_{ном1}$
- диапазон коэффициента мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ ) ..... от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87)
- частота .....  $(50 \pm 0,5)$  Гц
- температура..... от минус 25 до плюс 40 °С
- относительная влажность воздуха при 25 °С, не более .....98 %
- атмосферное давление .....(от 86,0 до 106,7) кПа

Для электросчетчиков:

- диапазон вторичного напряжения ..... от  $0,9 \cdot U_{\text{ном2}}$  до  $1,1 \cdot U_{\text{ном2}}$
- диапазон силы вторичного тока..... от  $0,01 \cdot I_{\text{ном2}}$  до  $1,2 \cdot I_{\text{ном2}}$
- диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  .....от 0,5 до 1,0
- частота ..... (50±0,5) Гц
- температура для счётчиков .....от минус 40 до плюс 65 °С
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более ..... 0,5 мТл
- относительная влажность воздуха при 30 °С, не более .....95 %
- атмосферное давление.....(60,0 до 106,7) кПа

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- напряжение питающей сети..... (220±10) В
- частота питающей сети.....(50±1) Гц
- температура..... от плюс 1 до плюс 50 °С
- относительная влажность воздуха при 20 °С, не более .....80 %
- атмосферное давление..... (84,0 до 106,7) кПа

Для средств поверки:

- напряжение питающей сети..... (220±10) В
- частота питающей сети.....(50±1) Гц
- коэффициент искажения синусоидальности
- кривой напряжения питающей сети, не более..... 5 %
- температура..... от плюс 5 до плюс 35 °С
- относительная влажность воздуха.....(70±5) %
- атмосферное давление..... (750±30) мм рт.ст.

## 8 Подготовка к проведению поверки

8.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство пользователя 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);
- паспорт-протокол на ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке).

8.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и ПУЭ;
- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, серверу АИИС КУЭ для проведения работ по п.п. 9.1, 9.3, 9.4, 9.5, 9.6, 9.10;
- организуют рабочее место для поверителя, для проведения работ по п.п. 9.2, 9.7, 9.8, 9.9;
- организуют рабочее место для поверителя, для проведения работ по п. 9.10.

## 9 Проведение поверки

### 9.1 Внешний осмотр

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

9.1.2 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.



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

При наличии несоответствий по п. 9.1 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **9.2 Поверка 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, устройств синхронизации времени.

При наличии несоответствий по п. 9.2 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **9.3 Проверка счетчиков электрической энергии**

9.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчиков 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.

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

9.3.3 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.

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

При наличии несоответствий по п. 9.3 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **9.4 Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ**

9.4.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

9.4.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральных компьютерах (серверах) АИИС КУЭ.

9.4.3 Проверяют защиту программного обеспечения на центральных компьютерах (серверах) АИИС КУЭ от несанкционированного доступа. Для этого запускают на выполнение программу сбора данных и в поле "пароль" вводят неправильный код. Проверку считают успешной, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

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

При наличии несоответствий по п. 9.4 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **9.5 Проверка функционирования вспомогательных устройств**

### **9.5.1 Проверка функционирования мультиплексоров (при их наличии)**

Проверяют функционирование мультиплексоров с помощью переносного компьютера, подключенного к мультиплексору (группе мультиплексора) через кабель RS232, и специальной программы. Мультиплексор (группа мультиплексоров) считают работоспособным, если все счетчики, подключенные к данному мультиплексору (группе), были опрошены.

### **9.5.2 Проверка функционирования модемов (при их наличии)**

Проверяют функционирование модемов, используя коммуникационные возможности специальных программ. Модемы считаются исправными в составе комплекса, если были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

### **9.5.3 Проверка функционирования адаптеров интерфейса (при их наличии)**

Используя кабель RS232 подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО. Проверка считается успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

При наличии несоответствий по п. 9.5 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **9.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока**

9.6.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТТ со счетчиком.

9.6.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Ревизия ИК, а также утверждение паспортов-протоколов должны быть проведены в течении истекающего межповерочного интервала (для первичной поверки – не более 1 года до момента ее проведения).

При наличии несоответствий по п. 9.6 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **9.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения**

9.7.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТН со счетчиком.

9.7.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Ревизия ИК, а также утверждение паспортов-протоколов должны быть проведены в течении истекающего межповерочного интервала (для первичной поверки – не более 1 года до момента ее проведения).

При наличии несоответствий по п. 9.7 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **9.8 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков**

9.8.1 Проверяют наличие данных измерений падения напряжения  $U_{\text{л}}$  в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором Энерготестер ПКЭ» в условиях эксплуатации с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Ревизия ИК, а также утверждение паспортов-протоколов должны быть проведены в течении истекающего межповерочного интервала (для первичной поверки – не

более 1 года до момента ее проведения). Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

При наличии несоответствий по п. 9.8 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **9.9 Проверка погрешности часов ИК АИИС КУЭ.**

### **9.9.1 Проверка СОЕВ**

Включают радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания радиочасов с показаниями часов сервера БД, получающего сигналы точного времени от сервера единого времени. Расхождение показаний радиочасов с сервером не должно превышать  $\pm 1$  с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

9.9.2 Распечатывают журнал событий счетчика, выделив события, соответствующие сличению часов счетчика и сервера. Расхождение времени часов счетчика и сервера в момент предшествующий коррекции не должно превышать  $\pm 2$  с.

9.9.3 Погрешность часов ИК АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

При наличии несоответствий по п. 9.9 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **9.10 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 компьютера (сервера БД).

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

9.10.1 На центральном компьютере (сервере БД) системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом за полные предшествующие дню проверки сутки по всем ИК. 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 устраненным отказом какого-либо компонента системы.

9.10.2 Распечатывают журнал событий счетчика и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в центральном компьютере (серверах БД) системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

9.10.3 Распечатывают на центральном компьютере (сервере БД) 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 компьютера (сервера БД) не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

9.10.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 9.10.3 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере БД) 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 центральном компьютере (сервере БД) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

## 6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНТЕРВАЛА МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ

6.1 АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной измерительной системой с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. Измерительные каналы (ИК) системы скомплектованы из измерительных компонентов утвержденных типов, внесенных в Государственный реестр средств измерений РФ (Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений) для каждого из которых установлен свой интервал между поверками.

6.2 В соответствии с разделом 4 РМГ 74 – 2004 при определении интервала между поверками средства измерений, имеющего обобщенные метрологические характеристики, в качестве интервала между поверками АИИС КУЭ, следует выбирать наименьший интервал между поверками измерительного компонента входящего в состав АИИС КУЭ.

6.3 Рекомендуемый интервал между поверками для (АИИС КУЭ) АО «Нишне – Бурейская ГЭС» – 4 года.

## 7. АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ (ПРОВЕРКА ЗАЩИТЫ СИСТЕМЫ ОТ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА)

7.1 Проверяют энергонезависимость памяти, глубину хранения и качество защиты от несанкционированного доступа к базам данных и программам компонентов системы, имеющих процессоры.

7.2 Проверка энергонезависимости памяти счетчиков и сервера системы. Убедиться в наличии архивных данных в памяти счетчиков, базе данных сервера системы. Отключают питание. Включают питание через интервал времени не менее 3 ч и убеждаются в сохранности архивных данных, хранящихся в памяти указанных устройств.

7.3 Проверяют глубину хранения измерительной информации в счетчиках и сервере системы в соответствии с руководством по эксплуатации указанных устройств.

7.4 Проверяют наличие защитных устройств на клеммных колодках измерительных цепей и возможность их пломбирования для защиты от несанкционированного доступа.

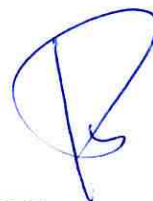
7.5 Проверяют защиту от несанкционированного доступа на программном уровне баз данных счетчика электроэнергии и сервера системы в соответствии с руководством по эксплуатации указанных устройств.

7.6 Проверка средств восстановления работоспособности АИИС КУЭ после отказов ЭВМ. Проверяется наличие в эксплуатационной документации АРМ рекомендаций по восстановлению работоспособности, их полнота и практическая реализуемость.

7.7 Определение класса защиты ПО – по Р 50.2.077-2014.

Зам. Начальника отдела  
ФГУП «ВНИИМС»

Инженер 1 категории ФГУП «ВНИИМС»



С. Ю. Рогожин



Е.В. Власова