



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора
ФБУ «Тест-С.-Петербург»

_____ Р.В. Павлов

«*15*» *12* _____ 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ
КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (АИИС КУЭ)
ЮЖНОЙ ТЭЦ (ТЭЦ-22) ФИЛИАЛА «НЕВСКИЙ» ПАО «ТГК-1»

Методика поверки

432-180-2020МП

Санкт-Петербург

2020

Содержание

1 Общие положения	4
2 Операции поверки	5
3 Средства поверки	5
4 Требования к квалификации поверителей.....	6
5 Требования безопасности	7
6 Условия поверки	7
7 Подготовка к поверке	7
8 Проведение поверки	8
9 Оформление результатов поверки	13

Настоящая методика предназначена для проведения первичной и периодической поверок системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Южной ТЭЦ (ТЭЦ-22) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1» (далее – АИИС КУЭ), заводской № 122.

Методика устанавливает объем и содержание работ, выполняемых при поверке АИИС КУЭ, условия, методы и средства их выполнения и порядок оформления результатов поверки.

АИИС КУЭ представляет собой автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, в состав которой входят измерительные компоненты: измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001, статические счетчики электрической энергии Альфа А1800 и связующие компоненты, образующие измерительные каналы (далее – ИК) системы.

Измерительная информация в цифровой форме с выходов счетчиков поступает на центральный сервер системы с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО «Энергосфера». В состав АИИС КУЭ входят также устройство синхронизации времени (Метроном 1000), подключенное к серверу, и ряд вспомогательных технических устройств в соответствии с проектной документацией.

В настоящей методике поверки использованы нормативные ссылки на следующие нормативно-правовые акты, стандарты и другие нормативные документы:

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

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

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

МИ 3000-2018 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки»;

ГОСТ 8.216-11 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

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

ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;

МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;

МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;

МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;

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 (МЭК 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;

ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 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 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактив-

ной энергии»;

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 «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.

Приказ Минпромторга от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

1 Общие положения

Поверке подлежит АИИС КУЭ с перечнем ИК (состав ИК должен соответствовать описанию типа на АИИС КУЭ), прошедших процедуру утверждения типа, и на которую распространено свидетельство об утверждении типа. АИИС КУЭ подвергаются поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596.

Допускается проведение поверки АИИС КУЭ в части отдельных ИК, с обязательным указанием в приложении к свидетельству о поверке информации об объеме проведенной поверки.

Допускается проведение поверки АИИС КУЭ с составом ИК, непосредственно применяемых для измерений в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Первичную поверку системы (до ввода в эксплуатацию) проводят после утверждения типа АИИС КУЭ. Допускается при поверке использовать положительные результаты испытаний по опробованию методики поверки. При этом свидетельство о поверке оформляется только после утверждения типа АИИС КУЭ.

Периодическую поверку ИК системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

Периодичность поверки АИИС КУЭ осуществляется в соответствии с установленным при утверждении ее типа интервалом между поверками (межповерочным интервалом).

Средства измерений (измерительные компоненты) ИК АИИС КУЭ должны быть утвержденных типов, и поверяются в соответствии с интервалом между поверками, установленным при утверждении типа. Если очередной срок поверки средства измерений (измерительного компонента) наступает до очередного срока поверки ИК АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент, а поверка всей АИИС КУЭ не проводится. После поверки средства измерений (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.).

После ремонта АИИС КУЭ, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК, а также после замены средств измерений (измерительных компонентов), входящих в их состав, проводится внеочередная поверка АИИС КУЭ в объеме первичной поверки. Допускается проводить поверку только тех ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям. При этом, в случае если замененные средства измерений (измерительные компоненты) не соответствуют описанию типа средства измерений, срок действия свидетельства о поверке на АИИС КУЭ в части указанных ИК

устанавливается до окончания срока действия основного свидетельства о поверке. Во всех указанных случаях оформляется технический акт о внесенных изменениях, который должен быть подписан руководителем или уполномоченным им лицом и руководителем или представителем метрологической службы предприятия-владельца. Технический акт хранится совместно со свидетельством о поверке, как неотъемлемая часть эксплуатационных документов на АИИС КУЭ.

2 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Проведение операции при первичной/периодической поверке
1 Подготовка к поверке	7	Да
2 Внешний осмотр	8.1	Да
3 Подтверждение соответствия программного обеспечения	8.2	Да
4 Поверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ	8.3	Да
5 Проверка счетчиков электрической энергии	8.4	Да
6 Проверка функционирования компьютеров (АРМ или сервер)	8.5	Да
7 Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.6	Да
8 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	8.7	Да
9 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	8.8	Да
10 Проверка падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения	8.9	Да
11 Проверка погрешности системы обеспечения единого времени (СОЕВ)	8.10	Да
12 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.11	Да
13 Оформление результатов поверки	9	Да

3 Средства поверки

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

Таблица 2 – Средства поверки

Наименование средства измерений	Измеряемая величина	Метрологические характеристики	Номер пункта НД по поверке
1	2	3	4
Термометр	Температура окружающего воздуха	Диапазон измерений: От -40 до +65 °С, цена деления шкалы 1 °С. Пределы допускаемой абсолютной погрешности: ±1 °С	7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Психрометр	Относительная влажность	Диапазон измерений: от 10 до 95 %. Пределы допускаемой абсолютной погрешности: ± 5 %	7
Измеритель напряжения с токовыми клещами	Действующее значение силы тока	Диапазон измерений: от 0,01 до 1,2 А ном. Пределы допускаемой относительной погрешности (δ_i): ± 7 %	8.7, 8.8, 8.9
	Действующее значение напряжения	Диапазон измерений: от 0 до 20 В. Пределы допускаемой относительной погрешности (δ_u): ± 7 %	8.7, 8.8, 8.9
Приемник сигналов точного времени, принимающий сигналы спутниковой навигационной системы GPS/ГЛОНАСС	Сигналы точного времени	Предел допускаемой абсолютной погрешности привязки фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC ± 1 мкс	8.10
Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками			

Перечень рекомендуемых эталонов, средств измерений и вспомогательного оборудования:

- для проведения измерений действующих значений силы тока и напряжения - вольтамперфазометр «ПАРМА ВАФ-А»;
- для проведения измерений температуры и влажности - прибор комбинированный ТКА-ПКМ (мод. 20);
- для проведения измерений атмосферного давления - барометр-анероид метеорологический БАММ-1;
- в качестве сигналов точного времени используют эталонные сигналы времени-блок коррекции времени ЭНКС-2.

Примечания

1 Допускается применение других средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений (согласно таблице 2).

2 Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть утвержденного типа, а также иметь действующие свидетельства о поверке.

4 Требования к квалификации поверителей

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, изучивших настоящую методику поверки и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ.

4.2 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 МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации». Измерение проводят не менее двух специалистов, имеющие допуск к работам в электроустановках свыше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

4.3 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 МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуата-

ции». Измерение проводят не менее двух специалистов, имеющие допуск к работам в электроустановках свыше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

4.4 Измерение потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ МИ 3598-20018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Измерение проводят не менее двух специалистов, имеющие допуск к работам в электроустановках свыше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

5 Требования безопасности

5.1 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.

5.2 При применении эталонов, средств измерений, вспомогательных средства поверки и оборудование должны обеспечивать требования ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ 12.2.007.7.

6 Условия поверки

Влияющие величины, определяющие условия поверки АИИС КУЭ, должны находиться в пределах, указанных в технорабочем проекте на АИИС КУЭ, ее измерительные компоненты и средства поверки.

7 Подготовка к поверке

7.1.1 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности проверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;

- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в их эксплуатационных документах.

7.1.2 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- паспорт АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке средств измерений (измерительных компонентов), входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);

- паспорта-протоколы на ИК, оформленные в соответствии с требованиями настоящей методики поверки и/или требованиями документов: МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации», МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации», МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;

- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке).

8 Проведение поверки

8.1 Внешний осмотр

8.1.1 Проверяют целостность корпусов, отсутствие видимых повреждений средств измерений (измерительных компонентов).

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

8.1.3 В случае выявленных несоответствий по пп. 8.1.1–8.1.2 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

8.2.1 Проводится проверка соответствия заявленных идентификационных данных программного обеспечения, указанных в описании типа и эксплуатационной документации:

- наименование ПО;
- идентификационное наименование ПО;
- номер версии (идентификационный номер) ПО (контрольная сумма исполняемого кода);
- алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО.

8.2.2 Проверка выполняется в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» и ГОСТ Р 8.654-2015 «ГСИ. Требования к программному обеспечению. Основные положения».

8.2.2.1 Проверка документации в части ПО.

На проверку представляется документация на ПО:

Руководство пользователя. Представленная техническая документация должна соответствовать ГОСТ Р 8.654 -2015.

8.2.2.2 Проверка идентификационного ПО АИИС КУЭ.

Убедиться, что идентификационное наименование и номер версии ПО соответствует заявленным (наименование ПО и его версия определяются после загрузки ПО в разделе «справка»).

Результат проверки считать положительным, если идентификационное наименование и номер версии ПО соответствует заявленному.

8.2.2.3 Проверка цифрового идентификатора ПО.

На выделенных модулях ПО проверить цифровые идентификаторы и алгоритм вычисления цифрового идентификатора.

Проверка цифрового идентификатора ПО производится на ИВК (сервере), где установлено ПО. Запустить менеджер файлов, позволяющий производить хэширование файлов или специализированное ПО, предоставляемое разработчиком. В менеджере файлов, необходимо открыть каталог и выделить файлы, указанные в описании типа АИИС КУЭ. Далее, запустив соответствующую программу, из состава ПО на АИИС КУЭ, просчитать хэш. По результатам формируются файлы, содержащие коды алгоритмов вычисления цифровых идентификаторов в текстовом формате. Наименование файлов алгоритмов вычисления цифровых идентификаторов должно соответствовать наименованию файлов, для которых проводилось хэширование.

ПО считается подтвержденным, если идентификационное и наименование ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО не противоречат приведенным в описании типа на АИИС КУЭ.

В противном случае АИИС КУЭ считается не прошедшей поверку и признается не пригодной к применению.

8.3 Поверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ

8.3.1 Проверяют правильность расположения и монтажа средств измерений (измерительных компонентов), правильность схем подключения ТТ и ТН к счетчикам электриче-

ской энергии, правильность прокладки проводных линий связи по проектной документации на АИИС КУЭ.

8.3.2 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически используемых средств измерений (измерительных компонентов) типам, указанным в описании типа АИИС КУЭ и/или паспорте.

8.3.3 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех средств измерений (измерительных компонентов): измерительных трансформаторов, счетчиков электрической энергии, УССВ. При выявлении просроченных свидетельств о поверке всех средств измерений (измерительных компонентов) дальнейшие операции по поверке АИИС КУЭ, в части ИК в которые они входят, приостанавливаются и выполняют после поверки этих средств измерений (измерительных компонентов).

Допускается при обнаружении просроченных свидетельств о поверке средств измерений ИК проводить их поверку на месте эксплуатации в процессе поверки АИИС КУЭ. Измерительные компоненты поверяются по методикам поверки, утвержденным при утверждении типа.

8.3.4 В случае выявленных несоответствий по пп. 8.3.1–8.3.3 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.4 Проверка счетчиков электрической энергии

8.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб на счетчике и испытательной колодке. 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 измерителя напряжения с токовыми клещами.

8.4.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, последовательная проверка визуализации параметров.

8.4.3 Проверяют работоспособность оптического порта счетчика с помощью переносного компьютера. Оптический преобразователь подключают к порту переносного компьютера. Опрашивают счетчик по установленному соединению. Опрос счетчика считается успешным, если получен ответ, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком.

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

8.4.5 В случае выявленных несоответствий по пп. 8.4.1–8.4.4 процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.5 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ и/или сервера)

8.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электрической энергии.

8.5.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральном сервере АИИС КУЭ.

8.5.3 Проверяют защиту ПО на компьютере сервера АИИС КУЭ от несанкционированного доступа. Для этого запускают программу на выполнение сбора данных и в поле «пароль» вводят неправильный код. Проверку считают успешной, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

8.5.4 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».

8.5.5 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измеритель-

ных трансформаторов в сервере АИИС КУЭ.

8.5.6 В случае выявленных несоответствий по пп. 8.5.1–8.5.5 процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств

8.6.1 Проверка функционирования адаптеров интерфейса.

Подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО. Проверка считается успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

8.6.2 В случае выявленных несоответствий по п. 8.6.1 процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.7 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения

8.7.1 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.

8.7.2 При проверке нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться в том, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более 10 % от $U_{ном}$.

Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТН, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 1983-2001 и или в описании типа средства измерений на конкретный тип ТН.

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с документом МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации», аттестованным в установленном порядке и зарегистрированным в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Приписанная характеристика погрешности результата измерений мощности нагрузки ТН-доверительные границы допустимой относительной погрешности результата измерений мощности нагрузки ТН при доверительной вероятности 0,95 не превышают $\pm 6\%$ с учетом условий выполнения измерений, приведенных в документе «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации».

При отклонении мощности нагрузки вторичной цепи ТН от заданного значения, процедуру проверки приостанавливают до устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуют.

Примечания

1 Допускается измерение мощности вторичных цепей ТН не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результат проверки считают положительным, 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.

3 Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

8.8 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока

8.8.1 Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТТ. При отсутствии

таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТТ.

8.8.2 Измеряют нагрузки вторичных цепей ТТ, которые должны находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 7746-2015 и или в описании типа средства измерений на конкретный тип ТТ.

Измерение вторичной нагрузки цепей ТТ проводят в соответствии с документом МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации», аттестованным в установленном порядке и зарегистрированным в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Приписанная характеристика погрешности результата измерений вторичной нагрузки ТТ – доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений вторичной нагрузки ТТ при доверительной вероятности 0,95 не превышают $\pm 6\%$ с учетом условий выполнения измерений, приведенных в документе «Методика измерений нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации».

При отклонении нагрузки вторичной цепи ТТ от заданного значения, процедуру проверки приостанавливают до устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуют.

Примечания

1 Допускается измерение вторичных цепей ТТ не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результат проверки считают положительным, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

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

3 Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

8.9 Проверка падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения

Измерение падения напряжения Ул в линии связи для каждой фазы проводят в соответствии с документом МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения в условиях эксплуатации», аттестованным в установленном порядке и зарегистрированным в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения напряжения на вторичной обмотке ТН.

Приписанная характеристика погрешности результата измерений потерь напряжения – доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений по МИ 3598-18 при доверительной вероятности 0,95 не превышают $\pm 1,5\%$ с учетом условий нормальных и рабочих условий выполнения измерений, приведенных в документе «Методика измерений потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения в условиях эксплуатации».

При превышении значения падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения более $\pm 0,25\%$ операцию проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

Примечания

1 Допускается измерение падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результат проверки считают положительным, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

2 Допускается падение напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

3 Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

8.10 Проверка системы обеспечения единого времени (СОЕВ)

8.10.1 Проверка времени УССВ.

Включают приемник сигналов точного времени и проверяют показания часов УССВ по сигналам точного времени. Расхождение времени между приемником сигналов точного времени и УССВ должно находиться в пределах, указанных в описании типа на АИИС КУЭ.

П р и м е ч а н и е – В качестве сигналов точного времени используют эталонные сигналы времени:

- сигналы передаваемые спутниковой навигационной системой GPS/ГЛОНАСС;

8.10.2 Проверка времени счетчиков и сервера.

Проверяют правильность работы системы коррекции времени, определяя по журналу событий расхождение времени корректируемого и корректирующего компонентов (например, счетчик - сервер, УССВ - сервер) в момент, непосредственно предшествующий коррекции времени. Расхождение времени корректируемого и корректирующего компонентов не должно превышать предела допускаемого расхождения, указанного в описании типа АИИС КУЭ.

8.10.3 В случае выявления несоответствий пп. 8.10.1–8.10.2 АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.11 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.

8.11.1 На центральном компьютере (сервере) системы отображают или 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.

8.11.2 Выводят на экран компьютера и распечатывают на центральном компьютере (сервере) профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню поверки. Используя переносной компьютер, считывают через оптический порт 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 одной единицы младшего разряда учетного значения.

8.11.3 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 8.11.2 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) системы для того же момента времени. Для этого визуально или с помощью переносного компьютера через оптический порт 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) АИИС КУЭ. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда учетного значения.

8.11.4 В случае выявления несоответствий пп. 8.11.1–8.11.3 АИИС КУЭ в части

неисправных ИК бракуется.

9 Оформление результатов поверки

9.1 На основании положительных результатов подтверждения соответствия по пунктам раздела 8 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ по форме и содержанию, удовлетворяющее требованиям Приказа Минпромторга от 02.07.2015 г. № 1815. В приложении к свидетельству указывают перечень и состав ИК, с указанием наименований, типов в соответствии со свидетельством об утверждении типа СИ, заводских номеров средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав каждого ИК (для счетчиков электрической энергии также указывают условное обозначение модификации и варианты исполнения в соответствии со свидетельством об утверждении типа СИ), прошедших поверку и пригодных к применению, а также указывают наименование, типы и заводские номера УССВ. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке путем нанесения оттиска поверительного клейма.

9.2 В случае, если отдельные ИК были забракованы по п. 8, АИИС КУЭ признается непригодной к дальнейшей эксплуатации, в части ИК не прошедших с положительными результатами поверку и на нее выдают извещение о непригодности по форме и содержанию, удовлетворяющее требованиям Приказа Минпромторга от 02.07.2015 г. № 1815, с указанием причин непригодности. При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ в части каналов, не прошедших поверку, признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга от 02.07.2015 г. № 1815 с указанием причин непригодности. В приложении к извещению о непригодности указывают перечень и состав ИК с указанием наименований, типов в соответствии со свидетельствами об утверждении типа СИ, заводских номеров средств измерений, входящих в состав каждого ИК (для счетчиков электрической энергии также указывают условное обозначение модификации и варианты исполнения в соответствии со свидетельством об утверждении типа СИ), не соответствующих метрологическим требованиям, установленным в описании типа.

9.3 Результаты первичной поверки АИИС КУЭ оформляют только после утверждения типа системы.

9.4 В ходе поверки оформляется протокол поверки, отражающий выполнение процедур по пунктам раздела 8 и их результаты. Протокол поверки оформляют в произвольной форме.

Разработал:

Ведущий инженер по метрологии отдела № 432
ФБУ «Тест-С.-Петербург»

 Г.С. Ганеев