

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии
Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия
«Всероссийский научно – исследовательский институт метрологии им.Д.И.Менделеева»
(УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»)

СОГЛАСОВАНО



Директор УНИИМ - филиала
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»

 Е.П. Собина

20 12 2021 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ
ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (АИИС КУЭ) ПЕРМСКОЙ ТЭЦ-9 ФИЛИАЛА
«ПЕРМСКИЙ» ПАО «Т Плюс»**

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ
МП 121-26-2020**

ПРЕДИСЛОВИЕ

1 РАЗРАБОТАНА

Уральским научно-исследовательским институтом метрологии – филиалом Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно – исследовательский институт метрологии им. Д.И.Менделеева»
(УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»)

2 ИСПОЛНИТЕЛИ

Ахмеев А.А., Воронская Е.В., Розина О.Ю.

3 СОГЛАСОВАНА УНИИМ – филиалом ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

«20» 12 2021 г.

4 ЗАРЕГИСТРИРОВАНА УНИИМ – филиалом ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева» МП 121-26-2020

5 ВВОДИТСЯ

впервые

СОДЕРЖАНИЕ

1 Общие положения.....	1
2 Нормативные ссылки	2
3 Перечень операций поверки	3
4 Требования к условиям проведения поверки.....	4
5 Требования к специалистам, осуществляющим поверку	4
6 Метрологические и технические требования к средствам поверки	4
7 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки.....	5
8 Внешний осмотр средства измерений	5
9 Подготовка к поверке и опробование средства измерений.....	6
10 Проверка программного обеспечения средства измерений	9
11 Определение метрологических характеристик средства измерений.....	9
12 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	12
13 Оформление результатов поверки	13
Приложение А (обязательное) Определение относительной погрешности ИК при измерении электрической энергии и средней мощности.....	14

Государственная система обеспечения единства измерений. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Пермской ТЭЦ-9 филиала «Пермский» ПАО «Т Плюс». Методика поверки	МП 121-26-2020
---	----------------

Дата введения _____

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Пермской ТЭЦ-9 филиала «Пермский» ПАО «Т Плюс» (в дальнейшем – АИИС КУЭ). Поверка АИИС КУЭ должна производиться в соответствии с требованиями настоящей методики

АИИС КУЭ подвергаются поверке покомпонентным (поэлементным) способом. При этом экспериментально проверяется соответствие нормативным требованиям значений составляющих погрешности измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ. Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации рассчитывается в соответствии с Приложением А на основе информации о значениях составляющих погрешности и дополнительных погрешностей, соответствующих условиям эксплуатации АИИС КУЭ.

Допускается проведение поверки АИИС КУЭ в части отдельных ИК с обязательным указанием в сведениях о поверке, передаваемых в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, а также в свидетельстве о поверке, в случае его оформления, информации об объеме проведенной поверки.

Первичную поверку АИИС КУЭ (до ввода в эксплуатацию) проводят после утверждения типа АИИС КУЭ.

Периодическую поверку АИИС КУЭ проводят в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

Интервал между поверками АИИС КУЭ - 4 года.

Средства измерений (измерительные компоненты) ИК АИИС КУЭ должны быть утвержденных типов, и поверяются в соответствии с интервалами между поверками, установленными при утверждении их типа. Если очередной срок поверки средства измерений наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент, а поверка всей АИИС КУЭ не проводится. После поверки средства измерений и восстановления ИК выполняется проверка ИК, той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой средства измерений, не нарушили метрологических характеристик 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, входящих в его состав, проводится поверка АИИС КУЭ в объеме первичной поверки.

1.2 АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий два устройства сбора и передачи данных (УСПД), осуществляющих сбор данных от счетчиков, подключенных к входам соответствующего УСПД (УСПД № 1, УСПД № 2); технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места (АРМ) пользователей информации, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети. В качестве программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) обеспечивает синхронизацию времени счетчиков, УСПД и сервера БД, входящих в состав АИИС КУЭ.

Для защиты метрологических характеристик АИИС КУЭ от несанкционированного вмешательства предусмотрены индивидуальные пароли для защиты файлов и баз данных.

1.3 При проведении поверки должна обеспечиваться прослеживаемость АИИС КУЭ:

- к Государственному первичному эталону единиц коэффициентов преобразования силы электрического тока, регистрационный номер ГЭТ 152-2018, согласно государственной поверочной схеме для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2768;

- к Государственному первичному специальному эталону единиц коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и единиц электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ, регистрационный номер ГЭТ 175-2019, согласно государственной поверочной схеме для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3453;

- к Государственному первичному эталону единицы электрической мощности в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц, регистрационный номер ГЭТ 153-2019, согласно ГОСТ 8.551-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и электрической энергии в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

- к Государственному первичному эталону единиц времени, частоты и национальной шкалы времени, регистрационный номер ГЭТ 1-2018, согласно государственной поверочной схеме для средств измерений времени и частоты, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2018 г. № 1621.

2 Нормативные ссылки

2.1 В настоящей методике использовались ссылки на следующие документы:

Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 15 декабря 2020 г. № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»;

Приказ Минэнерго России от 13 января 2003 г. № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» с изменениями, утвержденными приказом Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757;

Приказ Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»;

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

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

ГОСТ 8.551-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и электрической энергии в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц;

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия;
 ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;
 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;
 РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении;
 РД 34.11.333-97 Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии;
 РД 34.11.334-97 Типовая методика выполнения измерений электрической мощности.

3 Перечень операций поверки

3.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице 1. В случае выявленных несоответствий по пунктам методики поверки проведение поверки приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта МП	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1	2	3	4
1 Внешний осмотр средства измерений	8	Да	Да
2 Подготовка к поверке и опробование средства измерений	9	Да	Да
2.1 Подготовка к поверке	9.1	Да	Да
2.2 Опробование средства измерений	9.2	Да	Да
- Проверка функционирования счетчиков электрической энергии	9.2.1	Да	Да
- Проверка функционирования устройства сбора и передачи данных	9.2.2	Да	Да
- Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (сервера и/или АРМ)	9.2.3	Да	Да
- Проверка функционирования вспомогательных устройств	9.2.4	Да	Да
- Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	9.2.5	Да	Да
- Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	9.2.6	Да	Да
- Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой измерительного трансформатора напряжения и счетчиком электрической энергии	9.2.7	Да	Да

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
3 Проверка программного обеспечения средства измерений	10	Да	Да
4 Определение метрологических характеристик средства измерений	11	Да	Да
4.1 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ*: измерительных трансформаторов тока, измерительных трансформаторов напряжения, счетчиков электрической энергии, устройства сбора и передачи данных	11.1	Да	Да
4.2 Определение погрешности системы обеспечения единого времени	11.2	Да	Да
4.3 Определение относительной погрешности передачи и обработки данных	11.3	Да	Да
4.4 Определение относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии	11.4	Да	Да
4.5 Определение относительной погрешности вычисления средней мощности	11.5	Да	Да
4.6 Определение относительной погрешности ИК при измерении электрической энергии и средней мощности	11.6	Да	Да
5 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	12	Да	Да
* Периодичность поверки – в соответствии с методикой поверки на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ.			

4 Требования к условиям проведения поверки

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

5 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

5.1 К проведению поверки допускаются лица, изучившие эксплуатационную документацию АИИС КУЭ, работающие в организации, аккредитованной на право поверки средств измерений электрических величин, и имеющие квалификационную группу по безопасности не ниже III.

6 Метрологические и технические требования к средствам поверки

6.1 При проведении поверки АИИС КУЭ необходимо применять средства измерений в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии, УСПД, входящие в состав ИК АИИС КУЭ, а также средства поверки, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства поверки

№ п/п	Наименование и тип основного или вспомогательного средства поверки, обозначение документа, регламентирующего технические требования и (или) метрологические и основные технические характеристики
1	Термогигрометр Ива-6Н-Д, диапазон измерений температуры от минус 20 до +60 °С, пределы допускаемой погрешности ±0,3 °С
2	Приемник навигационный МНП-МЗ, пределы допускаемой инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) формирования метки времени, выдаваемой потребителям, по отношению к шкале времени UTC(SU) ±100 нс
3	Секундомер механический СОСпр-2б-2, диапазоны (0-60) с, (0-60) мин, класс точности 2, ТУ 25-1894.003-90
4	Переносной компьютер с установленной операционной системой Windows, программным обеспечением для считывания данных со счетчиков электрической энергии и оптическим считывающим устройством в соответствии с эксплуатационной документацией счетчика
5	Программа «MD5 Hasher» для проверки идентификационных данных программного обеспечения

6.2 Допускается применение средств поверки, отличающихся от приведенных в таблице 2, но обеспечивающих определение метрологических характеристик ИК с требуемой точностью.

6.3 Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть утвержденного типа, а также иметь действующие свидетельства о поверке и (или) запись в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

7 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

7.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей, а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы, счетчики электрической энергии, УСПД, изложенные в их эксплуатационных документах.

7.2 При применении эталонов, средств измерений, вспомогательных средств поверки и оборудования должны обеспечиваться требования безопасности согласно ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75.

8 Внешний осмотр средства измерений

8.1 При проведении внешнего осмотра необходимо убедиться, что:

- фактический состав средств измерений АИИС КУЭ соответствует оборудованию, указанному в описании типа АИИС КУЭ и в эксплуатационной документации АИИС КУЭ;
- фактический состав технических и программных средств информационно-вычислительного комплекса соответствует указанному в эксплуатационной документации АИИС КУЭ;
- средства измерений из состава ИК: измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электроэнергии, УСПД имеют действующие свидетельства о поверке и (или) записи в

Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Если в результате проверки получен отрицательный результат, то средство измерений поверяют в соответствии с п. 11.1 настоящей методики поверки;

- присутствуют необходимые для средств коммерческого учета пломбы и клейма;
- измерительные компоненты, входящие в состав ИК, исправны и на них нет видимых механических повреждений;
- в местах подключения проводных линий отсутствуют следы коррозии и нагрева;
- условия эксплуатации средств измерений и оборудование из состава ИК АИИС КУЭ соответствуют требованиям, указанным в технической документации системы.

9 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

9.1 Подготовка к поверке

9.1.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- эксплуатационную документацию АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных трансформаторов тока, измерительных трансформаторов напряжения, счетчиков электрической энергии, УСПД, входящих в состав ИК, и свидетельство о предыдущей поверке АИИС КУЭ (при периодической поверке);
- паспорта-протоколы информационно-измерительных комплексов АИИС КУЭ оформленные в соответствии с РД 34.09.101;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке).

Примечание – При проверке представленной документации необходимо убедиться в наличии свидетельств о поверке и (или) записей в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. При этом свидетельства о поверке средств измерений представляют на бумажном носителе при наличии.

9.1.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в течение времени и в условиях, установленных в эксплуатационной документации на средства поверки.

9.1.3 Перед проведением поверки решается следующий комплекс вопросов.

Пользователь АИИС КУЭ готовит заверенные сведения о поверяемом ИК с указанием наименования ИК, вида измеряемой величины, типа, заводского номера, класса точности счетчиков электрической энергии, типов, заводских номеров, классов точности и коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, типа УСПД.

Определяется состав персонала, привлекаемого к проведению поверки, и проводится его инструктаж.

Поверитель знакомится с эксплуатационной документацией на компоненты и на АИИС КУЭ в целом.

9.2 Опробование средства измерений

9.2.1 Проверка функционирования счетчиков электрической энергии

При проверке выполняют следующие операции:

- проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчиках. При отсутствии или нарушении таких пломб дальнейшие операции по поверке АИИС КУЭ выполняют после исправления обнаруженных недостатков. Проверяют

правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения – схемам, приведенным в паспорте на счетчик);

- проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности;

- проверяют работоспособность оптического порта счетчика с помощью переносного компьютера. Оптический порт подключают к любому последовательному порту компьютера. Опрашивают счетчик по установленному соединению. Опрос счетчика считается успешным, если получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком;

- проверяют соответствие индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год).

9.2.2 Проверка функционирования устройства сбора и передачи данных

При проверке УСПД выполняют следующие операции:

- проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на УСПД;

- проверяют правильность функционирования УСПД в соответствии с его эксплуатационной документацией. Проверка считается успешной, если подсоединенные к УСПД счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках;

- проверяют соответствие программной защиты УСПД от несанкционированного доступа технической документации. Проверку считают успешной, если при неправильном значении введенного пароля обеспечивается отказ в доступе и фиксация попытки несанкционированного доступа в журнале событий УСПД.

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

9.2.3.1 Проводят опрос счетчика электрической энергии, входящего в АИИС КУЭ с помощью сервера, оснащенного ПК «Энергосфера». Опрос считать успешным, если по завершению опроса счетчика в отчетах, представленных в ПК «Энергосфера», функционирующего на сервере и/или компьютере автоматизированного рабочего места (АРМ) АИИС КУЭ, присутствуют показания по нагрузке и энергопотреблению с указанием текущей даты и времени.

9.2.3.2 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения, хранящихся в памяти сервера АИИС КУЭ.

9.2.3.3 Проверяют глубину хранения измерительной информации в сервере АИИС КУЭ. Проверку считают успешной, если глубина хранения результатов измерений, состояний объектов и средств измерений не менее 3,5 лет.

9.2.3.4 Проверяют защиту ПО на компьютере 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.

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

9.2.3.6 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

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

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

Распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом на сервере АИИС КУЭ, за полные предшествующие дню проверки сутки по 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.

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

9.2.4 Проверка функционирования вспомогательных устройств

Убеждаются в исправности вспомогательных устройств по состоянию их световой индикации. Вспомогательные устройства считаются исправными, если были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчика.

9.2.5 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

При проверке выполняют следующие операции:

- проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи измерительных трансформаторов напряжения со счетчиком электрической энергии. При отсутствии или нарушении таких пломб дальнейшие операции по поверке ИК АИИС КУЭ, в который входит рассматриваемый ТН, выполняют после исправления обнаруженных недостатков;

- проверяют мощность нагрузки измерительных ТН. Проверка считается успешной, если согласно паспорту-протоколу, утвержденному в установленном порядке, мощность нагрузки вторичных цепей измерительных ТН соответствует требованиям ГОСТ 1983-2015.

9.2.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

При проверке выполняют следующие операции:

- проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи измерительных трансформаторов тока со счетчиком электрической энергии. При отсутствии или нарушении таких пломб дальнейшие операции по поверке ИК АИИС КУЭ, в который входит рассматриваемый ТТ, выполняют после исправления обнаруженных недостатков;

- проверяют мощность нагрузки измерительных ТТ. Проверка считается успешной, если согласно паспорту-протоколу, утвержденному в установленном порядке, мощность нагрузки вторичных цепей измерительных ТТ соответствует требованиям ГОСТ 7746-2015.

9.2.7 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой измерительного трансформатора напряжения и счетчиком электрической энергии

Проверка считается успешной, если согласно паспорту-протоколу, утвержденному в установленном порядке, падение напряжения в линии связи между вторичной обмоткой измерительных трансформаторов напряжения и счетчиком электрической энергии не превышает 0,25 % от номинального значения напряжения на вторичной обмотке измерительных трансформаторов напряжения.

10 Проверка программного обеспечения средства измерений

10.1 В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПК «Энергосфера», метрологически значимая часть которого функционирует на сервере баз данных АИИС КУЭ. Идентификационные данные программного обеспечения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

10.2 Провести проверку идентификационного наименования и номера версии ПО. Проверку проводить с использованием стандартных средств ПО системы. Проверка считается успешной, если отображаемые на экране компьютера идентификационное наименование и номер версии контролируемого программного обеспечения соответствуют указанным в таблице 3.

10.3 Определение цифрового идентификатора ПО

Установить на выбранном в соответствии с 10.1 компьютере программу «MD5 Hasher», входящую в комплект средств поверки. Запустить программу с помощью двойного щелчка мыши на иконке программы. В открывшемся главном окне программы «MD5 Hasher» нажать кнопку «Обзор», после чего в открывшемся окне найти каталог, в котором находится рассматриваемый файл, указанный в таблице 3. Выбрать этот файл, кликнув на нем левой кнопкой мыши и нажать кнопку «Открыть». Сразу после этого в окне программы «MD5 Hasher.exe» появится цифровой идентификатор рассматриваемого файла. Убедиться, что отображаемый на экране компьютера цифровой идентификатор файла совпадает с приведенным в таблице 3.

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

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

11 Определение метрологических характеристик средства измерений

ИК АИИС КУЭ характеризуется следующими составляющими погрешности измерения электрической энергии и мощности:

- пределы допускаемой относительной погрешности напряжения δ_U , %, и угловой погрешности Θ_U , мин, измерительного трансформатора напряжения, определяемые классом точности трансформатора;
- пределы допускаемой относительной токовой погрешности δ_I , %, и угловой погрешности Θ_I , мин, измерительного трансформатора тока, определяемые классом точности трансформатора;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерения электрической энергии счетчиком, определяемые классом точности счетчика, $\delta_{сч}$, %;

- пределы допускаемой относительной погрешности передачи и обработки данных δ_1 составляют $\pm 0,01$ %;
- пределы допускаемой относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии δ_2 составляют $\pm 0,01$ %;
- пределы допускаемой относительной погрешности вычисления средней мощности δ_3 составляют $\pm 0,01$ %;
- пределы допускаемой погрешности системы обеспечения единого времени Δt составляют ± 5 с.

Относительная погрешность ИК при измерении электрической энергии и средней мощности определяется расчетным путем для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ согласно Приложению А на основе приведенных выше составляющих погрешности ИК.

11.1 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ: измерительных трансформаторов тока, измерительных трансформаторов напряжения, счетчиков электрической энергии, устройства сбора и передачи данных

11.1.1 Поверка измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока из состава ИК АИИС КУЭ поверяют по ГОСТ 8.217-2003 с периодичностью, установленной при утверждении типа трансформатора тока. В ходе поверки проверяется соответствие токовой и угловой погрешностей трансформатора тока нормативным требованиям.

11.1.2 Поверка измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения из состава ИК АИИС КУЭ поверяют по ГОСТ 8.216-2011 с периодичностью, установленной при утверждении типа трансформатора напряжения. В ходе поверки проверяется соответствие фактических значений погрешности напряжения и угловой погрешности трансформатора напряжения нормативным требованиям.

11.1.3 Поверка счетчиков электрической энергии

Счетчики электрической энергии поверяют по методике поверки, установленной при утверждении типа средства измерений. В ходе поверки проверяется соответствие метрологических характеристик счетчика нормативным требованиям.

11.1.4 Поверка УСПД

УСПД поверяют по методике поверки, установленной при утверждении типа средства измерений. В ходе поверки проверяется соответствие метрологических характеристик УСПД нормативным требованиям.

11.2 Определение погрешности системы обеспечения единого времени

11.2.1 Проверка хода часов сервера

Готовят к работе и включают в соответствии с п.2 Руководства по эксплуатации ЦВИЯ.468157.080 РЭ навигационный приемник МНП-МЗ. В конце любого часа по показаниям приемника МНП-МЗ проверяют показания часов сервера. Расхождение показаний часов сервера с показаниями приемника по абсолютной величине не должно превышать 1 с.

11.2.2 Проверка хода часов УСПД

Готовят к работе и включают в соответствии с п.2 Руководства по эксплуатации ЦВИЯ.468157.080 РЭ навигационный приемник МНП-МЗ. В конце любого часа по показаниям приемника МНП-МЗ проверяют показания часов УСПД, входящих в состав АИИС КУЭ. Расхождение показаний часов УСПД с показаниями приемника по абсолютной величине не должно превышать 1 с.

11.2.3 Проверка коррекции времени встроенных часов счетчиков АИИС КУЭ

Распечатывают журналы событий счетчиков электрической энергии из состава АИИС КУЭ.

Расхождение времени часов счетчика и УСПД в момент времени, предшествующий

коррекции, по абсолютной величине не должно превышать 3 с.

11.2.4 Погрешность системы обеспечения единого времени определяют для всех счетчиков электрической энергии, входящих в АИИС КУЭ.

По показаниям используемого в соответствии с п. 11.2.1 источника точного времени для момента времени t_0 произвести пуск секундомера. Вызвать на экран индикаторного табло счетчика показания по времени. Зафиксировать показания счетчика по времени $t_{сч}$ и показания секундомера $t_{сек}$ на момент снятия показаний со счетчика.

11.3 Определение относительной погрешности передачи и обработки данных

Погрешность определять для каждого ИК АИИС КУЭ.

Выводят на экран сервера баз данных с помощью ПК «Энергосфера» данные за прошедшие полные сутки по поверяемому ИК: значения электрической энергии за 30-минутные интервалы времени $E(i)_{АИИС}$, кВт·ч (квар·ч), где «i» - номер 30-минутного интервала времени, $i = 1, 2, 3, \dots, 48$.

С помощью установленного на переносном компьютере программного обеспечения для чтения данных от счетчика считывают значения из регистров средних мощностей счетчика из состава поверяемого ИК за те же сутки $N(i)$, $i = 1, 2, 3, \dots, 48$.

Проверяют наличие данных, соответствующих каждому 30-минутному интервалу времени. Пропуск данных не допускается.

Для каждого 30-минутного интервала времени вычисляют действительное значение электрической энергии $E(i)$, кВт·ч (квар·ч), по формуле

$$E(i) = N(i) \cdot K_T \cdot K_H, \quad (1)$$

где $N(i)$ – значение из регистров средних мощностей за 30-минутный интервал времени, хранящееся в соответствующем массиве профиля мощности счетчика электрической энергии, кВт·ч (квар·ч);

K_T и K_H - коэффициенты трансформации по току и напряжению соответственно, указанные в технической документации на измерительные трансформаторы.

Результаты измерений для каждого ИК АИИС КУЭ сохраняют в распечатках профилей счетчиков и базы данных сервера баз данных.

11.4 Определение относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии

Погрешность определять для каждого ИК АИИС КУЭ.

Выводят на экран сервера баз данных с помощью ПК «Энергосфера» следующие данные по поверяемому ИК: значение приращения энергии за рассматриваемые сутки $E_{АИИС}$, кВт·ч (квар·ч); значения электрической энергии за 30-минутные интервалы времени рассматриваемых суток $E(i)_{АИИС}$, кВт·ч (квар·ч), $i = 1, 2, 3, \dots, 48$.

Результаты измерений для каждого ИК АИИС КУЭ сохраняют в распечатках базы данных сервера баз данных.

11.5 Определение относительной погрешности вычисления средней мощности

Погрешность определять для каждого ИК АИИС КУЭ.

Вывести на экран сервера баз данных с помощью ПК «Энергосфера» следующие данные по поверяемому ИК: значение средней мощности за выбранный 30-минутный интервал времени прошедших суток $P(i)_{АИИС}$, кВт (квар); значение приращения электрической энергии за рассматриваемый 30-минутный интервал времени $E(i)_{АИИС}$, кВт·ч (квар·ч).

Результаты измерений для каждого ИК АИИС КУЭ сохраняют в распечатках базы данных сервера баз данных.

11.6 Определение относительной погрешности ИК при измерении электрической энергии и средней мощности

Относительную погрешность ИК при измерении электрической энергии и средней мощности определяют расчетным путем для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ согласно Приложению А.

12 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

12.1 Вычислить погрешность системы обеспечения единого времени Δt , с, по формуле

$$\Delta t = t_{сч} - (t_0 + t_{сек}) \quad (2)$$

Результат поверки считают положительным, если для каждого счетчика системы полученное значение погрешности Δt по абсолютной величине не превышает 5 с.

12.2 Относительную погрешность передачи и обработки данных δ_1' , %, вычисляют по формуле

$$\delta_1' = (E(i)_{АИИС} / E(i) - 1) \cdot 100 \quad (3)$$

Результат поверки считают положительным, если полученное значение относительной погрешности δ_1' по модулю не превышает 0,01 %.

12.3 Относительную погрешность вычисления приращения электрической энергии δ_2' , %, вычисляют по формуле

$$\delta_2' = \left(E_{АИИС} / \sum_{i=1}^{48} E(i)_{АИИС} - 1 \right) \cdot 100 \quad (4)$$

Результат поверки считают положительным, если полученное значение относительной погрешности δ_2' по модулю не превышает 0,01 %.

12.4 Относительную погрешность вычисления средней мощности δ_3' , %, вычисляют по формуле

$$\delta_3' = (P(i)_{АИИС} \cdot \tau_{час} / E(i)_{АИИС} - 1) \cdot 100 \quad (5)$$

где $\tau_{час} = 0,5$ ч – значение длительности 30-минутного интервала времени;

i – номер выбранного 30-минутного интервала времени.

Результат поверки считают положительным, если полученное значение относительной погрешности δ_3' по модулю не превышает 0,01 %.

12.5 Относительную погрешность ИК при измерении активной и реактивной электрической энергии и средней мощности рассчитывают для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ по формулам, указанным в Приложении А к настоящей методике поверки, на основе информации о значениях составляющих погрешностей ИК АИИС КУЭ.

Результат поверки считают положительным, если полученное значение относительной погрешности по модулю не превышает указанной в технической документации АИИС КУЭ.

13 Оформление результатов поверки

13.1 По результатам поверки оформляют протокол поверки произвольной формы, в котором приводят результаты определения метрологических характеристик и заключение по результатам поверки.

13.2 При положительных результатах поверки АИИС КУЭ признают пригодной к применению и оформляют свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» или действующими на момент проведения поверки нормативно-правовыми актами в области обеспечения единства измерений. В приложении к свидетельству указывают состав ИК АИИС КУЭ. Знак поверки наносят на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

13.3 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ признают непригодной к применению и оформляют результаты поверки в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» или действующими на момент проведения поверки нормативно-правовыми актами в области обеспечения единства измерений.

13.4 Сведения о результатах поверки передают в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с Приказом Минпромторга России от 28 августа 2020 г. № 2906 «Об утверждении порядка создания и ведения Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений, передачи сведений в него и внесения изменений в данные сведения, предоставления содержащихся в нем документов и сведений».

Заведующий отделом
26 УНИИМ - филиала
ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

Ахмеев А.А.

Зам. заведующего отделом
26 УНИИМ - филиала
ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

Воронская Е.В.

Научный сотрудник отдела
26 УНИИМ - филиала
ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

Розина О.Ю.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Определение относительной погрешности ИК при измерении электрической энергии и средней мощности

Погрешность ИК при измерении электрической энергии и средней мощности рассчитывают в соответствии с РД 34.11.333-97 и РД 34.11.334-97 на основе информации о значениях составляющих погрешностей ИК АИИС КУЭ.

А.1 В качестве показателей точности измерений электрической энергии и мощности в рабочих условиях принимаются соответственно границы $\pm\delta_E$ и $\pm\delta_P$ интервала, в пределах которого находится с доверительной вероятностью $P = 0,95$ суммарная погрешность измерения электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ.

А.2 Верхняя граница $+\delta_E$, %, и нижняя граница $-\delta_E$, %, интервала, в котором с доверительной вероятностью $P = 0,95$ находится относительная погрешность ИК при измерении электрической энергии за интервал времени τ , кратный периоду профиля мощности счетчика, рассчитывается на основании соотношения:

$$\delta_E = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_L^2 + \delta_{сч}^2 + \delta_1^2 + \delta_2^2}, \quad (\text{A.1})$$

где $\delta_\theta = 0,029 \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} / \cos \varphi$ – для активной энергии, %;

$\delta_\theta = 0,029 \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \cos \varphi / \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}$ – для реактивной энергии, %;

δ_I и δ_U – пределы допускаемых значений токовой погрешности измерительного трансформатора тока и погрешности напряжения измерительного трансформатора напряжения соответственно, %;

θ_I и θ_U – пределы допускаемых значений угловых погрешностей измерительных трансформаторов тока и напряжения соответственно, мин;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности контролируемого присоединения;

δ_L – предел допускаемой погрешности из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения, %, согласно паспорта-протокола информационно-измерительного комплекса АИИС КУЭ;

$\delta_{сч}$ – предел допускаемой погрешности счетчика в рабочих условиях применения, %;

$\delta_1 = 0,01$ % – предел допускаемой относительной погрешности передачи и обработки данных;

$\delta_2 = 0,01$ % – предел допускаемой относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии.

Верхняя граница $+\delta_P$, %, и нижняя граница $-\delta_P$, %, интервала, в котором с доверительной вероятностью $P = 0,95$ находится относительная погрешность ИК при измерении средней мощности, усредненной за интервал времени τ , кратный периоду профиля мощности счетчика, рассчитывается на основании соотношения:

$$\delta_P = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_L^2 + \delta_{сч}^2 + \delta_1^2 + \delta_3^2 + \delta_\tau^2}, \quad (\text{A.2})$$

где $\delta_3 = 0,01$ % – предел допускаемой относительной погрешности вычисления средней мощности;

$\delta_\tau = 100 \cdot \Delta t / \tau$, %; τ – длительность рассматриваемого интервала времени, с;

$\Delta t = 5$ с – предел допускаемой погрешности системы обеспечения единого времени.