

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Воронежской области»
(ФБУ «Воронежский ЦСМ»)
Станкевича ул., д. 2, Воронеж, 394018
Тел./факс: (4732) 257-45-05, E-mail: mail@csm.vrn.ru
www.csm-vrn.ru
ОКПО 02567277, ОГРН 1033600007341, ИНН/КПП 3664009359/366401001
Аттестат аккредитации № RA.RU.311949 от 03.11.2016 г.



СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора по метрологии
ФБУ «Воронежский ЦСМ»

П.В. Воронин

07 " 10 20 21 г.

М.П.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии
МУП «Борисоглебская горэлектросеть»

Методика поверки

г. Воронеж
2021 год

Содержание

1 Введение.....	3
2 Общие положения.....	3
3 Операции поверки.....	4
4 Средства поверки.....	4
5 Требования к квалификации поверителей.....	5
6 Требования безопасности.....	6
7 Условия поверки.....	6
8 Подготовка к поверке.....	6
9 Проведение поверки.....	7
10 Оформление результатов поверки.....	13
Приложение А.....	14
Приложение Б.....	18
Приложение В.....	19
Библиография.....	20

1 Введение

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (КИ) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Борисоглебская горэлектросеть», заводской номер 002, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени на присоединениях МУП «Борисоглебская горэлектросеть», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации.

Методика поверки устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверок.

2 Общие положения

Поверке подлежит каждый КИ АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерений электроэнергии. КИ подвергают поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений ГОСТ Р 8.596-2002.

Первичную поверку АИИС КУЭ выполняют после утверждения типа. Допускается при поверке использовать положительные результаты испытаний по опробованию методики поверки. При этом свидетельство о поверке оформляется только после утверждения типа.

Периодическую поверку АИИС КУЭ выполняют в процессе эксплуатации.

Периодичность поверки АИИС КУЭ осуществляется в соответствии с установленным при утверждении её типа интервалом поверки.

Измерительные компоненты поверяют с интервалами 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 в целом не проводится. После поверки измерительного компонента и восстановления КИ выполняется проверка КИ 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 КИ (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

Внеочередную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта системы, замены её измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики КИ. Допускается подвергать поверке только те КИ, которые подверглись указанным воздействиям, при условии, что остальные КИ этим воздействиям не подвергались. В этом случае оформляют дополнение к основному свидетельству о поверке системы с перечнем поверенных КИ, с обязательным указанием в приложении к свидетельству о поверке информации об объеме проведенной поверки. Срок действия свидетельства о поверке в части указанных КИ, 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.

Перечень КИ АИИС КУЭ приведен в приложении А.

Интервал между поверками четыре года.

3 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при поверке	
		первичной	периодической
1	2	3	4
1 Подготовка к поверке	8	Да	Да
2 Внешний осмотр	9.1	Да	Да
3 Подтверждение соответствия ПО	9.2	Да	Да
4 Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ	9.3	Да	Да
5 Проверка счетчиков электрической энергии	9.4	Да	Да
6 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ	9.5	Да	Да
7 Проверка функционирования вспомогательных устройств	9.6	Да	Да
8 Проверка нагрузки на вторичные цепи ТТ	9.7	Да	Да
9 Проверка нагрузки на вторичные цепи ТН	9.8	Да	Да
10 Проверка падения напряжения в линии связи счетчика с ТН	9.9	Да	Да
11 Проверка синхронизации часов СОЕВ	9.10	Да	Да
12 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	9.11	Да	Да
13 Оформление результатов поверки	10	Да	Да

4 Средства поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства измерений приведенные в таблице 2

Таблица 2 Средства поверки

Наименование средства измерений, эталона, номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)	Измеряемая величина. Основные метрологические характеристики	Пункт МП
1	2	3
Измеритель влажности и температуры ИВТМ-7М рег. № 15500-07	Температура окружающего воздуха от минус 20 до плюс 60 °С, Предел допускаемой абсолютной ПГ ± 0,2 °С Относительная влажность от 0 до 99 % , Предел допускаемой относительной ПГ ± 2%	7
Барометр БРС-1М -1 рег. № 16006-97	Барометрическое давление от 600 до 1100 гПа, Предел допускаемой абсолютной ПГ ± 33 Па	
Миллитесламетр МПМ-2 рег. № 16372-02	Напряженность магнитного поля ПГ ± 7,5 %	
Прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3ТТ1 рег. № 39952-08	Измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 Разряд 2	
Вольтампер-фазометр ПАРМА ВАФ-Т рег. № 33521-06	-напряжение от 0 до 460 В -ток от 0 до 6 А -частота от 45 до 65 Гц -фазовый угол от минус 180 до 180 град. Класс точности (Кл.т.) 0,5	9.7 – 9.9
Прибор сравнения КНТ-03 рег. № 24719-03	Полная мощность вторичная нагрузка измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН) 1,999 ВА; ПГ ± 0,003 ВА 19,99 ВА; ПГ ± 0,03 ВА 199,9 ВА; ПГ ± 0,3 ВА	

1	2	3
Приемник сигналов точного времени, принимающий сигналы спутниковой навигационной системы GPS/ГЛОНАСС Радиочасы МИР РЧ-01 рег № 27008-04	Сигналы точного времени Предел допускаемой абсолютной ПГ привязки к шкале UTC $\pm$ 1 мкс	9.10
Переносной компьютер с пусконаладочным программным обеспечением (ПО) «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», оптический преобразователь АЕ-1 работы со счетчиками		
ПО «АРМ Пользователя Энфорс АСКУЭ» и ПО «Сборщик Энфорс Энергия +», тестовые файлы для диагностических работ		
Примечания 1 Допускается применение других средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений. 2 Все средства измерений, применяемые при поверке должны быть утвержденного типа, иметь действующие свидетельства о поверке.		

4.2 Средства поверки измерительных компонентов КИ АИИС КУЭ приведены в НД:

- трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 8.216-2011;
- трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 8.217-2003;
- счетчики электроэнергии для измерения активной и реактивной энергии (счетчики)

СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01 (Рег. № 27524-04) «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Методика поверки ИЛГШ.411152.124 МП»;

- счетчики электроэнергии для измерения активной и реактивной энергии ПСЧ-4ТМ.03.М (Рег. № 366697-12) «Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.03.М. Методика поверки ИЛГШ.411152.126 МП»;

- устройство синхронизации времени УСВ-2 (Рег. № 41681-10) Руководство по эксплуатации ВЛСТ 237.00.000 РЭ

5 Требования к квалификации поверителей

5.1 К проведению поверки КИ АИИС КУЭ допускают работников организаций, аккредитованных в области обеспечения единства измерений на право поверки средств измерений в порядке, установленном законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации, изучивших настоящую методику поверки и паспорт АИИС КУЭ, имеющих опыт работы по поверке измерительных систем. Для выполнения отдельных операций поверки допускаются работники, удовлетворяющие требованиям, приведенным в п.п. 5.2 – 5.5.

5.2 Определение погрешности часов компонентов АИИС КУЭ и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется работниками, имеющими опыт работы в области измерений электрических величин, изучившими вышеуказанные документы, а также руководство пользователя по работе с радиочасами МИР РЧ-01, принимающим сигналы глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС.

5.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав КИ АИИС КУЭ, осуществляется работниками, допущенными к производству указанных работ в соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок и изучившими применяемый при поверке документ, содержащий методику измерений вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока.

5.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав КИ АИИС КУЭ, осуществляется работниками, допущенными к производству указанных работ в соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок и изучившими применяемый при поверке документ, содержащий методику измерений вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения.

5.4 Измерение потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав КИ АИИС КУЭ, проводят не менее двух

специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV

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 измерений.

6 Требования безопасности

6.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, «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 Эталоны, средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.3-73, ГОСТ Р 51321.1-2007.

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

7 Условия поверки

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

Условия эксплуатации средств измерений, входящих в состав КИ, приведены в приложении Б.

8 Подготовка к поверке

8.1 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности
- поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководством по эксплуатации
- применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в их эксплуатационных документах.

8.2 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ; руководство пользователя ПО Энфорс АСКУЭ;
- паспорт-формуляр;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке средств измерений (измерительных компонентов), входящих в КИ и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на КИ, рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке).

9 Проведение поверки

9.1. Внешний осмотр

9.1.1. Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений средств измерений (измерительных компонентов) АИИС КУЭ, наличие пломб и клейм на измерительных компонентах.

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

Результаты проверки считаются положительными, если:

- не выявлено видимых повреждений измерительных компонентов, имеются пломбы и клейма на измерительных компонентах;
- не выявлено следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий.

В случае выявления несоответствия по пунктам 9.1.1-9.1.2 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий по пунктам 9.1.1-9.1.2 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

9.2. Подтверждение соответствия программного обеспечения

9.2.1. Проверка заявленных идентификационных данных

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

- наименование программного обеспечения;
- идентификационное наименование программного обеспечения;
- номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения;
- цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода);
- алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения в соответствии с Р 50.2.077-2014 «Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» и ГОСТ Р 8.564-2015 «Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

Сведения о ПО Энфорс АСКУЭ приведены в приложении В.

9.2.2. Проверка документации в части программного обеспечения.

На проверку представляется документация на программное обеспечение: Руководство пользователя. Представленная техническая документация должна соответствовать ГОСТ Р 8.654-2015 «Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

9.2.3. Проверка идентификации программного обеспечения АИИС КУЭ

Убедиться, что идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения соответствуют заявленным. Для этого необходимо загрузить ПО и в разделе «Справка» проверить идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения.

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

9.2.4 Проверка цифрового идентификатора программного обеспечения

На выделенных модулях ПО проверяют Цифровые идентификаторы (например, с помощью программы Unreal Commander или FSUMM). Алгоритм вычисления цифрового идентификатора - MD5.

Проверка цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на ИВК (сервере), где установлено ПО. Запускают менеджер файлов, позволяющий производить хэширование файлов или специализированное ПО, предоставляемое разработчиком. В менеджере файлов, открывают каталог и выделяют файлы, указанные в описании типа АИИС

КУЭ. Далее, запустив соответствующую программу, просчитывают хэш. Получившиеся файлы в количестве, соответствующем выделенным файлам, содержат код MD5 в текстовом формате. Наименование файла MD5 должно строго соответствовать наименованию файла, для которого проводилось хэширование.

ПО считается подтвержденным, если идентификационное наименование и 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.

9.3. Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ

9.3.1. Проверяют правильность расположения и монтажа измерительных компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии, правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ.

9.3.2. Проверяют соответствие типов и заводских номеров компонентов (ТТ, ТН, счетчиков, устройства синхронизации времени типа УСВ-2 (далее УСВ), входящих в состав ИК АИИС КУЭ, типам и заводским номерам, указанным в описании типа или формуляре АИИС КУЭ.

9.3.3. Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов АИИС КУЭ. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке КИ, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов по методикам поверки, утвержденным при утверждении их типа.

В случае выявления несоответствия по пунктам 9.3.1-9.3.3 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий по пунктам 9.3.1-9.3.3 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

9.4. Проверка счетчиков электрической энергии

9.4.1. Проверяют наличие и сохранность пломб на счетчиках и испытательной коробке.

Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз.

При отсутствии таких актов 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.

9.4.2. Проверка правильности функционирования счетчиков

Перед началом проверки необходимо подготовить счетчики к работе в составе АИИС КУЭ согласно ЭД на счетчики. Убедиться в том, что задана программа счетчика (заданы коэффициенты трансформаторов тока, заданы сезонные чередования тарифных зон, задан список параметров, выводимых на ЖКИ счетчиков, заданы интервалы усреднения, установлено астрономическое время и скорость обмена по цифровому интерфейсу (RS485)).

Функционирование счетчика считается успешным, если работают все сегменты индикаторов, отсутствуют коды ошибок или предупреждений, прокрутка параметров осуществляется в заданной последовательности.

9.4.3. Проверка работоспособности оптического порта

Проверку проводят при помощи переносного компьютера. Оптический преобразователь подключается к любому последовательному порту переносного компьютера. Опрашивают счетчик по установленному соединению.

Опрос счетчика считается успешным, если получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком.

9.4.4 Проверка даты и времени счётчика

Проверку осуществляют визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт.

Результаты проверки считаются положительными, если:

- подтверждена правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения, а также последовательность чередования фаз;
- все сегменты индикаторов счетчиков работают, отсутствуют коды ошибок или предупреждений;
- при опросе счетчика по оптическому порту с помощью переносного компьютера получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком;
- календарная дата в счетчике соответствует текущей календарной дате;
- в памяти счетчика имеются получасовые значения приращений активной и реактивной электроэнергии за выбранный период времени.

В случае выявления несоответствия по пунктам 9.4.1-9.4.4 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий по пунктам 9.4.1-9.4.4 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

9.5 Проверка функционирования центрального компьютера (сервера) АИИС КУЭ

9.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

Проверку считают успешной, если все счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках, а также получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком.

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

Проверка успешна, если глубина хранения соответствует эксплуатационной документации.

9.5.3 Проверяют защиту программного обеспечения на 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.

9.5.4 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».

9.5.5 Проверяют правильность коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока.

Проверку считают успешной, если коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения соответствуют паспортным.

В случае выявления несоответствия по пунктам 9.5.1-9.5.5 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий по пунктам 9.5.1-9.5.5 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

9.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств

9.6.1 Проверка функционирования модемов. Проверяют функционирование модемов, используя коммуникационные возможности специальных программ из состава ПО АИИС КУЭ, определяемой согласно руководству пользователя ПО.

Проверку считают успешной, если:

- были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

9.6.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса

Используя кабель RS-232, подключают к адаптерам переносной компьютер с программным обеспечением.

Проверку считают успешной, если:

- удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

В случае выявления несоответствия по пунктам 9.6.1-9.6.2 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий по пунктам 9.6.1-9.6.2 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

9.7 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока

9.7.1 Проверяют наличие документов, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

9.7.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 7746-2001 или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТТ.

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТТ проводят в соответствии с документом МИ 3196-2018 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации».

При отклонении мощности нагрузки вторичных цепей ТТ от заданного значения процедуру поверки приостанавливают до устранения данных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий по пунктам 9.7.1-9.7.2 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

Примечания

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интереса АИИС КУЭ. Результаты поверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

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

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

9.8 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения

9.8.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи ТН и счетчиков.

Проверяют наличие документов, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушения (отсутствия) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток

9.8.2 При проверке нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться в том, что

напряжение 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 или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТН.

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с документом МИ 3195-2018 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации», аттестованном в установленном порядке и зарегистрированном в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

При отклонении мощности нагрузки вторичной цепи ТН от заданного значения, процедуру поверки приостанавливают до устранения данных несоответствий.

В случае выявления несоответствия по пунктам 9.8.1-9.8.2 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий по пунктам 9.8.1-9.8.2 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

Примечания

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала АИИС КУЭ.

Результаты поверки считают положительными, 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 ТН.

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

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

Измерение падения напряжения U_l в линии связи для каждой фазы проводят в соответствии с МИ 3598-18 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерения потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации», аттестованном в установленном порядке и зарегистрированном в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

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

При превышении значения падения напряжения в линии связи счетчика с ТН более 0,25%, процедуру поверки приостанавливают до устранения данных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий по пункту 9.9 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

Примечания

1 Допускается измерение падения напряжения в линии связи счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный КИ в течение истекающего интервала между поверками АИИС КУЭ, и если в КИ не вносились изменения, не зафиксированные в соответствующем паспорте-протоколе.

2 Допускается падение напряжения в линии соединения счетчика с ТН определять расчетным путем, если известны параметры линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

3 В случае отсутствия ТН падение напряжения от точки измерения до счетчика электрической энергии должно быть не более 0,25% от номинального значения напряжения.

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

Результаты проверки считаются положительными, если измеренное значение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не более 0,25% от номинального значения на вторичной обмотке ТН, или подтверждается выполнение указанного выше условия в паспорте-протоколе.

9.10 Проверка синхронизации часов компонентов СОЕВ

9.10.1. Проверка времени часов счетчиков и ИВК.

Включают радиочасы МИР РЧ-01, принимающее сигналы глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС, и сверяют показания радиочасов МИР РЧ-01 с показаниями часов счетчиков и ИВК.

Результат проверки считается положительным, если предел погрешности синхронизации компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к национальной шкале координированного времени РФ UTC (SU) не превышает ± 5 с.

9.10.2 Проверка правильности работы СОЕВ

Проверяют правильность работы системы коррекции времени, определяя по журналу событий расхождение времени корректирующего и корректируемого компонента в момент непосредственно предшествующий коррекции времени.

Расхождение времени, корректирующего и корректируемого компонентов не должно превышать предела допустимого расхождения, указанного в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

В случае выявления несоответствия по пунктам 9.10.1-9.10.2 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

При обнаружении несоответствий по п. 9.10.1-9.10.2 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

9.11 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 компьютера. В момент проверки все технические средства, входящие в проверяемый КИ, должны быть включены.

9.11.1 На центральном компьютере (сервере БД) системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом за полные предшествующие дню поверки сутки, по всем КИ. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому 30-ти минутному интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением КИ или устранившимся отказом какого-либо компонента системы.

9.11.2 Распечатывают журнал событий счетчика и сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти центральных компьютерах (серверах) системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

9.11.3 Распечатывают на сервере профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дни 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) не должно превышать две единицы младшего разряда учетного значения.

В случае выявления несоответствия по пунктам 9.11.1-9.11.3 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

При обнаружении несоответствий по п. 9.11.1 - 9.11.3 АИИС КУЭ в части неисправных КИ бракуется.

10 Оформление результатов поверки

10.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ по форме и содержанию, удовлетворяющее требованиям Приказа Минпромторга России от 31.07.2020 № 2510 (Приложение №3) «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

В приложении к свидетельству указывают перечень и состав КИ с указанием наименований, типов в соответствии со свидетельством об утверждении типа, заводских номеров средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав каждого КИ (для счетчиков электрической энергии, трансформаторов тока и напряжения указывают условное обозначение модификации и варианта исполнения в соответствии со свидетельством об утверждении типа СИ), прошедших поверку и пригодных к применению, также указывают наименования, типы и заводские номера устройства синхронизации времени.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке путем нанесения оттиска поверительного клейма. Знак поверки наносятся на средства измерений, которые по результатам поверки соответствуют метрологическим требованиям, и конструкция которых предусматривает возможность нанесения знаков поверки.

10.2 В случае, если отдельные КИ были забракованы по пунктам раздела, АИИС КУЭ признается непригодной к дальнейшей эксплуатации, в части КИ не прошедших с положительным результатом поверку и на нее выдают извещение о непригодности по форме и содержанию, удовлетворяющее требованиям Приказа Минпромторга России от 31.07.2020 №2510 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», с указанием причин непригодности. В приложении к извещению о непригодности указывают перечень и состав КИ с указанием наименований, типов в соответствии со свидетельством об утверждении типа, заводских номеров средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав каждого КИ (для счетчиков электрической энергии, трансформаторов тока и напряжения указывают условное обозначение модификации и варианта исполнения в соответствии со свидетельством об утверждении типа СИ, также указывают наименования, типы и заводские номера Компонентов КИ, не соответствующих метрологическим требованиям, установленным в описании типа.

10.3 Протокол поверки оформляется в произвольной форме.

10.4 Сведения о результатах поверки средств измерений в целях подтверждения поверки должны быть переданы в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с порядком 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, предусмотренным частью 3 статьи 20 Федерального закона N 102-ФЗ, аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку, в сроки, согласованные с лицом, представляющим средства измерений в поверку, но не превышающие 20 рабочих дней (для средств измерений, применяемых в качестве эталонов единиц величин) и 40 рабочих дней (для остальных средств измерений) с даты проведения поверки средств измерений.

10.5 При проведении поверки средств измерений в сокращенном объеме в соответствии с пунктом 18 Приказа Минпромторга России от 31.07.2020 № 2510 (только для применяемых величин или поддиапазонов измерений) или для применяемых отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков из состава средств измерений информация об объеме проведенной поверки передается в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с порядком 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, предусмотренным частью 3 статьи 20 Федерального закона N 102-ФЗ.

Ведущий инженер по метрологии



Л.И. Ежова

Приложение А

Таблица А.1 Состав КИ АИИС КУЭ

Таблица 1.1 Состав КИ АИИС КУЭ

Номер КИ, наименование присоединения		Состав КИ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №2 яч. 5	ТПЛ 10 300/5 (А) №16092 (С) №15135 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 5042 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 № 109064146 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	Устройство синхронизации времени: УСВ-2 Пер. № 41681-10 Компьютер: Сервер Intel Xeon W-2133, RAM 64Gb, Win 2019
2	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №3 яч. 6	ТПЛ 10 400/5 (А) №24280 (С) №23494 кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 5042 кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 № 0112065118 кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
3	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №4 яч. 8	ТПЛ 10 400/5 (А) №24278 (С) №23300 кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 5042 кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 № 112066201 кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
4	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №6 яч. 10	ТЛК-СТ-10 300/5 (А) №2816180000005 (С) №2816180000001 Кл.т. 0,5 Пер. №58720-14	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №5042 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 № 112061026 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
5	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №7 яч. 11	ТБК-10 400/5 (А) №17414 Кл.т. 0,5 Пер. №8913-82 ТПЛ-10 У3 400/5 (С) №51365 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №5042 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01. №112062003 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
6	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №24 яч. 35	ТОЛ-10УТ2.1 200/5 (А) №22794 (С) №22839 Кл.т. 0,5 Пер. № 6009-77	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 5042 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 № 112062225 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
7	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №25 яч. 36	ТОЛ-10УТ2.1 200/5 (А) №22810 (С) №22796 Кл.т. 0,5 Пер. №6009-77	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 5042 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 №112069157 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
8	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №8 яч. 15	ТПЛ 10 400/5 (А) №2001 (С) №1278 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №209 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061195 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
9	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №9 яч. 16	ТПЛ 10У3 400/5 (А) №3760 (С) № 62937 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №209 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 №112062010 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	

1	2	3	4	5	6
10	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №11 яч. 22	ТПЛМ-10 300/5 (А) №89063 кл.т. 0,5 Пер. №2363-68 ТПЛ-10-М 300/5 (С) №25874 Кл.т. 0,5 Пер. №22192-07	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 209 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 № 0112060212 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
11	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №12 яч. 23	ТВЛМ-10 200/5 (А) №64261 (С) №64241 Кл.т. 0,5 Пер. №1856-63	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 209 Кл.т. 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061024 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
12	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №13 яч. 24	ТВЛМ-10 200/5 (А) №64247 (С) №64218 Кл.т. 0,5 Пер. №1856-63	НТМИ-6 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 209 Кл.т.0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061008 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
13	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ ВЛ-35кВ №27 Город	ТВЭ-35 300/5 (А) № 1140-14 (В) № 1141-14 (С) № 1142-14 Кл.т. 0,2 Пер. №44359-10	НАМИ-35УХЛ1 35000/√3/100/√3 (А, В, С) № 34 Кл.т.0,5 Пер. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03.01 №112065125 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
14	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ ВЛ-35кВ Северная	ТФНД-35М 400/5 (А) №2886 ТФЗМ-35А-У1 400/5 (С) № 44673 Кл.т. 0,5 Пер. №3690-73	НАМИ-35УХЛ1 35000/√3/100/√3 (А, В, С) № 248 Кл.т. 0,5 Пер. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03.01 №105062217 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
15	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №12 яч.10	ТВЛМ-10 200/5 (А) №08093 (С) №03229 Кл.т. 0,5 Пер. №1856-63	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № ППЛТС Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112062218 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
16	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №13 яч.12	ТЛК-СТ-10 300/5 (А)№2816180000006 (С)№2816180000007 Кл.т. 0,5 Пер. №58720-14	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ ППЛТС Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061084 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
17	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ ВЛ-6кВ №14 яч.8	ТВЛМ-10 300/5 (А)№09800 (С) №09782 Кл.т. 0,5 Пер. №1856-63	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ ППЛТС Кл.т.0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 № 112062242. Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
18	ПС Восточная-1 110/35/6 кВ ВЛ-6кВ №15 яч.9	ТЛК-СТ-10 300/5 (А)№2816180000003 (С)№2816180000004 Кл.т. 0,5 Пер. №58720-14	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ ППЛТС Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061061 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
19	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №2 яч.9	ТПЛ 10 200/5 (А)№10924 (С)№21654 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ РКЕЕ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061115 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	

1	2	3	4	5	6
		Пер. №1276-59			
20	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №3 яч.11	ТПЛМ-10 300/5 (А)№36080 (С)№ 35078 Кл.т.0,5 Пер. №2363-68	НТМИ-6-66-УЗ 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ РКЕЕ Кл.т.0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061045 Кл.т.0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
21	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №6 яч.23	ТПЛ 10 200/5 (А)№23598 (С)№21331 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6-66-УЗ 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ РКЕЕ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061146 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
22	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №7 яч.25	ТПЛ 10УЗ 300/5 (А)№ 63073 (С) №63137 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6-66-УЗ 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ РКЕЕ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112068137 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
23	ПС Восточная 35/6 кВ КЛ-6кВ №8 яч.22	ТПЛ 10 300/5 (А)№ 55080 (С) №55113 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6-66-УЗ 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ РКЕЕ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №104073119 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
24	ПС Восточная 35/6 кВ, КЛ-6кВ №9; яч.24	ТПЛ 10 300/5 (А) №28566 (С) №30728 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6-66-УЗ 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №РКЕЕ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061174 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
25	ПС Восточная 35/5кВ, КЛ-6кВ №11 яч.20	ТПЛМ-10 400/5 (А) №58472 (С)№14140 Кл.т. 0,5 Пер. №2363-68	НТМИ-6-66-УЗ 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № РКЕЕ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112062231 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
26	ПС Восточная - 1 110/35/6 кВ КЛ – 6кВ № 17 яч.11	ТВЛМ-10 200/5 (А) №93827 (С)№07532 Кл.т. 0,5 Пер. №1856-63	НТМИ-6-66-УЗ 6000/√3/100/√3 (А, В, С)№ППЛТС Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061241 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
27	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ – 6кВ № 4 яч.8	ТПЛ 10 300/5 (А)№33464 (С) №48724 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6-66-УЗ 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №УУТУ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112062002 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
28	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ – 6кВ № 17 яч.31	ТПЛ 10 300/5 (А) №43286 (С) №10235 Кл.т. 0,5 Пер. №1276-59	НТМИ-6-66-УЗ 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №УУТУ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112062013 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
29	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 18 ч.33	ТПЛМ-10 300/5 (А) №74340 (С) №62891 Кл.т. 0,5 Пер. №2363-68	НТМИ-6-66-УЗ 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №УУТУ Кл.т. 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112060030 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	

1	2	3	4	5	6
30	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 22 яч.37	ТПЛ 10У3 300/5 (А) №6908 (С) №5540 Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №УУТУ Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112060195 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
31	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ №9 яч.16	ТПЛ 10У3 200/5 (А) №42845 (С) №42643 Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №2900 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061210 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
32	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 14 яч.27	ТПЛ 10У3 200/5 (А) №34527 (С) №42750 Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №2900 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112067230 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
33	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 15 яч.29	ТПЛ 10У3 200/5 (А) №4426 ТВЛМ-10 У3 (С) №08094 Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №2900 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №112061041 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
34	ПС Химмаш 110/6 кВ КЛ-6кВ № 16 яч.30	ТПЛ 10У3 200/5 (А) №42906 (С) 42842 Кл.т. 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) № 2900 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 №0112060210 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
35	ТП 33 КЛ-6кВ на ТП 244	ТЛК-СТ-10 150/5 (А) №4315180000001 (С) №4315180000002 Кл.т. 0,5 Рег. №45040-10	НТМК-6У4 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №1260 Кл.т. 0,5 Рег. № 323-49	ПСЧ-4ТМ.05 №311060059 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	
36	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №15 яч.26	ТЛО 10 300/5 (А) №18507 (С) №18509 Кл.т. 0,2s Рег. №25433-11	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №209 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.М №802131171 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
37	ПС Борисоглебск 110/35/6 кВ КЛ-6кВ №22 яч.33	ТЛО 10 300/5 (А) №18504 (С) №18505 Кл.т. 0,2s Рег. №25433-11	НТМИ-6-66-У3 6000/√3/100/√3 (А, В, С) №5042 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.М №802130946 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Приложение Б

Таблица Б.1 Условия поверки КИ АИИС КУЭ.

Наименование параметров, влияющих величин	Допускаемые границы реальных условий применения компонентов			
	Счетчики	ТТ	ТН	УСВ
Сила переменного тока, А	от $I_{2\text{мин}}$ до $I_{2\text{макс}}$	от $I_{1\text{мин}}$ до $1,2 I_{1\text{ном}}$	—	—
Напряжение переменного тока, В	от $0,9 U_{2\text{ном}}$ до $1,1 U_{2\text{ном}}$	—	от $0,9 U_{1\text{ном}}$ до $1,1 U_{1\text{ном}}$	от 187 до 242
Коэффициент мощности ($\cos \varphi$)	от $0,5_{\text{инд}}$ до $0,8_{\text{смк}}$	От $0,5_{\text{инд}}$ До $0,8_{\text{смк}}$	От $0,5_{\text{инд}}$ До $0,8_{\text{смк}}$	—
Частота, Гц	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	—
Температура окружающего воздуха, °С				
- по ЭД	от -40 до +60	от -40 до +60	от -40 до +60	от -10 до +50
- реальная ¹	от +5 до +35	от +5 до +35	от +5 до +35	от +5 до +30
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл, не более	0,5	—	—	—
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos \varphi_2 = 0,8_{\text{инд}}$)	—	от $0,25 S_{2\text{ном}}$ до $1,0 S_{2\text{ном}}$	—	—
Мощность вторичной нагрузки ТН (при $\cos \varphi_2 = 0,8_{\text{инд}}$)	—	—	от $0,25 S_{2\text{ном}}$ до $1,0 S_{2\text{ном}}$	—

¹ - среднесуточная температура самого холодного (теплого) месяцев в году для данного региона при установке счетчиков в не отапливаемых помещениях или утепленных шкафах

Приложение В

Таблица В.1 Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Энфорс ОРЭМ – АРМ пользователя»
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	7.6.1.11
Цифровой идентификатор ПО:	
Программа администрирования и настройки bp_admin.exe	0C8ECEBFC0DF4660E74B6102F699AD83
Идентификационное наименование ПО	«АСКУЭ БП – сбор данных»
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	6.0.83.1
Цифровой идентификатор ПО:	
Программа опроса и передачи данных Collector.x64.exe	0A2E3D82AA7BF8B51A8DC0E4FB3A6672
Алгоритм вычисления цифровых идентификаторов ПО: «Энфорс ОРЭМ – АРМ пользователя» «АСКУЭ БП – сбор данных»	MD5

Библиография

1. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем
2. ГОСТ 7746-2015. ГСИ. Трансформаторы тока. Общие технические условия
3. ГОСТ 1983-2015 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия
4. ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки
5. ГОСТ 8.217-2003. ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки
6. Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ
7. Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.03.М. Руководство по эксплуатации ИЛГШ.411152.126 РЭ
8. Устройство синхронизации времени УСВ-2 Руководство по эксплуатации ВЛСТ 237.00.000 РЭ
9. Правила устройства электроустановок. Шестое издание, переработанное и дополнение, с изменениями. М. Главгосэнергонадзор России, 2002
10. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. Пятое издание. М. Энергоатомиздат, 1986
11. НСЛГ.466645.055 ТРП Технорабочий проект АИИС КУЭ МУП «Борисоглебская горэлектросеть»