

УТВЕРЖДАЮ

Зам. генерального директора

ФБУ «Тест-С.-Петербург»

Т.М. Козлякова

2016 г.



СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ
КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (АИИС КУЭ)
Рязанского филиала ООО «Ново-Рязанская ТЭЦ»

Методика поверки

432-126-2016 МП

Настоящая методика предназначена для проведения первичной и периодической проверок системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Рязанского филиала ООО «Ново-Рязанская ТЭЦ» (далее-АИИС КУЭ).

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

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

При разработке настоящей методики использованы следующие нормативные документы:

РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики проверки 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»;

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

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

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

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

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;

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».

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Проверке подлежит каждый измерительный канал (ИК) АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергают проверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596-2002.

Первичную проверку системы выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ с целью утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной проверки и операций, выполняемых при испытаниях типа.

Периодическую проверку ИК системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

Интервал между проверками на АИИС КУЭ составляет 4 года.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ проверяют с межповерочным интервалом, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок проверки измерительного компонента наступает до очередного срока проверки ИК АИИС КУЭ, проверяется только этот компонент и проверка ИК не проводится. После проверки 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 проверкой измерительного компонента, не нарушили метрологических свойств ИК (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 ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что владелец системы

подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае может быть оформлено свидетельство о поверке ИК системы.

Все СИ, входящие в ИК системы, должны иметь действующие свидетельства о поверке и/или действующие отметки поверителя в паспорте на СИ, а остальная аппаратура - сертификаты соответствия.

СИ, входящие в состав ИК, приведены в описании типа АИИС КУЭ, условия эксплуатации в технической документации.

2 ОПЕРАЦИИ И СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1 Подготовка к поверке	6	Да	Да
2 Внешний осмотр и проверка комплектности	7.1	Да	Да
3 Поверка соответствия условий эксплуатации требованиям технической документации	7.2	Да	Да
4 Проверка функционирования основных компонентов АИИС КУЭ: счетчиков; модемов; адаптеров интерфейса, УСПД, сервера	7.3	Да	Да
5 Опробование АИИС КУЭ в целом	7.4	Да	Да
6 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	7.5	Да	Да
7 Оценка основных метрологических характеристик и подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО ПК «Энергосфера»)	7.6	Да	Да
8 Проверка вторичных цепей трансформаторов	8	Да	Да
8.1 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	8.1	Да	Да
8.2 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	8.2	Да	Да
8.3 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	8.3	Да	Да
9 Оформление результатов поверки	9	Да	Да

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

Таблица 2 – Средства измерений и вспомогательное оборудование

№ п/п	Наименование	Номер пункта НД по поверке
1	Термометр, диапазон измерений от минус 40 до 50 °С, пределы допускаемой погрешности ± 1 °С	7.2
2	Радиочасы МИР РЧ-02, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 1 мкс	7.6
3	Вольтамперфазометр, диапазон измерений до 10 А; до 100 В; погрешность ± 1 %	7.2; 8
4	Переносной компьютер, оптический преобразователь с кабелем для работы со счетчиками Альфа. Пуско-наладочное ПО для считывания информации со счетчиков и определения их конфигурации, программа-конфигуратор для считывания данных с УСПД, ПО ПК «Энергосфера»	7.4; 7.3; 7.6
<p>П р и м е ч а н и е - Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений</p>		

3 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

3.1 К проведению поверки ИК АИИС КУЭ допускают поверителей, аттестованных в соответствии с ПР 50.2.012, изучивших настоящую методику и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

3.2 Измерение параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года. Измерение проводят не менее двух специалистов, имеющих группу по электробезопасности не ниже III.

4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 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», а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

4.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

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

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

6.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:
– руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;

- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о проверке измерительных компонентов и/или действующие отметки поверителя в паспорте на СИ, входящие в ИК, и свидетельство и/или отметки поверителя в паспорте о предыдущей проверке ИК системы (при периодической и внеочередной проверке);
- паспорта-протоколы на ИК АИИС КУЭ;
- рабочие журналы с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической проверке);
- документ на методику измерений АИИС КУЭ.

6.2 Перед проведением проверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей к местам установки измерительных трансформаторов, УСПД, счетчиков электрической энергии, по размещению эталонов, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства проверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НТД на средства проверки;
- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Внешний осмотр и проверка комплектности

При выполнении внешнего осмотра проверяется:

- соответствие номенклатуры и типов технических и программных компонентов, указанным в документации на АИИС КУЭ;
- наличие действующих свидетельств и/или действующих отметок поверителя в паспортах (записей в паспортах) о проверке СИ, входящих в состав ИК;
- наличие действующих пломб в оговоренных местах, соответствие заводских номеров на табличках фирменных (шильдиках) технических компонентов номерам, указанным в документации на систему;
- наличие и качество заземления корпусов компонентов системы и металлических шкафов, в которых они расположены;
- внешний вид каждого компонента с целью выявления возможных механических повреждений, загрязнения и следов коррозии;
- наличие напряжения питания на счетчиках (должен работать жидкокристаллический индикатор счетчика);
- наличие напряжения питания и отсутствие ошибки на УСПД (должен работать жидкокристаллический индикатор, расположенный на лицевой панели УСПД);
- наличие напряжения питания на модемах (должны светиться светодиоды на лицевой панели модема);
- наличие напряжения питания на преобразователях интерфейсов (должен светиться светодиод сигнализирующий о наличии питания);
- функционирование сервера, (должна функционировать операционная система семейства Windows);
- функционирование ПО ПК «Энергосфера».

АИИС КУЭ считается выдержавшей проверку по п. 7.1 при соблюдении всех перечисленных выше требований.

7.2 Проверка соответствия условий эксплуатации требованиям технической документации

7.2.1 Проверка соответствия условий эксплуатации требованиям технической документации проводится путем выборочного анализа графиков нагрузки за 2 – 3 месяца, предшествовавшие поверке, а также путем анализа записей в рабочем журнале о температурных режимах эксплуатации оборудования. Результаты проверки признаются удовлетворительными, если изменение любого из внешних влияющих факторов не превосходит значений, нормированных в технической документации на АИИС КУЭ.

7.3 Проверка функционирования основных компонентов

7.3.1 Проверка функционирования счетчиков Альфа

Проверить правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения приведенным в паспорте на счетчик). Счетчики считать работоспособными, если работают все сегменты индикаторов, отсутствуют коды ошибок или предупреждений, прокрутка параметров осуществляется в заданной последовательности, время внутренних часов соответствует календарному, работает оптический порт счетчика (осуществляется опрос счетчика через преобразователь АЕ1 с помощью пусконаладочного ПО Alpha PlusE).

7.3.2 Проверка работоспособности преобразователя и оптического порта счетчика осуществляется с помощью пусконаладочного ПО Alpha PlusE, установленного на переносном компьютере. Преобразователь подключается к любому последовательному порту переносного компьютера. Выполняется попытка опросить счетчик по установленному соединению. Преобразователь и оптический порт счетчика считается работоспособным, если опрос счетчика прошел успешно.

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

7.3.3 Проверка правильности индикации даты и времени в счетчике

Необходимо проверить соответствие даты и времени счетчика календарной дате и шкале UTC/GMT с учетом поясного времени. Проверка может быть осуществлена визуально или с помощью переносного компьютера и ПО Alpha PlusE.

С индикатора счетчика визуально снимаются показания даты и времени, или с помощью пусконаладочного ПО Alpha PlusE, переносного компьютера и преобразователя со счетчика снимается отчет диагностических данных, в котором присутствует текущая дата и время счетчика. Производится сравнение текущей даты и времени счетчика с календарной датой и шкалой UTC/GMT с учетом поясного времени.

В случае совпадения этих параметров система считается выдержавшей операцию поверки.

7.3.4 Проверка функционирования модемов

Проверка функционирования модемов осуществляется в составе всего комплекса, используя коммуникационные возможности программы ПК «Энергосфера».

Модемы считаются исправными в составе комплекса, если были установлены коммутируемые соединения и по установленному соединению успешно прошел опрос счетчиков.

7.3.5 Проверка правильности функционирования УСПД

УСПД признается работоспособными, если все подсоединенные счетчики опрошены успешно, а данные архивов по 30-и минутному профилю в УСПД соответствуют показаниям счётчиков системы.

7.3.6 Проверка функционирования компьютера сервера

Для проверки функционирования сервера необходимо:

- подать напряжение питания на все компоненты системы, проследить за правильностью прохождения загрузки операционной системы;
- запустить на выполнение ПО ПК «Энергосфера»;
- компьютер сервера АИИС КУЭ считаются исправно функционирующими, если загрузка операционной системы прошла успешно, ПО ПК «Энергосфера» успешно запущено и отображает 30-и минутные расходы по всем счётчикам системы.

7.3.7 Проверка защиты программного обеспечения от несанкционированного доступа

На компонентах АИИС КУЭ, имеющую программную защиту (счетчики, УСПД, сервер), запустить на выполнение соответствующую программу доступа к данным, в поле «пароль» ввести неправильный код. Испытание считать успешным, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

7.4 Опробование АИИС КУЭ в целом

7.4.1 Подготовка к опробованию АИИС КУЭ в целом.

Опробование АИИС КУЭ в целом проводится с сервера сбора данных, выполняющего функции сервера БД, с помощью программного обеспечения ПК «Энергосфера». Для проведения опробования АИИС все технические средства, входящие в состав АИИС, должны быть включены и сконфигурированы (счетчики, модемы, УСПД) с помощью соответствующих программных средств.

7.4.2 Сбор данных с УСПД и счётчиков

Сбор данных с УСПД и счётчиков, входящих в состав АИИС, осуществляется с помощью ПО ПК «Энергосфера», установленной на сервере сбора данных, выполняющего функции сервера БД, в следующем порядке:

- запустить сервер сбора данных и проконтролировать автоматическую загрузку операционной системы и автоматический запуск ПО ПК «Энергосфера»;
- проверить конфигурацию АИИС КУЭ;
- проконтролировать автоматический опрос УСПД и счётчиков, включенных в систему.

Опробование АИИС КУЭ считать успешным, если по завершению опроса УСПД и счётчиков, в отчетах, представленных в ПО ПК «Энергосфера», установленной на сервере сбора данных, присутствуют показания по энергопотреблению с указанием текущей даты и времени, а также данные журналов событий всех счетчиков и УСПД, входящих в состав системы.

7.5 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), на УСПД и на сервере.

Определение ошибок информационного обмена может проводиться в статическом режиме, т.е. когда показания счетчика входе проверки остаются неизменными и в динамическом режиме, когда показания счетчика изменяются. Статический режим предусматривает или отсчет показаний счетчика при отсутствии нагрузки или отсчет показаний по регистру, который не активен во время проверки, например, по регистру ночного тарифа. Допускается определение ошибок информационного обмена по одному из следующих методов:

7.5.1 По показаниям индикаторов счетчика при наличии нагрузки

Снять показания текущих коммерческих данных (показания по энергии) строго в момент времени в конце 30 минутного интервала с индикаторов счетчиков.

С помощью ПО ПК «Энергосфера», установленного на сервере БД, провести опрос всех счетчиков и получить распечатку результатов опроса на тот же момент времени (показания по энергии).

Если разность показаний индикаторов счетчиков и показаний этих счетчиков, хранящихся в базе данных сервера не превышает двух единиц младшего (последнего) разряда, считают, что данный измерительный канал прошел проверку успешно.

7.5.2 По показаниям индикаторов счетчика при отсутствии нагрузки на счетчиках.

Снять показания текущих коммерческих данных (показания по энергии) с индикаторов счетчиков при отсутствии нагрузки;

С помощью ПО ПК «Энергосфера», установленного на сервере БД, получить данные результатов опроса счетчиков, хранящиеся в БД и получить распечатку результатов опроса (показания по энергии);

Сравнить показания, зафиксированные на индикаторе каждого счетчика, с показаниями по тем же счетчикам, хранящимися в БД.

Если разность показаний индикатора счетчиков и показаний этих счетчиков, хранящихся в базе данных сервера, не превышает единицы младшего (последнего) разряда, считают, что данный измерительный канал прошел проверку успешно.

7.5.3 По показаниям индикаторов счетчиков по отдельному тарифу, который не активен во время проведения проверки.

С помощью переносного компьютера и пусконаладочного ПО Alpha PlusE считать показания счетчиков через оптический порт показания по энергии (например, по ночному тарифу за последний интервал усреднения);

С помощью ПО ПК «Энергосфера», установленного на сервере БД, провести опрос всех счетчиков и получить распечатку результатов опроса показаний по энергии (например, по ночному тарифу) и мощности за последний интервал усреднения.

Если разность показаний счетчиков и показаний, хранящихся в базе данных сервера, не превышает двух единиц младшего (последнего) разряда, считают, что данный измерительный канал прошел проверку успешно.

7.5.4 На основе сравнения предыдущего чтения счетчика с показаниями в ПО «Альфа ЦЕНТР».

С помощью ПО Alpha PlusE снять показания предыдущего чтения по активной и реактивной энергии на 00 ч 00 мин. Сравнить показания, зафиксированные счетчиком на 00 ч 00 мин, с показаниями по тем же счетчикам, хранящимися в базе данных сервера бытовой компании на 00 ч 00 мин.

Если разность показаний счетчика и базе данных сервера не превышает двух единиц младшего (последнего) разряда, считают, что данный измерительный канал прошел проверку успешно.

7.6 Оценка основных метрологических характеристик и подтверждение соответствия программного обеспечения АИИС КУЭ

К основным метрологическим характеристикам системы относятся:

- пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности;
- суточный ход системных часов;
- предел допускаемой абсолютной разности показаний часов всех компонентов системы.

7.6.1 Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, определяются композицией пределов допускаемых значений погрешностей трансформаторов напряжения, тока и счетчиков электрической энергии в реальных условиях эксплуатации и практически не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации информационных каналов

(погрешность измерения электрической энергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 2 единицы младшего разряда измеренного (учтенного) значения).

Значения пределов допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, рассчитанные для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ приведены в описании типа.

Если в результате поверки ИК АИИС КУЭ установлено, что:

– реальные условия эксплуатации соответствуют регламентированным в технической документации;

– средства измерений, входящие в систему, имеют действующие свидетельства о поверке;

– ошибки информационного обмена и дополнительные погрешности, вызванные обработкой измерительной информации пренебрежимо малы (менее 0,02 %),

то пределы допускаемых относительных погрешностей системы при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности не превосходят значений, нормированных в технической документации.

7.6.2 Определение суточного хода системных часов

Суточный ход системных часов допускается определять с использованием ntp-сервера (адрес в Интернете vniiftri.ru) или радиочасов МИР РЧ-02.

7.6.2.1 Вывести на дисплей показания системных часов сервера, используя коммуникационные возможности сервера системы. Получить доступ к ntp-серверу и на дисплее визуализировать показания часов. При получении показаний сформировать файл с полученным изображением или зафиксировать полученные значения. Через сутки повторить операцию.

Вычислить поправки как разность показаний между часами ntp-сервера и часами сервера АИИС КУЭ.

Суточный ход системных часов вычислить по формуле (1):

$$\Delta_{\text{сут}} = \Delta t_2 - \Delta t_1$$

где: Δt_1 , Δt_2 – поправки, полученные в результате выполнения указанных операций.

Полученное значение не должно превышать ± 5 с.

7.6.2.2 Запустить тестирующую программу на переносном компьютере в режиме индикации текущего значения времени. Синхронизировать время переносного компьютера по показаниям радиочасов МИР РЧ-02. Сравнить показания часов переносного компьютера и показания часов сервера.

Расхождение показаний переносного компьютера и сервера не должно превышать предела допускаемого расхождения. Зафиксировать показания часов сервера системы и МИР РЧ-02. Через сутки повторить данную операцию.

Вычислить поправки как разность между показаниями часов сервера системы и МИР РЧ-02.

Суточный ход системных часов УСПД вычислить по формуле (1).

Комплекс считается выдержавшим операцию поверки, если суточный ход системных часов не превышает ± 5 с в сутки.

7.6.3 Определение разности в показаниях часов всех компонентов системы

Запустить тестирующую программу на переносном компьютере в режиме индикации текущего значения системного времени. Синхронизировать время переносного компьютера по показаниям радиочасов МИР РЧ-02.

С помощью ПО Alpha PlusE, установленного на переносном компьютере, считать время всех счетчиков через оптический порт.

Считать время с сервера и УСПД.

Сравнить время на переносном компьютере, время всех счетчиков, УСПД и сервера. Вычислить погрешность часов компонентов системы как разность между временем переносного компьютера, временем счетчика, УСПД и сервера.

Считается, что система выдержала операцию проверки точности измерений по времени, если разность показаний часов компонентов составляет не более ± 5 с.

7.6.4 Подтверждение соответствия ПО

При выполнении операции определяют идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационного номера) ПО; цифровой идентификатор (контрольной суммы исполняемого кода) ПО (см. эксплуатационную документацию на ПО ПК «Энергосфера»).

Если полученные данные соответствуют приведенным в описании типа, система считается выдержавшей проверку.

8 ПРОВЕРКА ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

8.1 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

8.1.1 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.

8.1.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более ± 10 % от $U_{НОМ}$.

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне $(0,25 - 1,0) S_{НОМ}$.

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

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 системы. Результаты проверки 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 измерительных трансформаторов.

8.2 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

8.2.1 Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

8.2.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне $(0,25 - 1,0) S_{НОМ}$.

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

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 интервала системы. Результаты проверки 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.

8.3 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком

Измеряют падение напряжения U_n в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

Примечания

1. Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

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

9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

9.1 На основании положительных результатов по пунктам разделов 7 и 8 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

9.2 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ хотя бы по одному из пунктов методики поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин.