

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора

ФБУ «Пензенский ЦСМ»



А. А. Данилов

А. А. Данилов

17 марта 2017 г.

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
ТП ОАО "ПО Водоканал".**

Методика поверки

РКПН.422231.127.00.МП

с изменением №1

г. Пенза

2017

СОДЕРЖАНИЕ

1 Основные положения	4
2 Операции и средства поверки	7
3 Требования к квалификации поверителей	9
4 Требования безопасности	10
5 Условия поверки	11
6 Подготовка к поверке	11
7 Порядок проведения поверки	12
7.1 Внешний осмотр АИИС КУЭ	12
7.2 Проверка счетчиков электрической энергии	13
7.2.1 Проверка функционирования счетчиков	13
7.2.2 Проверка правильности соединения разъемов цифровых интерфейсов счетчиков с кабелями связи	13
7.2.3 Проверка связи со счетчиками	14
7.2.4 Проверка даты и времени счетчика	14
7.2.5 Проверка защиты от несанкционированного доступа к счетчику через оптический порт	15
7.3 Проверка УСПД	15
7.3.1 Проверка правильности функционирования УСПД	15
7.3.2 Проверка защиты программного обеспечения УСПД от несанкционированного доступа	15
7.4 Проверка функционирования сервера (ИВК) АИИС КУЭ	16
7.4.1. Проверка защиты программного обеспечения ИВК от несанкционированного доступа	16
7.4.2. Проверка глубины хранения информации (профиля) в ИВК	16
7.4.3. Проверка работы аппаратных ключей в ИВК	16
7.5 Проверка функционирования вспомогательных технических компонентов системы	17
7.6 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	17
7.7 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	18
7.8 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков	18
7.9 Проверка функций измерения времени	18

	РКПН.422231.127.00.МП	3
7.9.1	Корректировка времени	18
7.9.2	Определение абсолютной погрешности хода системных часов за одни сутки	19
7.9.3	Определение абсолютной разности показаний часов всех компонентов системы	19
7.10	Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	19
7.11	Оценка основных метрологических характеристик АИИС КУЭ	20
7.11.1	Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности	20
8	Оформление результатов поверки	23
 <i>(Измененная редакция, Изм. №1).</i>		
МП	Методика поверки с изм. № 1 АИИС КУЭ ТП ОАО "ПО Водоканал" г. Ростов-на-Дону	

1 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Система, автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ТП ОАО "ПО Водоканал" г. Ростов-на-Дону (далее АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов с энергопоставляющими организациями и оперативного управления потреблением электроэнергии.

АИИС КУЭ ТП ОАО "ПО Водоканал" г. Ростов-на-Дону решает следующие задачи:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в энергоснабжающую организацию результатов измерений;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ ТП ОАО "ПО Водоканал" г. Ростов-на-Дону формируются из следующих средств измерений (далее – измерительных компонентов) утверждённых типов:

- трансформаторов тока (ТТ) класса точности 0,5 и 0,5S по ГОСТ 7746;
- трансформаторов напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983;
- счётчиков активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,5S по ГОСТ 30206-94 и 1,0 по ГОСТ 26035-83 и счетчиков активной и

реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 52323-2005 и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005.

- УСПД «ЭКОМ-3000М»;

Измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) состоит из коммуникационного сервера №1, коммуникационного сервера №1 и сервера баз данных.

Аналоговые сигналы переменного тока с выводов измерительных трансформаторов поступают на входы счетчиков электроэнергии. Счетчики преобразуют мгновенные значения входных сигналов в цифровой код. Микропроцессором счетчика вычисляется активная и реактивная электроэнергия за установленные интервалы времени, а также активная и реактивная мощность. Счетчики снабжены отсчетными устройствами и цифровыми выходами. Информация сохраняется в энергонезависимой памяти. По запросу с верхнего уровня измерительная информация поступает в цифровом виде по проводным линиям связи на входы УСПД или по каналам связи в ИВК, где выполняется предварительная обработка поступившей информации.

Используемое программное обеспечение позволяет производить сбор данных с УСПД и счетчиков, обработку, хранение полученных данных на жёстком диске ИВК, отображать эти данные в наглядной форме (таблицы, графики), вести оперативный контроль средней (получасовой) мощности, выводить полученную информацию на печать.

Первичную поверку систем выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ с целью утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях типа.

Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с межповерочным интервалом, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент и поверка АИИС КУЭ не проводится. После поверки измерительного компонента и восстановления ИК выполняется проверка ИК в той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой измерительного компонента, не нарушили метрологических свойств ИК (схема

соединения, коррекция времени и т.п.).

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 собственник АИИС КУЭ подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае может быть оформлено дополнение к основному свидетельству о поверке системы с соответствующей отметкой в основном свидетельстве.

Если в АИИС КУЭ произошла замена измерительного компонента (ТТ, ТН, счетчика) на однотипный, то необходимо:

- оформить в установленной форме акт о вносимых изменениях в АИИС КУЭ и согласовать его с разработчиком системы;

- хранить акт вместе с описанием типа АИИС КУЭ для Государственного реестра как его неотъемлемую часть;

- после замены измерительного компонента и восстановления ИК предъявить его на внеочередную поверку;

- направить копии акта и свидетельства о поверке в Некоммерческую организацию "Фонд поддержки инновационных программ НП "РОСИСПЫТАНИЯ", проводившую испытания для целей утверждения типа АИИС КУЭ.

Внеочередная поверка также проводится при утрате свидетельства о поверке системы.

Допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов из состава АИИС КУЭ в соответствии с заявлением ее владельца.

Межповерочный интервал АИИС КУЭ ТП ОАО "ПО Водоканал" г. Ростов – на – Дону – 4 года.

(Измененная редакция, Изм. №1).

2 ОПЕРАЦИИ И СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции, указанные в таблице 1, и должны использоваться средства поверки, указанные в таблице 2. Все средства измерений, должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

Таблица 1. Операции поверки

№ п/п	Наименование операций поверки	Номер пункта методики
1	Подготовка к поверке	п. 6
2	Внешний осмотр	п. 7.1
3	Проверка счетчиков электрической энергии	п. 7.2
4	Проверка УСПД	п. 7.3
5	Проверка функционирования серверов АИИС КУЭ	п. 7.4
6	Проверка функционирования вспомогательных устройств	п. 7.5
7	Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	п. 7.6
8	Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	п. 7.7
9	Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков	п. 7.8
10	Поверка погрешности системного времени	п. 7.9
11	Проверка отсутствия ошибок информационного обмена.	п. 7.10
12	Определение метрологических характеристик измерительных каналов	п. 7.11
13	Оформление результатов поверки	п. 8

Таблица 2. Средства проведения поверки

Наименование средства измерения	Метрологические характеристики	Примечание
Секундомер механический СОПр-2А-3-000	0-30 мин., ц.д. 0,2 с	Определение абсолютной погрешности хода системных часов
Приемник, принимающий сигналы точного времени	-	Определение абсолютной погрешности хода системных часов
Термометр лабораторный	-50..100 °С, ц.д. 0,1 °С	Определение внешних влияющих факторов
Гигрометр ВИТ-1	Относительная влажность воздуха 30 – 100% , относ. погрешность ±3 %, температура 15 – 30 °С	Определение внешних влияющих факторов
Барометр-анероид БАММ	Атмосферное давление 630 – 800 мм. рт. ст., относительная погрешность ±5%	Определение внешних влияющих факторов
Переносной компьютер с пакетом программного обеспечения (ПО)	-	Для считывания данных с УСПД и счетчиков СЭТ-4ТМ
Устройство сопряжения оптическое УСО-2	-	Для считывания информации со счетчиков СЭТ-4ТМ
Программное обеспечение "Конфигуратор СЭТ-4ТМ"	-	Для считывания информации со счетчиков и определения их конфигурации
Прибор многофункциональный «Энергомонитор» 3.3Т	Метрологические характеристики согласно ГО	Для измерения вторичной нагрузки ТТ, ТН
Прибор сравнения КНТ-03	Метрологические характеристики согласно ГО	Для измерений вторичной нагрузки ТТ, ТН
Вольтметр универсальный ВЗ-38Б	Метрологические характеристики согласно ГО	Для измерений вторичной нагрузки ТТ, ТН

Наименование средства измерения	Метрологические характеристики	Примечание
Вольтамперфазометр Парма ВАФ	Метрологические характеристики согласно ТО	Для измерений вторичной нагрузки ТТ, ТН
Программное обеспечение "Конфигуратор 3000", "Тест 3000"	-	Для настройки УСПД "ЭКОМ-3000М"

Допускается проведение поверки с применением эталонных и вспомогательных средств поверки, не указанных в таблице, но обеспечивающих определение и контроль метрологических характеристик с требуемой точностью.

3 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

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

3.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы в установках выше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

3.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь

удостоверение, подтверждающее право работы в установках выше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

3.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы в установках выше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 К проведению поверки допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности.

4.2 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, действующими «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» «Правилами технической эксплуатации электрических сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок», а также требования безопасности, установленные в эксплуатационной документации на технические средства, входящие в состав АИИС КУЭ ТП ОАО "ПО Водоканал" г. Ростов-на-Дону и на средства проведения поверки.

4.3 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ 12.2.007.7.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть соблюдены следующие условия:

- 1) температура окружающего воздуха (20 ± 5) °С при относительной влажности (65 ± 15) %;
- 2) напряжение питающей сети (220 ± 22) В, частота ($50 \pm 0,5$) Гц;
- 3) атмосферное давление от 630 до 800 мм рт. ст.

Допускается проводить поверку в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ, если при этом соблюдаются условия применения средств поверки.

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

6.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- технорабочий проект АИИС КУЭ;
- методика выполнения измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ;
- эксплуатационная документация на компоненты АИИС КУЭ(счетчики, УСПД)
- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;
- сертификат об утверждении типа единичного экземпляра АИИС КУЭ;
- описание типа единичного экземпляра АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке счетчиков, измерительных трансформаторов (ТТ, ТН), УСПД (свидетельство о поверке АИИС КУЭ при периодической поверке);
- паспорта – протоколы на ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ (только при периодической поверке);
- акт о вносимых изменениях в состав ИК (замена ТТ, ТН, счетчиков на однотипные), если таковые имелись;
- акты пломбирования компонентов ИК АИИС КУЭ.

(Измененная редакция, Изм. №1).

6.2 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 условиях и в течение времени, установленных в НД на средства поверки;
- 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 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

7.1 Внешний осмотр АИИС КУЭ

При выполнении внешнего осмотра АИИС КУЭ проверяется:

- соответствие номенклатуры и типов технических и программных компонентов, указанных в документации;
- наличие действующих свидетельств (записей в паспортах) о поверке всех измерительных компонентов АИИС КУЭ;
- наличие действующих пломб в оговоренных местах, соответствие заводских номеров на шильдиках технических компонентов АИИС КУЭ номерам, указанным в документации на систему;
- размещение измерительных компонентов, правильность подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ;
- наличие и качество заземления корпусов компонентов системы и металлических шкафов, в которых они расположены;
- внешний вид каждого компонента АИИС КУЭ 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;

- 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 ИВК (должна функционировать операционная система необходимая для работы программы сбора данных).

7.2 Проверка счетчиков электрической энергии

Перед опробованием всей АИИС КУЭ в целом необходимо выполнить проверку функционирования основных компонентов АИИС КУЭ.

7.2.1 Проверка функционирования счетчиков

Для проведения функционирования счетчиков необходимо подать напряжение питания на счетчики. Проверить правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения – схемам, приведенным в проекте). 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.

При проведении проверки функционирования счетчиков руководствуются требованиями эксплуатационной документации на счетчики.

7.2.2 Проверка правильности соединения разъемов цифровых интерфейсов счетчиков с кабелями связи

До проведения опробования АИИС КУЭ должна быть проверена правильность соединений разъемов цифровых интерфейсов счетчиков с магистральными кабелями ведущими к мультиплексорам или преобразователям интерфейсов. Правильность соединений проверяется по приведенным в документации на счетчики, мультиплексоры, преобразователи интерфейсов проектным схемам соединений разъемов цифровых интерфейсов.

7.2.3 Проверка связи со счетчиками

Проверка работоспособности оптического порта счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М осуществляется с помощью программного обеспечения "Конфигуратор СЭТ-4ТМ", установленного на переносном компьютере и оптического преобразователя с кабелем УСО-2. Кабель подключается к любому последовательному порту переносного компьютера. Выполняется попытка опросить счетчик по установленному соединению. Оптический порт счетчика считается работоспособным, если опрос счетчика прошел успешно.

Опрос счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М считается успешным, если удалось в программном обеспечении "Конфигуратор СЭТ-4ТМ" получить отчет содержащий данные зарегистрированные счетчиком.

7.2.4 Проверка даты и времени счетчика

Перед поверкой системы необходимо проверить соответствие даты и времени календарным на переносном компьютере при помощи GPS-приемника.

Проверка соответствия даты и времени счетчика календарным может быть осуществлена визуально или с помощью переносного компьютера и пусконаладочного программного обеспечения "Конфигуратор СЭТ-4ТМ".

С индикатора счетчика визуально снимаются показания даты, времени и сравниваются с календарными (на индикаторах всех счетчиков должны присутствовать показания текущей даты и времени).

С помощью пусконаладочного программного обеспечения "Конфигуратор СЭТ-4ТМ", переносного компьютера и оптического преобразователя УСО-2 кабелем со счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М снимается отчет диагностических данных, в котором присутствует текущая дата и время счетчика. Производится сравнение текущей даты и времени счетчика с календарными.

Расхождения показаний счетчика по времени более чем на 5 секунд с календарным, не допускается.

7.2.5 Проверка защиты от несанкционированного доступа к счетчику через оптический порт

Проверка защиты от несанкционированного доступа к счетчику через оптический порт проводится с помощью переносного компьютера, ПО "Конфигуратор СЭТ-4ТМ" и оптопорта УСО-2.

Осуществляется попытка связи со счетчиком с заведомо неправильным паролем. Испытание считается успешным, если связи со счетчиком установить не удастся.

7.3 Проверка УСПД

7.3.1. Проверка правильности функционирования УСПД

Проверка правильности функционирования УСПД типа "ЭКОМ-3000М" производится на ноутбуке, в который загружена конфигурация объекта (создание и загрузка конфигурации производится с помощью ПО "Конфигуратор 3000", см. описание на программу).

УСПД признается работоспособными, если все подсоединенные счетчики опрошены успешно и ПО "Конфигуратор 3000" не выдало сообщений об ошибках.

7.3.2 Проверка защиты программного обеспечения УСПД от несанкционированного доступа

В соответствии с руководством по эксплуатации УСПД ПКМ.421459.004 РЭ проверка осуществляется следующим образом:

- выполнить подключение компьютера к УСПД через консольный порт RS-232;
- с помощью программного обеспечения для конфигурирования УСПД произвести попытку соединения с УСПД, при этом пароль УСПД должен быть указан неверно или не указан;
- убедиться в невозможности получения доступа к программируемым параметрам УСПД;
- повторить попытку получения доступа к программируемым параметрам УСПД с верно заданным паролем (пароль уровня полный доступ).

– вывести на экран компьютера информацию о счетчиках, и программируемые данные УСПД.

7.4 Поверка функционирования сервера (ИВК) АИИС КУЭ

Для проведения функционирования ИВК необходимо:

- подать напряжение питания на все вспомогательные компоненты комплекса (адаптеры интерфейсов, модемы, мультиплексоры и центральный компьютер),
- проследить за правильностью прохождения загрузки операционной среды необходимой для работы программы опроса счетчиков, УСПД;
- запустить на выполнение программное обеспечение "Энергосфера";
- осуществить опрос счетчиков и УСПД с помощью программного обеспечения "Энергосфера".

ИВК считается исправно функционирующим, если загрузка операционной среды прошла успешно, программа "Энергосфера" запущена и в базе данных программы сохранены собранные данные.

7.4.1 Проверка защиты программного обеспечения от несанкционированного доступа

На ИВК запустить на выполнение программу сбора данных и в поле «пароль» ввести неправильный код. Испытание считать успешным, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжить работу.

7.4.2 Проверка глубины хранения информации (профиля) в ИВК

Проверяется фактическая возможность обеспечения сервером необходимой глубины хранения информации путем расчета емкости жесткого диска.

7.4.3 Проверка работы аппаратных ключей в ИВК

Выключается компьютер и снимается аппаратная защита (отсоединяют ключ от порта компьютера). Включается компьютер, загружается операционная система и запускается программа. Проверка считается успешной, если получено сообщение об отсутствии «ключа защиты».

7.5 Проверка функционирования вспомогательных технических компонентов системы

При проведении проверки функционирования вспомогательных технических компонентов системы руководствуются требованиями эксплуатационной документации на них.

Проверка функционирования модемов, модулей интерфейсов, контроллеров приема-передачи данных, мультиплексоров должна производиться в составе всей системы.

На все вспомогательные технические компоненты должно быть подано питание в соответствии с технической документацией. Подача питания фиксируется соответствующими элементами сигнализации (светодиодами и лампочками).

С помощью УСПД и соответствующего программного обеспечения осуществляется связь с удаленным объектом (объектами). После установления успешного соединения между модемами или по выделенным линиям связи производится опрос счетчиков и УСПД.

Вспомогательные технические средства считаются исправно функционирующими в составе системы, если по установленному соединению успешно прошел опрос счетчиков.

7.6 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения

При проверке мощности ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более $\pm 10\%$ от $U_{ном}$.

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

Измерение мощности нагрузки на вторичные цепи ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

Если измерения мощности нагрузки на вторичных цепях ТН измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение года до истечения межповерочного интервала системы, то результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН.

7.7 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока

Измеряют мощность нагрузки на вторичные цепи ТТ, которая должна находиться в диапазоне $(0,375-1,0) S_{\text{НОМ}}$ для ТТ с номинальными вторичными нагрузками 1; 2; 2,5; 3; 5; 10 В·А и $(0,25-1,0) S_{\text{НОМ}}$ для ТТ с номинальными вторичными нагрузками свыше 10 В·А.

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

Если измерения мощности нагрузки на вторичных цепях ТТ измерения проводились при составлении паспортов–протоколов на данный измерительный канал в течение года до истечения межповерочного интервала системы, то результаты проверки считают положительными, если паспорт–протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

7.8 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков

Измеряют падение напряжения $U_{\text{л}}$ 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.

Если измерение падения напряжения в линии соединения счетчика и ТН проводилось при составлении паспортов–протоколов на данный измерительный канал в течение года до истечения межповерочного интервала системы, то результаты проверки считаются положительными, если паспорт–протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

7.9 Проверка функций измерения времени

7.9.1 Корректировка времени

С помощью программного обеспечения установленного на ИВК выполнить задачу

корректировки времени счетчиков и других компонентов системы.

Считается, что система выдержала операцию определения и корректировки хода часов, если после корректировки разность текущего времени всех компонентов системы и времени ИВК составляет не более ± 1 с.

7.9.2 Определение абсолютной погрешности хода системных часов за одни сутки

Для определения среднесуточной погрешности по времени ИВК используются GPS-приемник. При помощи GPS-приемника настраивается точное время на ноутбуке. После этого запускается тестирующая программа ИВК в режиме индикации текущего значения системного времени и определяется разница показаний с ноутбуком.

Система считается выдержавшей испытание, если погрешность системного времени за сутки не превышает ± 5 с.

7.9.3 Определение абсолютной разности показаний часов в всех компонентах системы

На монитор оператора вызывается и распечатывается журнал технического состояния для каждого технического устройства системы, по которому определяется частота и величина времени коррекции таймеров. Результаты испытаний считаются положительными, если погрешность времени счетчиков и УСПД по отношению к системному времени ИВК не превышает ± 5 с за сутки.

7.10 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), в УСПД системы, в ИВК АИИС КУЭ ТП ОАО "ПО Водоканал" г. Ростов-на-Дону.

На ИВК (сервере) системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом за полные предшествующие дню проверки сутки по всем ИК. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому 30-ти минутному интервалу времени. Пропуск данных не

допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устраненным отказом какого-либо компонента системы.

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

Распечатывают на ИВК профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню поверки. Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за те же сутки, хранящийся в памяти счетчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и базе данных ИВК не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

7.11 Оценка основных метрологических характеристик АИИС КУЭ

К основным метрологическим характеристикам системы относятся:

- пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности;
- предел допускаемой абсолютной погрешности хода системных часов за одни сутки;
- предел допускаемой абсолютной разности показаний часов всех компонентов системы.

7.11.1 Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности

Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерениях электроэнергии (приписанная характеристика погрешности измерений) при доверительной вероятности 0,95 вычисляется как композиция пределов допускаемых значений составляющих для реальных условий эксплуатации системы по формуле:

$$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_J^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{c.o}^2 + \delta_n^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{cj}^2 + \delta_{y.c}^2 + \delta_{TR}^2} \quad (1)$$

где δ_j - токовая погрешность ТТ, %;
 δ_U - погрешность напряжения ТН, %;
 δ_θ - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей $ТТ_{\theta_j}$ и $ТТ_{\theta_u}$, %;

δ_λ - погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %;

$\delta_{с.о.}$ - основная относительная погрешность счетчика, %;

$\delta_{сj}$ - дополнительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины, %;

l - число влияющих величин;

$\delta_{у.с.}$ - относительная погрешность устройства сбора и передачи данных, %;

δ_{TR} - погрешность синхронизации времени СОЕВ при проведении измерений количества электроэнергии;

Все указанные в формуле (1) составляющие погрешности измерительного канала представляют собой пределы допускаемых значений $\pm\delta$ (с соответствующим индексом), числовые значения которых получают из технической документации на СИ.

При этом:

1) погрешность δ_θ при измерениях активной электроэнергии вычисляют по формуле

$$\delta_\theta = 0,029 \times \sqrt{\theta_j^2 + \theta_U^2} \times \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (2)$$

погрешность δ_θ при измерениях реактивной энергии вычисляют по формуле

$$\delta_\theta = 0,029 \times \sqrt{\theta_j^2 + \theta_U^2} \times \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}, \quad (3)$$

где θ_j - угловая погрешность ТТ, мин;

θ_U - угловая погрешность трансформатора напряжения,

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

2) дополнительные погрешности счетчика вычисляют по формуле

$$\delta_{сj} = K_j \Delta \xi_j, \quad (4)$$

где K_j - функция влияния j-й величины; (из паспортных данных счетчика)

$\Delta \xi_j$ - отклонение j-й величины от ее нормального значения;

Основные составляющие дополнительной погрешности счетчика

δ_{CI} - погрешность от кратковременных перегрузок входным импульсным током, %;

δ_{CU} - погрешность от изменения напряжения, %;

δ_{CT} - температурная погрешность, %;

δ_{CF} - погрешность от изменения частоты, %;

3) относительную погрешность УСПД вычисляют по формуле

$$\delta_{y.c} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_T^2 + \delta_{T.P}^2 + \delta_{alg}^2}, \quad (5)$$

где δ_T - среднесуточная погрешность измерений текущего календарного времени,

$\delta_{T.P}$ - погрешность рассинхронизации при измерениях текущего календарного времени, %;

δ_{alg} - погрешность расчетов по алгоритмам АИИС, %.

Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерениях мощности δ_p (приписанную характеристику погрешности измерений) в виду цифрового характера передачи данных и согласно паспорту счетчика принимаем равной δ_w .

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, определяются композицией пределов допускаемых значений погрешностей трансформаторов тока и счетчиков электроэнергии в реальных условиях эксплуатации и практически не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации информационных каналов. (Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерения электроэнергии в АИИС КУЭ ТП ОАО "ПО Водоканал" г. Ростов-на-Дону, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 2 единицы младшего разряда измеренного (учтенного) значения).

Если в результате поверки АИИС КУЭ ТП ОАО "ПО Водоканал" г. Ростов-на-Дону установлено, что:

- реальные условия эксплуатации соответствуют регламентированным в МВИ, 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%),
- пределы допускаемых относительных погрешностей системы при измерении активной и реактивной электрической энергии и мощности не превосходят нормированных в эксплуатационной документации и МВИ при доверительной вероятности 0,95,

то АИИС КУЭ ТП ОАО «ПО Водоканал» г. Ростов-на-Дону признается годной и допускается к эксплуатации.

(Измененная редакция, Изм. №1).

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 На основании положительных результатов поверки АИИС КУЭ оформляется свидетельство о поверке по форме приложения 1 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному Приказом Минпромторга от 02 июля 2015 г. №1815.

8.2 На основании отрицательных результатов поверки АИИС КУЭ оформляется извещение о непригодности к применению по форме приложения 2 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному Приказом Минпромторга от 02 июля 2015 г. №1815.

(Измененная редакция, Изм. №1).

Приложение А

Основные и вспомогательные средства измерений, входящие в состав измерительных каналов, АИИС КУЭ ТП ОАО "ПО Водоканал" г. Ростов-на-Дону

Приложение А (Исключено. Изм.1)

Приложение Б**Условия эксплуатации АИИС КУЭ ТП ОАО "ПО Водоканал" г. Ростов-на-Дону***Приложение Б (Исключено. Изм.1)*