

**ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ
ВНИИМС**

УТВЕРЖДАЮ:



Руководитель

ГПСЦ ЦА ГУП «ВНИИМС»

В. Н. Яншин

10 сентября 2007 г.

**СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ
ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ
КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
(АИИС КУЭ) ООО «Кнауф Гипс Дзержинск»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

пр-36051-07

г. Москва

2007

Введение

Настоящая методика определяет методы и средства проведения первичной и периодической проверок системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Кнауф Гипс Дзержинск».

АИИС КУЭ ООО «Кнауф Гипс Дзержинск» предназначена для проведения коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ ООО «Кнауф Гипс Дзержинск» создана на базе современных технических и программных средств и новых информационных технологий сбора, обработки и передачи информации.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации – участники оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций - участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, которая состоит из 3 измерительных каналов (далее - ИК) и измерительно-вычислительного комплекса (ИВК) АИИС КУЭ. АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные каналы (ИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа АЛЬФА А1800, класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ 26035 (в части реактивной электроэнергии), установленных на объектах ООО «Кнауф Гипс Дзержинск». Состав измерительных каналов АИИС КУЭ указан в таблице 1 (3 точки измерения).

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи и специализированное программное обеспечение (ПО) Альфа-Центр.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи

поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале усреднения 30 мин.

Для передачи информации с цифровых выходов счетчиков (уровень ИК) в УСПД (уровень ИБК), выполняющего функции сервера сбора и базы данных, создано два выделенных канала передачи информации: основной и резервный. Основной канал передачи информации организован по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в сигнал интерфейса RS-232 и в формат канала оптоволоконной линии связи (ВОЛС) (счетчик – преобразователь – медиаконвертор – канал ВОЛС – медиаконвертор – УСПД). Резервный канал передачи информации организован по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в сигнал интерфейса RS-232 и в формат радиоканала (счетчик – преобразователь – радиомодем – радиоканал – радиомодем – УСПД).

В УСПД осуществляется обработка, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по ЛВС ООО «Кнауф Гипс Дзержинск» на автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, а так же отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача данных в ИАСУ КУ НП «АТС» и в организации - участники ОРЭ организована по трем каналам передачи данных. Основной канал передачи данных осуществляется по выделенному каналу доступа в сеть Интернет через ЛВС ООО «Кнауф Гипс Дзержинск», по электронной почте. В качестве первого резервного канал передачи данных используется коммутируемая линия телефонной сети связи общего пользования (ТфССОП), а в качестве второго резервного канала передачи данных - сотовая связь стандарта GSM. Данные передаются в формате XML и АСКП файлов.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени УССВ-35 HVS, включающее в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Время УСПД синхронизировано со временем устройства синхронизации системного времени, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 16 мс. УСПД осуществляет коррекцию времени счетчика. Сличение времени счетчиков со временем УСПД, выполняется каждые 30 мин при сеансе связи УСПД со счетчиком, и корректировка времени осуществляется УСПД автоматически при обнаружении рассогласования времени УСПД и счетчика более чем на ± 1 с. Погрешность системного времени не превышает предел допускаемой абсолютной погрешности измерения текущего времени, равный 5 с/сут.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

СОСТАВ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ АИИС КУЭ

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ.

Канал измерений		Состав измерительного канала						
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер	Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
	ООО «Кнауф Гипс Дзержинск»	АИИС КУЭ	№	АИИС КУЭ ООО «Кнауф Гипс Дзержинск»		№ 01		Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
	ИВК ООО «Кнауф Гипс Дзержинск»	ИВК	№ 20481-00	Альфа-Центр				
		КАПС	№ 19495-03	УСПД RTU-327		№ 002379		
1	РП-10 кВ, ф. КЛ-1006	ТТ	КТ=0,5 К _{тт} =300/5 № 22192-07	A	ТПЛ-10-М У2	№ 3928	6000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	-	-		
				C	ТПЛ-10-М У2	№ 3837		
		ТН	КТ=0,5 К _{тн} =10000:√3/100:√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 4550		
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 4543		
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 3961		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 31857-06	A1805RL-P4G-DW-3		№ 06874820		
2	РП-10 кВ, ф. КЛ-1003	ТТ	КТ=0,5 К _{тт} =300/5 № 22192-07	A	ТПЛ-10-М У2	№ 3932	6000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	-	-		
				C	ТПЛ-10-М У2	№ 3930		
		ТН	КТ=0,5 К _{тн} =10000:√3/100:√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 4492		
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 4454		
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 4216		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 31857-06	A1805RL-P4G-DW-3		№ 06874821		
3	РП-10 кВ, ф. КЛ-1002	ТТ	КТ=0,5 К _{тт} =300/5 № 22192-07	A	ТПЛ-10-М У2	№ 3900	6000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	-	-		
				C	ТПЛ-10-М У2	№ 3929		
		ТН	КТ=0,5 К _{тн} =10000:√3/100:√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 4492		
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 4454		
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 4216		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 31857-06	A1805RAL-P4G-DW-3		№ 06874822		

1 Нормативные ссылки

В настоящей методике использовались ссылки на следующие нормативные документы:
РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения»;

ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения»;

ПР 50.2.012-94 «ГСИ. Порядок аттестации поверителей средств измерений»;

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

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

ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

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

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

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

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

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия»;

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;

ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;

ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»;

ГОСТ 12.2.007.3-75 «Система стандартов безопасности труда. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности»;

ГОСТ 12.2.007.7-83 «Система стандартов безопасности труда. Устройства комплектные низковольтные. Требования безопасности»;

ПОТ Р М-016-2001 (РД 153-34.0-03.150-00) Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок;

МВИ «Методика выполнения измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Кнауф Гипс Дзержинск»».

2 Операции поверки

При проведении поверки выполняются операции, указанные в таблице 2.

Таблица 2 - Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1	2	3	4
1. Подготовка к поверке	7	Да	Да
2. Внешний осмотр	8.1	Да	Да
3. Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	8.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	8.3	Да	Да
5. Проверка УСПД	8.4	Да	Да
6. Проверка функционирования центрального компьютера АИИС КУЭ	8.5	Да	Да
7. Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.6	Да	Да
8. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	8.7	Да	Да
9. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	8.8	Да	Да
10. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком.	8.9	Да	Да
11. Проверка погрешности системного времени	8.10	Да	Да
12. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.11	Да	Да
13. Оформление результатов поверки	9	Да	Да

3 Средства поверки

При проведении поверки применяют основные средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а так же приведенные в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень оборудования

№	Наименование
1	Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от - 40 ... +50 °С, цена деления 1 °С.
2	Вольтамперфазометр, диапазон измерений от 0 до 10 А.
3	Средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации».
4	Средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации».
5	Средства измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации».
6	Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.
7	Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).
Примечания: 1. Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений. 2. Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть внесены в Госреестр СИ и иметь действующие свидетельства о поверке.	

4 Требования к квалификации поверителей и обслуживающего персонала

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, аттестованных в соответствии с ПР 50.2.012, изучивших настоящую методику поверки и руководство пользователя на АИИС КУЭ ООО «Кнауф Гипс Дзержинск», имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

4.2 Определение погрешности системного времени и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучивших настоящую методику поверки и руководство пользователя на АИИС КУЭ ООО «Кнауф Гипс Дзержинск» и прошедшим обучение по работе с радиочасами МИР РЧ-01, принимающих сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

4.3 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 на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

4.4 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 на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

4.5 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 на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

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 выполнения измерений.

5 Требования безопасности

5.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-016 (РД 153-34.0-03.150), а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

5.2 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

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

6 Условия проведения поверки и подготовки к ней

6.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия эксплуатации.

Для ТН и ТТ:

- диапазон первичного напряжения $(0,9-1,1)U_{н1}$
- диапазон силы первичного тока $(0,05-1,2)I_{н1}$
- диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) $0,5-1,0(0,6-0,87)$
- частота $(50 \pm 0,5)$ Гц
- температура от $+10^{\circ}\text{C}$ до $+35^{\circ}\text{C}$
- относительная влажность воздуха $(70 \pm 5)\%$
- атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

- диапазон вторичного напряжения $(0,9-1,1)U_{н2}$
- диапазон силы вторичного тока $(0,05-1,2)I_{н2}$
- диапазон коэффициента мощности $\cos\phi_2(\sin\phi_2)$ $0,8-1,0(0,6)$
- частота $(50 \pm 0,5)$ Гц
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл
- температура от $+10^{\circ}\text{C}$ до $+35^{\circ}\text{C}$
- относительная влажность воздуха $(70 \pm 5)\%$
- атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- напряжение питающей сети (220 ± 10) В
- частота питающей сети (50 ± 1) Гц
- температура от $+15^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$
- относительная влажность воздуха $(70 \pm 5)\%$
- атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

Для средств поверки:

- напряжение питающей сети (220 ± 10) В
- частота питающей сети (50 ± 1) Гц
- коэффициент искажения синусоидальности
кривой напряжения питающей сети, не более 5 %
- температура от $+5^{\circ}\text{C}$ до $+35^{\circ}\text{C}$
- относительная влажность воздуха $(70 \pm 5)\%$
- атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

7 Проведение поверки

7.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

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

7.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, УСПД; 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 поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НТД 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.

8 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

8.1 Внешний осмотр

8.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений измерительных компонентов, наличие поверительных пломб и клейм.

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

8.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в формуляре АИИС КУЭ.

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

8.2 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, УСПД. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

8.3 Проверка счетчиков электрической энергии

8.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения

счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения - схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Проверяют последовательность чередования фаз с помощью вольтамперфазометра. При проверке последовательности чередования фаз действуют в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по его эксплуатации.

8.3.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

8.3.3 Проверяют работоспособность оптического порта счетчика с помощью переносного компьютера. Преобразователь подключают к любому последовательному порту переносного компьютера. Опрашивают счетчик по установленному соединению. Опрос счетчика считается успешным, если получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком.

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

8.4 Проверка УСПД

8.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на УСПД. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подсоединения УСПД.

8.4.2 Проверяют правильность функционирования УСПД в соответствии с его эксплуатационной документацией с помощью тестового программного обеспечения. Проверка считается успешной, если все подсоединенные к УСПД счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках.

8.4.3 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа.

8.4.4 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти процессора УСПД.

8.5 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ оператора или сервера)

8.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

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

8.5.3 Проверяют защиту программного обеспечения на ЭВМ 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.

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

8.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств

8.6.1 Проверка функционирования мультиплексоров (при их наличии)

Проверяют функционирование мультиплексоров с помощью переносного компьютера, подключенного к мультиплексору (группе мультиплексоров) через кабель RS232, и специальной программы. Мультиплексор (группа мультиплексоров) считают работоспособным, если все счетчики, подключенные к данному мультиплексору (группе), были опрошены.

8.6.2 Проверка функционирования модемов (при их наличии)

Проверяют функционирование модемов, используя коммуникационные возможности специальных программ. Модемы считаются исправными в составе комплекса, если были

установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков или УСПД.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

8.6.3 Проверка функционирования адаптеров интерфейса (при их наличии)

Подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО, используя кабель RS232. Проверка считается успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

8.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

8.7.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

8.7.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей 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 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 ТН.

8.8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

8.8.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТТ со счетчиком. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

8.8.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне $(0,375-1,0) S_{ном}$.

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.

8.9 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.

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.

8.10 Проверка погрешности системного времени.

8.10.1 Проверка УССВ

Включают радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания радиочасов с показаниями часов УССВ. Расхождение показаний не должно превышать ± 1 с.

8.10.2 Распечатывают журнал событий счетчика и УСПД, выделив события, соответствующие сличению часов счетчика и УСПД. Расхождение времени часов счетчик – УСПД; УСПД – УССВ в момент предшествующий коррекции не должно превышать предела допустимого расхождения, указанного в описании типа системы.

8.11 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), и памяти центрального компьютера (сервера БД).

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

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

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

8.11.3 Распечатывают на центральном компьютере (сервере БД) 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 центрального компьютера (сервера БД) не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

8.11.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 8.11.3 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере БД) системы для того же

момента времени. Для этого визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт считывают показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии и сравнивают эти данные (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов), с показаниями зарегистрированными в центральном компьютере (сервере БД) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

9.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 8 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с ПР 50.2.006. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

9.2 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006 с указанием причин.