

**Федеральное государственное учреждение «Пензенский
центр стандартизации, метрологии и сертификации»**



УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ТИИ СИ

ФГУ «Пензенский ЦСМ», д.т.н., проф.

А.А. Данилов

**СИСТЕМА ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
АИИС КУЭ КС БУБНОВКА**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

09061-411711-05 МП

Москва 2005 г.

Введение

Настоящая методика определяет методы и средства проведения первичной и периодической проверок системы информационно-измерительной автоматизированной коммерческого учета электрической энергии – АИИС КУЭ на КС Бубновка. Межповерочный интервал АИИС КУЭ составляет 4 года.

АИИС КУЭ КС Бубновка предназначена для проведения коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ КС Бубновка создана на базе современных технических и программных средств и новых информационных технологий сбора, обработки и передачи информации.

АИИС КУЭ КС Бубновка представляет собой интегрированную автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, в состав которой входят:

1) Информационно-измерительные комплексы точек учета электроэнергии (ИИК), включающие:

- трансформаторы тока типов ТРУ 4, ТРО 7;
- трансформаторы напряжения типа ТДС 4, ТЮ 7, НАМИ-10;
- многофункциональные счетчики электроэнергии типов EA02RAL-B-3, EA05RL-B-3;

2) информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ);

3) измерительно-вычислительный комплекс (ИВК);

4) аппаратура передачи данных.

Измерительные трансформаторы напряжения и тока, входящие в состав ИК, предназначены для преобразования высокого напряжения и большого тока сети к уровням, соответствующим входным токам и напряжениям счетчиков электрической энергии.

Счетчики электрической энергии, входящие в состав ИК, предназначены для измерения и преобразования в цифровой код активной и реактивной электрической энергии, интегрирование результатов измерений на получасовых интервалах, сохранение полученных значений в памяти счетчика с привязкой к текущему времени (профили нагрузки).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи (интерфейс RS-485) поступает на входы локальных УСПД (уровень – ИВКЭ), где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (ИВК).

Измерительно-вычислительный комплекс электроустановок (ИВКЭ) включает в себя:

- локальное УСПД типа RTU-325;
- источник бесперебойного питания Smart-UPS SUA 1000RMI2U;
- модем телефонный Zyxel U-336 E Plus;
- SHDSL-модем Prestige 791R EE;
- коммутатор Ethernet 3Com Baseline Switch 2016;

- устройство синхронизации системного времени на базе спутникового приемника сигналов точного времени GPS-35.

Уровень Центра сбора данных АИИС КУЭ ООО «Газпромэнерго» включает в себя НКУ-1 и НКУ-2 (НКУ – низковольтное коммутирующее устройство) Центра сбора данных.

В состав НКУ-1 Центра сбора данных входит:

- сервер БД HP Proliant ML570 (2шт.);
- сервер управления HP DL360 G4p;
- ленточная библиотека HP StorageWorks Ultrium 448 Tape Drives;
- устройство синхронизации системного времени УССВ 35 HVS;
- источник бесперебойного питания APC Smart-UPS 2200VA USB&Serial RMI 2U Black (2 шт.);
- переключатель ATEN Data Switch Masterview CS-14;
- коммутатор (HUB) 3Com Baseline Switch 2816;
- межсетевой экран Cisco PIX-515E-R-DMZ-BUN;
- средства управления (монитор, клавиатура, мышь).

В состав НКУ-2 Центра сбора данных входит:

- системных блок Arbyte Quint mATX C2./256/40/CD-R;
- источник бесперебойного питания APC Smart-UPS 1000VA USB&Serial RMI 2U;
- коммутатор Cisco Catalyst 2950-12 Switch;
- средства управления (монитор, клавиатура, мышь).

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера базы данных, по коммутируемым телефонным линиям, через Интернет-провайдера по оптоволоконной линии связи, по сотовому каналу передачи данных и по выделенному оптическому цифровому каналу связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) выполнена на базе устройства синхронизации единого времени УССВ-35HVS.

Для защиты измерительной системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и базы данных).

Перечень измерительных каналов, входящих в состав АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, номера регистрации средства в Государственном реестре средств измерений представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень средств измерений, входящих в АИИС КУЭ

Информационно-измерительный комплекс		Средство измерений					Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
Номер ИИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, стандарт, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		Заводской номер		
	АИИС КУЭ	№ 30908-05				№ 09061-411711-05	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q Календарное время	
	УСПД	№ 19495-03		RTU-325		№ 647		
1	ПС 110/10 кВ Ввод 1	ТТ	КТ=0,2S Ктт=2000/1 № 17085-98	A	TPU 4	№ 5104004910	200000	Ток первичный, I_1
				B	отсутствует			
				C	TPU 4	№ 5104004911		
		ТН	КТ=0,2 Ктн=10000/100 № 17081-98	A	TDC 4	№ 5204001639		Напряжение первичное, U_1
				B				
				C	TDC 4	№ 5204001640		
Счетчик	КТ=0,2S/0,2 Ксч=1 № 16666-97	EA02RAL-B-3		№ 10911407	Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q Календарное время			
2	ПС 110/10 кВ Ввод 2	ТТ	КТ=0,2S Ктт=2000/1 № 17085-98	A	TPU 4	№ 5104004908	200000	Ток первичный, I_1
				B	отсутствует			
				C	TPU 4	№ 5104004909		
		ТН	КТ=0,2 Ктн=10000/100 № 17081-98	A	TDC 4	№ 5204001641		Напряжение первичное, U_1
				B				
				C	TDC 4	№ 5204001642		
Счетчик	КТ=0,2S/0,2 Ксч=1 № 16666-97	EA02RAL-B-3		№ 1091408	Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q Календарное время			

Продолжение таблицы 1

Информационно-измерительный комплекс		Средство измерений					КТТ·КТН·Ксч	Наименование измеряемой величины					
Номер ИИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, стандарт, № Госреестра СИ		Обозначение, тип	Заводской номер								
3	ПС 110/10 кВ Ввод 3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=2000/1 № 17085-98	A	ТПУ 4	№ 5104001643	200000	Ток первичный, I ₁					
				B	отсутствует								
				C	ТПУ 4	№ 5104001644							
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 № 17081-98	A	TDC 4	№ 5204001643		200000	Напряжение первичное, U ₁				
				B									
				C	TDC 4	№5204001644							
		Счетчик	КТ=0,2S/0,2 Ксч=1 № 16666-97	EA02RAL-B-3		№ 1091409		200000	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время				
		4	ПС 110/10 кВ Ввод 4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=2000/1 № 17085-98	A				ТПУ 4	№ 5104004914	200000	Ток первичный, I ₁
						B				отсутствует			
C	ТПУ 4					№ 5104004915							
ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 № 17081-98	A	TDC 4	№ 5204001645	200000	Напряжение первичное, U ₁							
		B											
		C	TDC 4	№ 5204001646									
Счетчик	КТ=0,2S/0,2 Ксч=1 № 16666-97	EA02RAL-B-3		№ 1091410	200000	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время							

Продолжение таблицы 1

Информационно-измерительный комплекс		Средство измерений					Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины	
Номер ИИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, стандарт, № Госреестра СИ		Обозначение, тип	Заводской номер				
5	ПС 35/10 кВ Т1-35 кВ	ТТ	КТ=0,2S Ктт=50/1 № 25431-03	A	ТРО 7	№ 5104004917	Ток первичный, I ₁		
				B	отсутствует				
				C	ТРО 7	№ 5104004919			
		ТН	КТ=0,2 Ктн=35000/100 № 25429-03	A	ТЮ 7	№ 5204001633	Напряжение первичное, U ₁		
				B	ТЮ 7	№ 5204001634			
				C	ТЮ 7	№ 5204001635			
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3		№ 01091411	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
		6	ПС 35/10 кВ Т2-35 кВ	ТТ	КТ=0,2S Ктт=50/1 № 25431-03	A	ТРО 7	№ 5104004918	Ток первичный, I ₁
						B	отсутствует		
C	ТРО 7					№ 5104004916			
ТН	КТ=0,2 Ктн=35000/100 № 25429-03			A	ТЮ 7	№ 5204001636	Напряжение первичное, U ₁		
				B	ТЮ 7	№ 5204001637			
				C	ТЮ 7	№ 5204001638			
Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97			EA05RL-B-3		№ 01091412	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		

Продолжение таблицы 1

Информационно-измерительный комплекс		Средство измерений					КТТ·КТН·Ксч	Наименование измеряемой величины		
Номер ИИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, стандарт, № Госреестра СИ		Обозначение, тип	Заводской номер					
7	ПС 35/10 кВ фидер УЭС яч. 1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 № 17085-98	A	ТПУ 4	№ 5104004904	5000	Ток первичный, I ₁		
				B	отсутствует					
				C	ТПУ 4	№ 5104004905				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 11094-95	A	НАМИ-10	№ 675	5000	Напряжение первичное, U ₁		
				B						
				C						
		Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-3		№ 01091413	5000	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
		8	ПС 35/10 кВ фидер УЭС яч. 10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=10/1 № 17085-98	A	ТПУ 4	№ 5104004906	1000	Ток первичный, I ₁
						B	отсутствует			
C	ТПУ 4					№ 5104004907				
ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 № 20186-00			A	НАМИ-10	№ 779	1000	Напряжение первичное, U ₁		
				B						
				C						
Счетчик	КТ=0,5S/0,5 Ксч=1 № 16666-97			EA05RL-B-3		№ 01091414	1000	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		

1 Нормативные ссылки

В настоящей методике использовались ссылки на следующие нормативные документы:

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

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

МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения $35 \dots 330/\sqrt{3}$. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя».

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»

ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92) «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)»

ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. 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.

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

МВИ «Методика выполнения измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ КС Бубновка». Проект.

2 Операции поверки

При проведении поверки выполняются операции, указанные в таблице 2.

Таблица 2 - Операции поверки

Наименование операции	№ пункта	Первичная поверка	Периодическая поверка	Ремонт и хранение
1	2	3	4	5
1. Внешний осмотр	7.1	Да	Да	Да
2. Опробование	7.2	Да	Да	Да
3. Определение абсолютной суточной погрешности измерения текущего времени и относительной погрешности измерения 30-ти минутного интервала	7.3	Да	Да	Да
4. Определение доверительных границ результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии (при $\cos\varphi=1$; $\cos\varphi=0,8/\sin\varphi=0,6$; $\cos\varphi=0,5/\sin\varphi=0,87$): - в диапазоне тока $0,01I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,02I_{1НОМ}$ - в диапазоне тока $0,02I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,05I_{1НОМ}$ - в диапазоне тока $0,05I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{1НОМ}$ - в диапазоне тока $0,2I_{1НОМ} \leq I_1 < I_{1НОМ}$ - в диапазоне тока $I_{1НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{1НОМ}$	7.4	Да	Да	Да

3 Средства поверки

Перечень используемых при поверке эталонных и вспомогательных средств измерений и требуемые технические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень оборудования

№	Наименование
1	Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1 °С.
2	Средства поверки измерительных трансформаторов напряжения в соответствии с МИ 2845-2003; МИ 2925-2005 и/или ГОСТ8.216-88
3	Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003
4	Средства поверки счетчиков электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА в соответствии с методикой поверки
5	Средства поверки КАПС для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300 в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 году.
6	Средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»
7	Средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»
8	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»
9	Средства измерений в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений 30-ти минутных профилей электрической энергии, вычисления их приращений и передачи информации на автоматизированное рабочее место в условиях эксплуатации»
10	Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы
11	GPS приемник сигналов точного времени - GPS MAP 76S

Примечания.

1 Допускается применение основных и вспомогательных средств поверки других типов с метрологическими характеристиками не ниже приведенных в таблице 2.

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

К проведению поверки информационно-измерительных каналов, входящих в состав АИИС КУЭ, допускаются лица, изучившие настоящую методику и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ. При этом:

4.1 Определение абсолютной суточной погрешности измерения текущего времени и относительной погрешности измерения 30-ти минутного интервала осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документы «АИИС КУЭ «КС Бубновка». Руководство по эксплуатации», «АИИС КУЭ КС Бубновка. Методика поверки. 07057-411711-05 МП» и прошедшим обучение по работе с GPS приемником сигналов точного времени.

4.2 Проведение поверки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку проводят не менее двух поверителей, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

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 IV.

4.3 Проведение поверки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 3 лет, изучившим ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки», МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанными документами. Поверку проводят не менее двух поверителей, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

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 IV.

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 IV.

4.4 Проведение поверки счетчиков электрической энергии, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим методику поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа ЕвроАльфа. В проведении поверки должно участвовать не менее двух поверителей, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

Определение погрешности измерений 30-ти минутных профилей электрической энергии, передачи данных и вычисления приращения осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений 30-ти минутных профилей электрической энергии, вычисления их приращений и передачи информации на автоматизированное рабочее место в условиях эксплуатации», а также знающим ПО при работе с оптическим преобразователем. В проведении измерений должно участвовать 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 IV.

ВНИМАНИЕ.

При проведении поверочных и измерительных работ должны присутствовать работники объекта, на котором размещены компоненты АИИС КУЭ, имеющие опыт работы и право на подключение и отключение эталонных и поверяемых средств измерений в соответствии со схемой поверки или с методикой выполнения измерений.

5 Требования безопасности

5.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00, 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 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.2.007.7-83.

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 быть соблюдены следующие условия:

6.1.1 Для трансформаторов тока:

- температура окружающей среды – от 15 °С до 35 °С;
- атмосферное давление - от 85 кПа до 105 кПа;
- относительная влажность воздуха – от 30 % до 80 %;
- параметры сети электропитания – по ГОСТ 13109-97;
- отклонение частоты источника питающего напряжения при поверке трансформаторов тока номинальной частотой свыше 50 Гц или номинальным током более 10 кА – по технической документации на трансформаторы конкретных типов, но не более $\pm 5\%$ от номинальной частоты.

6.1.2 Для трансформаторов напряжения:

- температура окружающего воздуха (10-35) °С;
- допускаемые колебания температуры окружающего воздуха в период проведения поверки не более ± 2 °С;
- относительная влажность окружающего воздуха не более 80 % при 25 °С;
- коэффициент гармоник кривой переменного напряжения и сети питания низковольтных средств измерений не более $\pm 3\%$;
- отклонение частоты источника высокого напряжения и сети питания низковольтных средств измерений от номинального значения не более $\pm 0,5$ Гц.

6.1.3 Для электросчетчиков:

- температура окружающего воздуха (23 \pm 2) °С;
- относительная влажность воздуха от 30 % до 80 %;
- атмосферное давление от 84 кПа до 106 кПа;
- частота измерительной сети (50 \pm 0,5) Гц;
- форма кривой напряжения и тока в измерительной сети – синусоидальная с коэффициентом искажения не более 5 %;
- отклонение напряжений, токов в каждой из фаз от среднего значения не более $\pm 1\%$;
- значение сдвига фаз для каждого из токов от соответствующего фазного напряжения, независимо от cosφ, не должны отличаться друг от друга более чем на 2 градуса.

6.1.4 Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- температура окружающего воздуха (23 \pm 2) °С;
- относительная влажность воздуха от 30 % до 80 %;
- атмосферное давление от 84 кПа до 106 кПа;
- частота измерительной сети (50 \pm 0,5) Гц;

- форма кривой напряжения и тока в измерительной сети – синусоидальная с коэффициентом искажения не более 5 %;
- отклонение напряжений, токов в каждой из фаз от среднего значения не более ± 1 %;
- значение сдвига фаз для каждого из токов от соответствующего фазного напряжения, независимо от $\cos\phi$, не должны отличаться друг от друга более чем на 2 градуса.

6.2 Перед проведением поверки должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

- изучено руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ;
- проведены технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности проводимых работ в соответствии с действующими положениями, а также приняты меры безопасности, изложенные в руководстве по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки должны быть выдержаны в условиях, приведенных в пунктах 6.1.2-6.1.3 в течение времени, установленного в НТД на средства поверки;
- перед проведением поверки поверяемый трансформатор тока выдерживают на месте поверки не менее двух часов, а поверяемый трансформатор напряжения – не менее 24 часов;
- перед поверкой 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.

При поведении внешнего осмотра АИИС КУЭ проверяют:

- внешний вид каждого компонента АИИС КУЭ на предмет выявления механических повреждений;
- наличие действующих пломб в установленных местах, соответствие заводских номеров на шильдиках компонент АИИС КУЭ номерам, указанным в технической документации;
- наличие маркировки в соответствии с требованиями ГОСТ 7746 и ГОСТ 1983 на наружных панелях трансформаторов тока и напряжения;
- комплектность АИИС КУЭ на ее соответствие перечню компонент, приведенных в руководстве по эксплуатации.

7.2 Опробование.

При проведении опробования все компоненты АИИС КУЭ должны быть включены и исправно функционировать.

7.2.1 Опробование измерительных трансформаторов напряжения.

Измерительные трансформаторы напряжения следует считать работоспособными в соответствии с ГОСТ 1983, если напряжение на их выходах, измеренное с помощью прибора, входящего в комплект средств измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации», находится в диапазоне $0,8 \dots 1,2 U_{н2}$.

В случае получения отрицательного результата опробования процедура поверки прекращается до определения причин несоответствия и их устранения.

7.2.2 Опробование измерительных трансформаторов тока.

Измерительные трансформаторы тока следует считать работоспособными в соответствии с ГОСТ 7746, если ток на их выходах, измеренный с помощью прибора, входящего в комплект средств измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации», находится в диапазоне $(0,01 \dots 1,2)$ от $I_{н2}$ для ТТ классов точности 0,2S и 0,5S, и в диапазоне $(0,05 \dots 1,2)$ от $I_{н2}$ для ТТ классов точности 0,1; 0,2; 0,5; 1.

В случае получения отрицательного результата опробования процедура поверки прекращается до определения причин несоответствия и их устранения.

7.2.3 Опробование счетчиков электрической энергии.

Счетчики следует считать работоспособными, если работают все сегменты индикаторов, отсутствуют коды ошибок или предупреждений, прокрутка параметров осуществляется в заданной последовательности.

В случае получения отрицательного результата опробования процедура поверки прекращается. Счетчик подлежит ремонту или замене.

7.2.4 Опробование программного обеспечения.

Запустить на выполнение программу на автоматизированном рабочем месте и установить соединение с сервером АИИС КУЭ. Опробование считается выполненным, если значения в отчете для всех счетчиков соответствуют текущей дате и времени.

7.3 Определение абсолютной суточной погрешности измерения текущего времени и относительной погрешности измерения 30-ти минутного интервала времени.

Поверка проводится в следующей последовательности:

- на УСПД должно быть запущено ПО;
- убедитесь в наличии показаний текущего системного времени;
- сравните данные текущего времени на сервере с данными GPS-приемника;
- проведите коррекцию времени во всех компонентах АИИС КУЭ и отключите в ПО функцию автоматической коррекции времени;
- через сутки войдите в ПО и в окне «Коррекция времени» в строке «корректировать время» установите функцию коррекции текущего времени счетчиков;
- снимите данные проведенной коррекции по всем счетчикам.

Максимальное значение проведенной коррекции не должно превышать ± 5 с в сутки. В этом случае погрешность за 30 минутный интервал составит значение не более $\pm 0,104$ с, или относительная погрешность измерения времени 30-ти минутного интервала: $\delta_{t30} \leq 0,00012$ %.

В случае получения отрицательного результата процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

7.4 Определение погрешностей компонент ИК.

Операции данного пункта поверки проводятся для каждого канала в отдельности с определенной очередностью отключения (или одновременным отключением) фаз. График отключения ТН и ТТ должен быть согласован с руководством энергообъекта заранее.

7.4.1 Определение погрешностей измерительных трансформаторов тока

Поверка проводится в следующей последовательности:

- в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации» определите реальное значение мощности нагрузки $S_{изм}$ во вторичной цепи ТТ и занесите в протокол поверки значения мощностей нагрузки $S_{изм А}$; $S_{изм В}$; $S_{изм С}$;

- отключите измерительные трансформаторы тока от фаз (А, В, С) высоковольтной сети;

- по ГОСТ 8.217 определите погрешности ТТ в на месте их эксплуатации с нормированными значениями нагрузок и/или с реальными значениями нагрузок и занесите в протокол поверки значения токовых погрешностей трансформаторов тока по каждой из фаз (А, В, С):

- $\delta_{JA1\%}$, $\delta_{JB1\%}$, $\delta_{JC1\%}$ - при первичном токе сети равном 1% от $I_{н1}$ (для ТТ класса точности 0,2S);
- $\delta_{JA5\%}$, $\delta_{JB5\%}$, $\delta_{JC5\%}$ - при первичном токе сети равном 5% от $I_{н1}$;
- $\delta_{JA20\%}$, $\delta_{JB20\%}$, $\delta_{JC20\%}$ - при первичном токе сети равном 20% от $I_{н1}$;
- $\delta_{JA100\%}$, $\delta_{JB100\%}$, $\delta_{JC100\%}$ - при первичном токе сети равном 100% от $I_{н1}$;
- $\delta_{JA120\%}$, $\delta_{JB120\%}$, $\delta_{JC120\%}$ - при первичном токе сети равном 120 % от $I_{н1}$.

а также значения угловых погрешностей трансформаторов тока по каждой из фаз (А, В, С):

- $\delta_{JA1\%}$, $\delta_{JB1\%}$, $\delta_{JC1\%}$ - при первичном токе сети равном 1% от $I_{н1}$ (для ТТ класса точности 0,2S);
- $\theta_{JA5\%}$, $\theta_{JB5\%}$, $\theta_{JC5\%}$ - при первичном токе сети равном 5% от $I_{н1}$;

- $\theta_{JA20\%}, \theta_{JB20\%}, \theta_{JC20\%}$ - при первичном токе сети равном 20% от I_{N1} ;
- $\theta_{JA100\%}, \theta_{JB100\%}, \theta_{JC100\%}$ - при первичном токе сети равном 100% от I_{N1} ;
- $\theta_{JA120\%}, \theta_{JB120\%}, \theta_{JC120\%}$ - при первичном токе сети равном 120 % от I_{N1} .

- в случае получения отрицательного результата (несоответствие мощности нагрузки нормированному значению $S_{изм} = 0,25...1,0 S_{ном}$ и/или несоответствие погрешности приписанному классу точности ТТ) хотя бы на одном измерительном трансформаторе тока процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

7.4.2 Определение погрешностей измерительных трансформаторов напряжения.

Поверка проводится в следующей последовательности:

- в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» определите реальное значение мощности нагрузки $S_{изм}$ во вторичной цепи ТН и занесите в протокол поверки значения мощностей нагрузки $S_{изм А}; S_{изм В}; S_{изм С}$;

- по утвержденному документу «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации» определите падение напряжения $U_{л}$ в линии и занесите в протокол поверки значения погрешностей падения напряжения в линиях соединения ТН со счетчиком $\delta_{лА}, \delta_{лВ}, \delta_{лС}$ по фазам А, В, С;

- определите погрешности измерительных трансформаторов напряжения в соответствии с МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 в реальной сети на месте их эксплуатации или отключите измерительные трансформаторы напряжения от сети, подключите их входы к регулируемому источнику напряжения и определите их погрешности в соответствии с ГОСТ 8.216;

- занесите в протокол поверки значения погрешностей по напряжению $\delta_{UA}, \delta_{UB}, \delta_{UC}$ по фазам А, В, С при реальных значениях нагрузок (при междуфазном включении трансформаторов определяется погрешность между фазами АВ, ВС и АС, т.е. $\delta_U^{AB}, \delta_U^{BC}, \delta_U^{AC}$);

- занесите в протокол поверки значения угловых погрешностей $\theta_{UA}, \theta_{UB}, \theta_{UC}$ по фазам А, В, С при реальных значениях нагрузок;

- в случае получения отрицательного результата хотя бы по одному из измеренных значений (несоответствие мощности нагрузки нормированному значению $S_{изм} = 0,25...1,0 S_{ном}$, превышение падения напряжения более 0,25 %, несоответствие погрешности приписанному классу точности ТН), хотя бы на одном измерительном трансформаторе напряжения процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

7.4.3 Определение погрешности измерения электрической энергии, обусловленной угловыми погрешностями ТН и ТТ.

Погрешность измерений активной электроэнергии, обусловленную трансформаторной схемой подключения счетчика в каждой точке диапазона, вычисляют по формулам (ИК включает ТТ, ТН, счетчик и УСПД):

$$\delta_{\theta_p, 1\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_{J, 1\%}^2 + \Theta_{U, 1\%}^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$

$$\delta_{\theta_p, 5\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_{J, 5\%}^2 + \Theta_{U, 5\%}^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$

$$\delta_{\theta_p, 20\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_{J, 20\%}^2 + \Theta_{U, 20\%}^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$

$$\delta_{\theta_p 100\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 100\% + \Theta_U^2 100\%} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$

$$\delta_{\theta_p 120\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 120\% + \Theta_U^2 120\%} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$

Погрешность δ_θ при измерениях количества реактивной электроэнергии вычисляют по формуле:

$$\delta_{\theta_q 1\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 1\% + \Theta_U^2 1\%} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi}$$

$$\delta_{\theta_q 5\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 5\% + \Theta_U^2 5\%} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi}$$

$$\delta_{\theta_q 20\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 20\% + \Theta_U^2 20\%} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi}$$

$$\delta_{\theta_q 100\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 100\% + \Theta_U^2 100\%} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi}$$

$$\delta_{\theta_q 120\%} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 120\% + \Theta_U^2 120\%} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi}$$

В формулах приведены следующие обозначения:

- θ_J — угловая паспортная погрешность ТТ в точках диапазона 1, 5, 20, 100 и 120 % от номинальных значений первичного тока сети, мин
- θ_U — угловая паспортная погрешность ТН, мин
- $\cos \varphi$ — коэффициент мощности для активной электроэнергии (берется максимальное паспортное значение для данных ИК)
- $\sin \varphi$ — коэффициент мощности для реактивной электроэнергии (берется максимальное паспортное значение для данных ИК)

7.4.4 Определение погрешности счетчика.

Данный пункт поверки рекомендуется проводить одновременно с 7.4.1 и 7.4.2 при отключении от сети измерительных трансформаторов напряжения и тока.

7.4.4-1 Определение погрешности счетчика в соответствии с методикой поверки.

Поверка проводится в следующей последовательности:

- убедитесь, что измерительные трансформаторы напряжения и тока, входящие в состав ИК, обесточены и их высоковольтные входы заземлены (питание счетчика должно осуществляться от резервного источника);

- отсоедините от счетчика электроэнергию, входящего в состав ИК, провода в распределительной колодке, идущие от трансформатора напряжения, и провода, идущие от трансформаторов тока;

- поверьте счетчик электрической энергии в соответствии с методикой поверки многофункциональных счетчиков электрической энергии

В случае получения отрицательного результата (несоответствие приписанному классу точности счетчика) процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

7.4.4-2 Определение погрешности счетчика при измерении 30-ти минутных профилей электроэнергии.

Поверка проводится в следующей последовательности:

- по утвержденному документу «Методика выполнения измерений 30-ти минутных профилей электрической энергии, вычисления их приращений и передачи информации на автоматизированное рабочее место в условиях эксплуатации» определите погрешность счетчика в режиме измерения активной и реактивной электрической энергии в соответствующих точках диапазона тока нагрузки.

В случае получения отрицательного результата (несоответствие приписанному классу точности счетчика) процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

Примечания.

1) Допускается не проводить данный подпункт поверки при условии, что он представлен в методике поверки на счетчик и сделана соответствующая запись в протоколе поверки.

2) Допускается не проводить данный подпункт поверки при периодической поверке, если он проводился при первичной поверке.

7.4.5 Определение погрешности УСПД.

Данный пункт поверки рекомендуется проводить одновременно с 7.4.1 и 7.4.2 при отключении от сети измерительных трансформаторов напряжения и тока.

7.4.5-1 Определение погрешности УСПД в соответствии с методикой поверки.

Поверка проводится в следующей последовательности:

- отсоедините от УСПД счетчики электрической энергии, входящие в состав АИИС КУЭ;

- поверьте характеристики УСПД в соответствии с методикой поверки на УСПД типа RTU-300.

В случае получения отрицательного результата (несоответствие приписанному классу точности) процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

7.4.5-2 Определение погрешности передачи информации и вычисления приращений электрической энергии за 30-ти минутные интервалы.

Данный пункт поверки рекомендуется проводить одновременно с 7.4.1 и 7.4.2 в период отключения от сети измерительных трансформаторов напряжения и тока.

Поверка проводится в следующей последовательности:

- по утвержденному документу «Методика выполнения измерений 30-ти минутных профилей электрической энергии, вычисления их приращений и передачи информации на автоматизированное рабочее место в условиях эксплуатации» определите погрешность передачи информации, вычисления приращений и измерения 30-ти минутных профилей активной и реактивной электрической энергии на автоматизированном рабочем месте (на УСПД, сервере) в соответствующих точках диапазона тока нагрузки.

В случае получения отрицательного результата (несоответствие приписанному классу точности передачи информации счетчиком и/или УСПД, вычисления приращений и измерения активной и реактивной электрической энергии на автоматизированном рабочем месте) процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

Примечания.

1) Допускается не проводить данный подпункт поверки при условии, что он представлен в методике поверки УСПД и сделана соответствующая запись в протоколе поверки.

2) Допускается не проводить данный подпункт поверки при периодической поверке, если он проводился при первичной поверке.

7.4.6 Определение доверительных границ относительной погрешности результата измерений для ИК, состоящих из ТТ, ТН, счетчика и УСПД, при доверительной вероятности 0,95

Расчет доверительных границ относительной погрешности результата измерений активной электрической энергии в диапазоне тока $0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,02I_{\text{ном}}$ для $\cos\varphi=1$, производится по формуле:

$$\delta_{W_p(ИК,1\%)} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{I1\%}^2 + \delta_U^2 + \delta_{\Theta 1\%}^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_T^2 + \delta_{y.C.1\%}^2 + \delta_{c.oW_p 1\%}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c.jP}^2}$$

Расчет доверительных границ относительной погрешности результата измерений активной и реактивной электрической энергии в диапазоне тока $0,02I_{НОМ} \leq I_1 < 0,05I_{НОМ}$, производится по формулам:

$$\delta_{W_p(Q)(ИК,2\%)} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{I2\%}^2 + \delta_U^2 + \delta_{\Theta 2\%}^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_T^2 + \delta_{y.C.2\%}^2 + \delta_{c.oW_p(Q) 2\%}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c.jP(Q)}^2}$$

Расчет доверительных границ относительной погрешности результата измерений активной и реактивной электрической энергии в диапазоне тока $0,05I_{НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{НОМ}$, производится по формулам:

$$\delta_{W_p(Q)(ИК,5\%)} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{I5\%}^2 + \delta_U^2 + \delta_{\Theta 5\%}^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_T^2 + \delta_{y.C.5\%}^2 + \delta_{c.oW_p(Q) 5\%}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c.jP(Q)}^2}$$

Расчет доверительных границ относительной погрешности результата измерений активной и реактивной электрической энергии в диапазоне тока $0,2I_{НОМ} \leq I_1 < I_{НОМ}$, производится по формулам:

$$\delta_{W_p(Q)(ИК,20\%)} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{I20\%}^2 + \delta_U^2 + \delta_{\Theta 20\%}^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_T^2 + \delta_{y.C.20\%}^2 + \delta_{c.oW_p(Q) 20\%}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c.jP(Q)}^2}$$

Расчет доверительных границ относительной погрешности результата измерений активной и реактивной электрической энергии в диапазоне тока $I_{НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{НОМ}$, производится по формулам:

$$\delta_{W_p(Q)(ИК,100\%)} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{I100\%}^2 + \delta_U^2 + \delta_{\Theta 100\%}^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_T^2 + \delta_{y.C.100\%}^2 + \delta_{c.oW_p(Q) 100\%}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c.jP(Q)}^2}$$

В формулах приведены следующие обозначения:

- $\delta_{I(1,2,5, 20, 100)}$ - пределы относительной погрешности измерения тока ТТ при значениях тока нагрузки сети 1, 2, 5, 20, 100 % от номинального значения, %;
- δ_U - пределы относительной погрешности измерения напряжения ТН, %;
- $\delta_{\Theta (1,2,5, 20, 100)}$ - пределы относительной погрешности трансформаторной схемы подключения счетчика, вызванной угловыми погрешностями ТТ и ТН, при значениях тока нагрузки сети 1, 2, 5, 20, 100 % от номинального значения, %;
- δ_{nl} - относительная погрешность из-за потерь напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;
- δ_T - пределы относительной погрешности измерения 30-ти минутных интервалов времени, %;
- $\delta_{y.C.(1,2,5, 20, 100)}$ - суммарная относительная погрешность, вносимая устройством сбора и передачи данных активной и реактивной электроэнергии при значениях тока нагрузки сети 1, 2, 5, 20, 100 % от номинального значения, %.
- $\delta_{c.oWp(q)(1, 2,5, 20, 100)}$ - пределы основной относительной погрешности счетчика при измерении активной и реактивной электроэнергии при значениях тока нагрузки сети 1, 2, 5, 20, 100 % от номинального значения, %;
- $\sum_{j=1}^l \delta_{c.j} P(Q)$ - суммарная дополнительная относительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины при измерении активной и реактивной электроэнергии, %;

В случае получения отрицательного результата (несоответствие приписанной погрешности ИК) процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

8. Оформление результатов поверки

Положительные результаты поверки оформляются свидетельством о поверке стандартного образца в соответствии с ПР 50.2.006.

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