

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель ГЦИ СИ СНИИМ –
зам. директора ФГУП «СНИИМ»
В. И. Евграфов



2014 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии
ОАО «Новосибирскэнергосбыт»

Методика поверки

СМИР.АУЭ.388.00 Д1

и.р. 58725-15

Новосибирск
2014 г

Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новосибирскэнергосбыт», зав. № 2, в том числе с изменениями, связанными с добавлением измерительных каналов, предназначенную для измерения активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности, измерения времени в координированной шкале времени UTC.

Настоящая методика поверки распространяется на измерительные каналы (ИК) АИИС, состоящие из информационно-измерительных комплексов точек измерений (ИИК ТИ), информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК), а также информационных каналов связи. Перечень ИК и состав ИИК ТИ приведен в формуляре СМИР.АУЭ.388.00 ФО. Настоящая методика не распространяется на измерительные компоненты АИИС: трансформаторы тока, напряжения, счетчики электрической энергии, устройства сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000», поверка которых осуществляется по нормативно-техническим документам, указанным в эксплуатационной документации на эти измерительные компоненты.

Настоящая методика поверки устанавливает методы и средства поверки измерительных каналов АИИС при первичной, периодической и внеочередных поверках.

Первичная поверка АИИС проводится при вводе в эксплуатацию.

Периодическая поверка АИИС проводится в процессе эксплуатации не реже одного раза в 4 года.

При замене измерительных компонентов АИИС на однотипные проводится внеочередная поверка АИИС.

Перед проведением поверки следует ознакомиться с эксплуатационной документацией на измерительные компоненты АИИС; документами, указанными в разделе 4 настоящей методики поверки, регламентирующими требования безопасности.

1. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

1.1. По паспорту АИИС определяют перечень измерительных каналов, подлежащий поверке. В случае если проводят поверку ИК в связи с заменой измерительных компонентов, то операции поверки выполняют только для тех измерительных каналов, в состав которых входят данные измерительные компоненты.

1.2. Содержание и последовательность выполнения работ по проверке измерительных каналов и АИИС в целом должны соответствовать указаниям, приведенным в таблице 1.

Таблица 1

Содержание работ		номер пункта	Вид поверки			
			Первичная и после ремонта (кроме замены измерительных компонентов на однотипные)	Периодическая	Внеочередная	
					После замены на однотипные ТТ или ТН	После замены на однотипные счетчики
Внешний осмотр:						
Проверка состава ИК	6.1.1	+	+	-	-	
Проверка схем включения	6.1.2	+	+	-	-	
Проверка отсутствия повреждений	6.1.2	+	+	-	-	
Проверка последовательности чередования фаз	6.1.3	+	+	+	+	
Опробование	6.2	+	+	+	+	
Подтверждение соответствия ПО	6.3	+	+	-	-	
Проверка метрологических характеристик:						
Проверка поправки часов	6.4.2	+	+	-	+	
Проверка величины магнитной индукции в месте расположения счетчиков	6.4.3	+	+	-	-	
Проверка мощности нагрузки ТТ и ТН	6.4.4	+	+	-	-	
Проверка потерь напряжения	6.4.5	+	+	-	-	

2. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1. При проведении поверки используют средства измерений и вспомогательное оборудование, указанное в таблице 2.

Таблица 2 – средства поверки

Номер пункта	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки
6.2, 6.4.2	переносной персональный компьютер, оснащенный программным обеспечением для опроса счетчиков («Конфигуратор СЭТ») и устройством сбора оптическим УСО-2; и доступом по сети Интернет по протоколу NTP к группа тайм-серверов ФГУП «ВНИИФТРИ»
6.4.3	миллитесламетр портативный ТП2-2У-01 с относительной погрешностью измерения модуля вектора магнитной индукции $\pm 2,5 \%$
6.4.4, 6.4.5	мультиметр цифровой АРРА-109 в диапазоне измерения переменного напряжения от 20 до 200 В с абсолютной погрешностью $\pm (0,007 \cdot U + 0,5)$ В и в диапазоне от 20 до 200 мВ с погрешностью $\pm (0,007 \cdot U + 0,8)$ мВ
6.4.4, 6.4.5	вольтамперфазометр «ПАРМА ВАФ®-А» в диапазоне от 0 до 10 А с относительной погрешностью $\pm (1 + (0,1 I_k / I_n - 1)) \%$
6.4.4	прибор для измерения параметров однофазной электрической цепи «Вымпел» в диапазоне измерения комплексного сопротивления от 0,05 Ом до 5 Ом с относительной погрешностью $\pm (1,0 + 0,05 \cdot (Z_k / Z_x - 1)) \%$
Допускается использовать другие средства измерений, обеспечивающие требуемую погрешность измерений.	

3. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

3.1. Условия поверки соответствуют рабочим условиям применения средств поверки.

4. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1. При выполнении поверки следует выполнять требования безопасности в соответствии с «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок» утвержденными министерством труда и социальной защиты российской федерации от 24 июля 2013 приказом № 328н и зарегистрированными в Минюсте России 12 декабря 2013 г. N 30593

4.2. Поверитель допускается к выполнению работ в составе бригады в количестве не менее 2 человек, хотя бы один из которых имеет группу допуска по электробезопасности не ниже IV (до и свыше 1000 В).

5. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

5.1. Обеспечить выполнение требований безопасности.

5.2. Изучить эксплуатационную документацию на оборудование, указанное в таблице 2.

5.3. Обеспечить выполнение условий поверки.

6. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1. Внешний осмотр

- 6.1.1. Внешним осмотром проверяют укомплектованность АИИС измерительными компонентами, проверяют соответствие типов фактически использованных измерительных компонентов типам средств измерений, использование которых предусмотрено формуляром АИИС. Проверяют наличие действующих результатов поверки (свидетельств о поверке или знак поверки в паспорте) на все измерительные компоненты.
- 6.1.2. Проверить размещение измерительных компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС.
- 6.1.3. Визуально проверить отсутствие повреждений доступных частей измерительных компонентов, отсутствие следов коррозии в местах подключения проводников.
- 6.1.4. Визуально, по маркировке цепей тока и напряжения, проверить последовательность чередования фаз на каждом счетчике электрической энергии.

Результаты выполнения операции считать положительными, если состав измерительных каналов соответствует приведенному в формуляре АИИС; имеются действующие результаты поверки на каждый измерительный компонент; целостность доступных частей измерительных компонентов не нарушена, отсутствуют следы коррозии; схемы включения и размещение измерительных компонентов соответствуют проектной документации; последовательность чередования фаз в измерительных цепях на счетчике прямая.

6.2. Опробование

- 6.2.1. При опробовании проверяется работоспособность связующих компонентов и вспомогательных устройств, счетчиков, УСПД «ЭКОМ-3000», отсутствие ошибок информационного обмена. Проверка осуществляется анализом записей в журнале событий сервера БД, проверкой наличия в базе данных результатов измерений за предшествующий проверке получасовой интервал, сравнением результатов измерений передаваемых АИИС во внешние системы с результатами измерений, хранящимися в энергонезависимой памяти счетчиков электрической энергии.
- 6.2.2. Действуя в соответствии с указаниями руководства пользователя программного обеспечения «Энергосфера» открыть журнал событий. Проанализировать журнал событий на наличие записей об аварийных ситуациях. Убедиться в отсутствии записей об ошибках и аварийных ситуациях, произошедших в счетчиках электрической энергии, УСПД, убедиться в отсутствии записей об ошибках связи. Убедиться в наличии записей о коррекции времени в часах счетчиков электрической энергии.
- 6.2.3. Действуя в соответствии с указаниями руководства пользователя программного обеспечения «Энергосфера» считать коэффициенты трансформации ТТ и ТН, убедиться в том, что коэффициенты трансформаторов для всех ИИК ТИ, равны соответствующим коэффициентам трансформации для данного ИИК ТИ, указанным в формуляре СМНР.АУЭ.388.00 ФО.
- 6.2.4. Через канал прямого доступа к счетчикам электрической энергии с использованием программы конфигурирования счетчика «Конфигуратор СЭТ» считать из каждого счетчика архив с результатами измерений получасовых приращений активной и реактивной электрической энергии за предшествующие сутки. В случае если за предшествующие сутки результаты измерений равны нулю и отсутствовала передача электрической энергии, то архив считывается за последние сутки, в которых присутствуют не нулевые результаты измерений.

- 6.2.5. Действуя в соответствии с указаниями руководства пользователя программного обеспечения «Энергосфера» сформировать ведомость энергопотребления, содержащую приращения электрической энергии за получасовой интервал, предшествующий времени проведения данной операции.
- 6.2.6. Действуя в соответствии с указаниями руководства пользователя программного обеспечения «Энергосфера» сформировать выходной XML файл, содержащий результаты измерений за те сутки, для которых получены получасовые приращения электрической энергии при выполнении 6.2.4.
- 6.2.7. Рассчитать количество потребленной активной и реактивной электрической энергии за последние сутки по показаниям счетчиков по формулам:

$$\begin{aligned} W_i^A &= K_{ji} \cdot K_{Ui} \cdot W_{счi}^A, \\ W_i^P &= K_{ji} \cdot K_{Ui} \cdot W_{счi}^P, \end{aligned} \quad (1)$$

где i – номер измерительного канала;

K_{ji} – коэффициент трансформации трансформаторов тока, использованных в i -ом измерительном канале;

K_{Ui} – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, использованных в i -ом измерительном канале;

$W_{счi}^A$ – количество активной электроэнергии из архива счетчика i -ого измерительного канала, кВт·ч;

$W_{счi}^P$ – количество реактивной электроэнергии из архива счетчика i -ого измерительного канала, квар·ч.

- 6.2.8. Сравнить результаты расчета по формулам (1) с результатами измерений содержащиеся в сформированном XML-файле по пункту 6.2.6.

Результаты выполнения операции считать положительными, если результаты расчета по формулам 1 не отличаются от результатов измерений из базы данных не более чем на один кВт·ч (квар·ч), в журналах событий счетчиков отмечены факты коррекции часов счетчиков электрической энергии.

- 6.3. Подтверждение соответствия программного обеспечения.

6.3.1. Проверить целостность метрологически значимых модулей и библиотек, вычисляя их контрольную сумму по алгоритму MD5. Сравнить полученные контрольные суммы со значениями, указанными в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 - идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК-1

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
pso.exe	7.0.55.4462	1.1.1 94effd27	Программа «Сервер опроса»	CRC32
controlage.exe	7.0.95.2300	f3bc19f9	Программа «APM Энергосфера»	CRC32
crqondb.exe	7.0.10.396	50ddd9a2	Программа «CRQ-интерфейс»	CRC32

Таблица 4 - идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК-2

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
pso.exe	7.0.48.4251	1.1.2 ab4572dd	Программа «Сервер опроса»	CRC32
controlage.exe	7.0.90.2256	dbf6d2c3	Программа «АРМ Энергосфера»	CRC32
crqondb.exe	7.0.6.383	28c79c97	Программа «CRQ-интерфейс»	CRC32

6.4. Проверка метрологических характеристик

6.4.1. Измерительные каналы АИИС обеспечивают свои метрологические характеристики при соблюдении рабочих условий применения измерительных компонентов, установленных в технической документации на АИИС, при использовании поверенных измерительных компонентов, при положительных результатах проверок 6.3.2-6.3.5.

6.4.2. Проверка поправки часов счетчиков относительно шкалы времени UTC.

6.4.2.1. Установить часы персональной ЭВМ по тайм серверу ФГУП «ВНИИФТРИ» (ntp1.imvp.ru, ntp2.imvp.ru или ntp3.imvp.ru) с использованием протокола NTP.

6.4.2.2. Сравнить показания часов УСПД с показаниями часов персональной ЭВМ и определить поправку $\Delta t_{\text{УСПД}}$.

6.4.2.3. Сравнить показания часов каждого счетчика электрической энергии с показаниями часов персональной ЭВМ и определить поправку $\Delta t_{\text{сч}i}$, где i -номер ИК.

Результаты проверки считать положительными, если поправки $\Delta t_{\text{сч}i}$ часов счетчиков электрической энергии не превышают ± 5 с, поправка $\Delta t_{\text{УСПД}}$ не превышает ± 1 с.

6.4.3. Проверка величины магнитной индукции в месте расположения счетчиков электрической энергии

6.4.3.1. Выполнить измерение модуля вектора магнитной индукции на частоте 50 Гц в непосредственной близости от счетчиков электрической энергии миллитесламетром портативным ТП2-2У-01.

Результаты проверки считать удовлетворительными, если величина модуля вектора магнитной индукции не превышает 0,05 мТл

6.4.4. Проверка мощности нагрузки ТТ и ТН

6.4.4.1. Измерение полной мощности нагрузки на вторичную обмотку ТТ и ТН осуществляется в соответствии с указаниями методики, аттестованной в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563, например, «Методика выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», утвержденной руководителем ФГУП «СНИИМ» 13.07.2009 г.

Результаты проверки считать удовлетворительными, если мощность нагрузки на вторичные обмотки ТТ лежит в пределах установленных ГОСТ 7746-2001 и описанию типа (для трансформаторов тока, для которых в описании типа установлен расширенный диапазон мощности нагрузки на вторичную обмотку); нагрузка на вторичные обмотки ТН лежит в пределах, установленных ГОСТ 1983-2001 (от 25 до 100% номинального значения, указанного в паспортах трансформаторов)

6.4.5. Проверка потерь напряжения

6.4.5.1. Измерение потерь напряжения в линии присоединения счетчиков к ТН осуществляют в соответствии с указаниями методики, аттестованной в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563, например, «Методика выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», утвержденной руководителем ФГУП «СНИИМ» 13.07.2009 г.

Результаты проверки считать удовлетворительными, если ни в одном случае измеренное значение потерь напряжения не превышает 0,25%.

7. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

- 7.1. При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке в соответствии с ПР50.2.006; поверительное клеймо наносится на свидетельство о поверке. На оборотной стороне свидетельства о поверке делается запись о том, что оно действительно при наличии действительных результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав АИИС.
- 7.2. В приложении к свидетельству о поверке приводится перечень измерительных каналов, по которым ведется коммерческий учет электроэнергии, и сведения о входящих в состав АИИС измерительных компонентах с указанием типов и заводских номеров. Рекомендуемая форма записей приведена в Приложении А.
- 7.3. При проведении внеочередной поверки в связи с заменой измерительного компонента на однотипный, оформляется дополнение в виде свидетельства о поверке АИИС в части ИК, включающих эти компоненты. На оборотной стороне основного свидетельства о поверке АИИС делается отметка об оформлении такого, дополнительного свидетельства с указанием причин оформления. Пример отметки приведен в Приложении А.
- 7.4. В случае получения отрицательных результатов поверки свидетельство о поверке аннулируют, гасят клеймо о поверке, оформляют извещение о непригодности с указанием причин несоответствия требованиям в соответствии с ПР 50.2.006.

Разработал инженер 1-ой кат.



Крылов В.С.

ПРИЛОЖЕНИЕ А (рекомендуемое)

А.1 Пример оформления приложения к свидетельству о поверке

Наименование и перечень измерительных каналов и компонентов

№ИК	Наименование ИК	Тип ТГ	№ ТГ	Кэф. тр. ТГ	Кл.г. ТГ	Тип ТН	№ ТН	Кэф. тр. ТН	Кл.г. ТН	Тип сч.	№ сч.	Кл.г. сч.
1	РУ-6кВ, Фидер №27	ТОЛ-10-1-2	4042,40340	1000/5	0,5S	ЗНОЛПМ	2783	6000/100	0,5	МТ	0802112478	0,5S/1
2	РУ-6кВ, Фидер №51	ТПОЛ-10	21037,21018	600/5	0,5S	ЗНОЛПМ	9348	6000/100	0,5	МТ	0802112737	0,5S/1

Поверитель _____/ФИО/

Дата «__» ____ г. (оттиск клейма)

А.2 Пример оформления записи о выдаче свидетельства о поверке в связи с заменой измерительного компонента.

По результатам внеочередной поверки, связанной с заменой трансформатора тока типа ТОЛ №4935 на трансформатор типа ТОЛ-СЭЩ-10 №4052 выдано свидетельство поверке №10-13 от «__» ____ 2009 г. в части ИК №5

Поверитель _____/ФИО/

Дата «__» ____ г.