



**Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и
испытаний в Красноярском крае»**

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ,
зам. директора по метрологии
ФБУ «Красноярский ЦСМ»

С.Л. Шпирко

2018 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета
электроэнергии по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК
(ТГК-13)»

Методика поверки
с изменением №1
07-45/016 МП

Красноярск

2018 г.

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)», удовлетворяющей требованиям технического задания № 86619795.422231.156 ТЗ, и устанавливает порядок и методы проведения первичной и периодической поверок ее информационно-измерительных комплексов (ИИК).

1.2 Поверке подлежит каждый ИК АИИС КУЭ покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596. Состав ИК приведен в приложении А. Первичную поверку системы выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ в целях утверждения типа.

Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ с межповерочным интервалом 4 года.

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

1.4 Внеочередную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта системы, замены ее измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что собственник АИИС КУЭ подтверждает официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае может быть оформлено дополнение к основному свидетельству о поверке системы с соответствующей отметкой в основном свидетельстве.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использованы ссылки на следующие нормативные документы:

- ГОСТ Р 56069-2014 «Требования к экспертам и специалистам. Поверитель средств измерений. Общие требования»
- Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка обеспечения защиты программного обеспечения»
- ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»
- ГОСТ 12.2.007.0-75 «ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»
- ГОСТ 12.2.007.3-75 «ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности»
- Приказ Минпромторга России от 2 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверки»
- Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 19 февраля 2016 года)»

(Измененная редакция, изм. №1)

3 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

3.1 В настоящей методике использованы следующие обозначения:

$I_{ном}$	- номинальная сила тока;
$U_{ном}$	- номинальное напряжение;
$S_{ном}$	- номинальная мощность;
$\cos\varphi$	- коэффициент мощности.

3.2 В настоящей методике использованы следующие сокращения:

АИИС КУЭ	- автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;
ИИК	- измерительно-информационный комплекс;
ИК ИС	- измерительный компонент измерительной системы;
НД	- нормативный документ;
ПО	- программное обеспечение;
ТН	- измерительный трансформатор напряжения;
ТТ	- измерительный трансформатор тока;
УСПД	- устройства сбора и передачи данных;
УССВ	- устройство синхронизации системного времени.

4 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении проверок выполняют операции, указанные в табл. 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при поверке		
		первичной	периодической	внеочередной
1 Внешний осмотр	10.1	Да	Да	Да
2 Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	10.2	Да	Нет	Нет
3 Проверка счетчиков электрической энергии	10.3	Да	Да	Да
4 Проверка УСПД	10.4	Да	Да	Да
5 Подтверждение соответствия ПО	10.5	Да	Да	Да
6 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)	10.6	Да	Да	Да
7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	10.7	Да	Нет	Да
8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	10.8	Да	Нет	Да
9 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	10.9	Да	Нет	Да
10 Проверка погрешности часов ИК ИС	10.10	Нет	Да	Да
11 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	10.11	Нет	Да	Да

5 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

5.1 При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, указанные в табл. 2.

Таблица 2 – Средства поверки

№ п/п	Наименование средства поверки
1	Переносной компьютер с ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ.03М», «Оперативный сбор», «Пирамида 2000 мобильный АРМ»
2	УСВ-1 с GPS-приемником
3	Термометр ПТСВ-1-2 с измерителем-регулятором температуры МИТ 8.15 с пределом измерений от минус 50 до 450 °С, абс. погрешность $\pm 0,02$ °С
4	Вольтамперфазометр Парма ВАФ-А с пределами измерений: - для тока от 0 до 10 А, отн. погрешность $\pm [1 + 0,1 \times (I_k / I_n - 1)] \%$, - для напряжения от 0 до 460 В, отн. погрешность $\pm [1 + 0,1 \times (U_k / U_n - 1)] \%$, - для частоты от 45 до 65 Гц, отн. погрешность $\pm 0,1 \%$, - для мощности от 0 до 4600 Вт(Вар), отн. погрешность $\pm 3 \%$

5.2 Допускается применение других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик с требуемой точностью.

5.3 Применяемые средства измерений должны иметь действующие свидетельства о поверке.

6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

6.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, аттестованных в соответствии требованиям ГОСТ Р 56069, изучивших настоящую рекомендацию и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

(Измененная редакция, изм. №1)

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

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

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

7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

7.1 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.

(Измененная редакция, изм. №1)

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

8 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

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

9 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

9.1 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).

9.2 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 НД на средства поверки;
- все средства измерения, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех остальных.

10 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

10.1 Внешний осмотр

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

10.1.2 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.

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

10.1.4 Проверяют отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения про-

водных линий.

10.2 Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов АИИС КУЭ (ИК ИС): 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.

10.3 Проверка счетчиков электрической энергии

10.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчика 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.

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

10.3.3 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.

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

10.4 Проверка УСПД

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

10.4.2 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.

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

10.5 Подтверждение соответствия ПО

10.5.1 Подтверждение соответствия ПО проводят по Р 50.2.077, раздел 6.

10.5.2 После запуска ПО «Пирамида 2000» запускают программу хэширования файлов «MD5.exe» и открывают каталог модулей сервера БД.

10.5.3 Выделяют файлы, наименование которых приведено в табл. 3. и просчитывают хэш-коды. Проверку считают успешной, если хэш-коды соответствуют данным в табл. 3.

10.6 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)

10.6.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

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

10.6.3 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 не-

правильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

10.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

10.7.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи измерительных трансформаторов напряжения (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.

10.7.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более 10% от номинального напряжения ($U_{ном}$).

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне (0,25-1,0) от номинальной ($S_{ном}$). Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

Примечания:

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

Таблица 3 — Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование программного обеспечения	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование программного обеспечения	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование программного обеспечения	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27elca480ac
Идентификационное наименование программного обеспечения	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование программного обеспечения	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование программного обеспечения	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f

ритму MD5)	
Идентификационное наименование программного обеспечения	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fel8f848
Идентификационное наименование программного обеспечения	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	ecf532935cala3fd3215049afld979f
Идентификационное наименование программного обеспечения	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование программного обеспечения	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356aldle75

(Измененная редакция, изм. №1)

10.8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

10.8.1 Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока (ТТ). При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

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

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

Примечания:

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам ТТ.

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

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

Примечания:

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

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

10.10 Проверка погрешности часов ИК ИС

Проверку погрешности часов ИК ИС проводят одним из двух методов.

10.10.1 В зависимости от способа передачи данных от счетчиков электроэнергии в ИВК распечатывают:

- а) при передаче данных через GSM-модем журналы событий
 - ИВК «AdjSTD.log»,
 - счетчиков «Журнал событий счетчика»;
- б) при передаче данных через УСПД журналы событий
 - УСПД «Таблица коррекции системного времени»,
 - счетчиков «Коррекция времени устройства».

Результаты проверки считаются положительными, если во всех сообщениях коррекция часов не превышает уставки плюс 1 с.

10.10.2 Погрешность часов ИК ИС проверяют непосредственным сличением показаний часов счетчиков, УСПД и ИВК с показаниями ГЛОНАСС/GPS-приемника УССВ. Показания часов счетчиков считывают при помощи переносного компьютера с оптопортом и ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ».

Результаты проверки считаются положительными, если расхождения часов счетчиков, УСПД и ИВК относительно часов УССВ не превышают ± 5 с.

10.11 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 сервера.

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

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

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

10.11.3 Распечатывают на центральном компьютере (сервере) 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 сервера не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

10.11.4 Рекомендуются вместе с проверкой по п. 8.10.3 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) 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) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 8 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ, наносят поверительные клейма в соответствии с прика-

зом Минпромторга РФ от 2 июля 2015 г. № 1815. В приложении к свидетельству указывают перечень СИ с указанием заводских номеров.

11.2 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.

(Измененная редакция, изм. №1)

Начальник отдела СНТР



(подпись)

Н.М. Лясковский

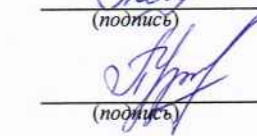
Ведущий инженер отдела ОСНТР



(подпись)

Н.В. Бачурина

Ведущий инженер отдела ОСНТР



(подпись)

С.Г. Пурнов

Приложение А
(справочное)

Состав ИК АИИС КУЭ

Состав информационно-измерительных комплексов точек учета электроэнергии приведен в табл. А.1.

Таблица А.1 — Состав ИК АИИС КУЭ по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИК					Вид электроэнергии
		Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)	Счетчик электроэнергии	УСПД	ИВК	
1	ЛЭП 110 кВ Абаканская ТЭЦ - Калининская I цепь	ТВ-ЭК, 3 ед. $K_T = 0,2S$; $K_i = 600/5$; № ГР 39966-10	НКФ-110-57, 6 ед. $K_T = 0,5$;	СЭТ-4ТМ.03М, $K_T = 0,2S/0,5$; № ГР 36697-17	Сикон С70 № ГР 28822-05	ИВК «ИКМ Пирамида» № ГР 45270-10	Активная реактивная
2	ЛЭП 110 кВ Абаканская ТЭЦ - Калининская II цепь	ТВ-ЭК, 3 ед. $K_T = 0,2S$; $K_i = 600/5$; № ГР 39966-10	$K_i = 110000/\sqrt{3} :$ $100/\sqrt{3}$; № ГР 1188-58	СЭТ-4ТМ.03М, $K_T = 0,2S/0,5$; № ГР 36697-17			Активная реак- тивная
3	ТГ-4	ТШЛ - 20, 3 ед., $K_T = 0,2S$; $K_i = 10000/5$; № ГР 47957-11	НАЛИ-СЭЩ -10-1, 3 ед.; $K_T = 0,2$; $K_i = 10000/\sqrt{3} :$ $100/\sqrt{3}$; № ГР 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М, $K_T = 0,2S/0,5$; № ГР 36697-08			Активная реактивная

(Измененная редакция, изм. №1)