

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

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора

ФГУП «ВНИИМС»



В. Н. Яншин

03

2014 г.

**Система автоматизированная
информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
ОАО «Комбинат КМАруда»**

Методика поверки

**Москва
2014**

Настоящая методика определяет методы и средства проведения первичной и периодической поверок измерительных каналов (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Комбинат КМАруда» (далее – АИИС КУЭ), заводской номер 04, предназначенной для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «Комбинат КМАруда», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в Приложении А.

1 Общие положения

Поверке подлежит каждый измерительный канал (ИК) АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергают поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596.

Первичную поверку системы выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ с целью утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях типа. Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ. Интервал между поверками АИИС КУЭ - раз в 4 года.

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

Первичную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта системы, замены её измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что собственник АИИС КУЭ подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае оформляется свидетельство о поверке системы с перечнем поверенных ИК.

2 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 4.199-85 «СПКП. Системы информационные электроизмерительные. Комплексы измерительно-вычислительные. Номенклатура показателей»;

ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

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

МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

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 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;

3 Операции поверки

При проведении поверки выполняются операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 - Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1	2	3	4
1. Подготовка к проведению поверки	8	Да	Да
2. Внешний осмотр	9.1	Да	Да
3. Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	9.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	9.3	Да	Да
5. Проверка УСПД	9.4	Да	Да
6. Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ	9.5	Да	Да
7. Проверка функционирования вспомогательных устройств	9.6	Да	Да
8. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	9.7	Да	Да
9. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	9.8	Да	Да
10. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков.	9.9	Да	Да
11. Проверка погрешности часов компонентов АИИС КУЭ	9.10	Да	Да

Окончание таблицы 1

1	2	3	4
12. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	9.11	Да	Да
13. Идентификация программного обеспечения	9.12	Да	Да
14. Оформление результатов поверки	10	Да	Да

4 Средства поверки

При проведении поверки применяют эталоны, средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а так же следующие средства поверки:

- Средства поверки трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003. «Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- Средства поверки трансформаторов напряжения в соответствии с «ГОСТ 8.216-2011. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6√3...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации»;

- Средства поверки счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г. (Госреестр № 27524-04);

- Средства поверки счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г. (Госреестр № 36697-08);

- Средства поверки устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 - в соответствии с документом «ГСИ. Программно-технический измерительный комплекс ЭКОМ. Методика поверки. МП 26-262-99, утвержденным УНИИМ (декабрь 1999 г.);

- Средства измерений по МИ 3195-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- Средства измерений по МИ 3196-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- Термогигрометр «CENTER» (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С, ($\Delta = \pm 0,7^{\circ}\text{C}$); диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 % ($\delta = \pm 2,5\%$);

- Измеритель магнитного поля «ИМП-04», диапазон измерений 70 нТл ... 5000 нТл;

- Радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);

- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками Альфа А1800 и с ПО для работы с радиочасами «МИР РЧ-01».

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 утвержденных типов и иметь действующие свидетельства о поверке.

5 Требования к квалификации поверителей и обслуживающего персонала

5.1 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, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

5.2 Определение погрешности системного времени и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучивших вышеуказанные документы и прошедшим обучение работы с радиочасами «МИР РЧ-01», принимающих сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

5.3 Поверка трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ ГОСТ 8.217-2003. «Трансформаторы тока. Методика поверки» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку 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.

5.4 Поверка трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «ГОСТ 8.216-88. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку 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.

5.5 Поверка счетчиков, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим методику поверки на счетчики соответствующих типов и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанными документами. Поверку 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.

5.6 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 МИ 3196-2009 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.

5.7 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 МИ 3195-2009 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.

5.8 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 параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» 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.

6 Требования безопасности

6.1 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.

6.2 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

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

7 Условия проведения поверки и подготовки к ней

7.1 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 $(0,01-1,2)I_{н1}$
- диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) $0,5-1,0$ ($0,6-0,87$)
- частота $(50 \pm 0,4)$ Гц
- температура..... от минус 60°C до 40°C
- относительная влажность воздуха (отсутствие осадков) $(70\pm 5)\%$
- атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

- диапазон вторичного напряжения $(0,9-1,1)U_{н2}$
- диапазон силы вторичного тока $(0,01-1,2)I_{н2}$
- диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) $0,5-1,0$ ($0,6-0,87$)
- частота $(50 \pm 0,4)$ Гц
- температура от 10°C до 30°C
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более $0,5$ мТл
- 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 10°C до 35°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°C до 35°C
- относительная влажность воздуха..... $(70\pm 5)\%$
- атмосферное давление..... (750 ± 30) мм рт.ст.

8 Подготовка к проведению поверки

8.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство пользователя 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);
- паспорт-протокол на ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке)

8.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и ПУЭ;
- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, серверу АИИС КУЭ для проведения работ по п.п. 9.1, 9.3, 9.4, 9.5, 9.6, 9.10;
- организуют рабочее место для поверителя, для проведения работ по п.п. 9.2, 9.7, 9.8, 9.9;
- организуют рабочее место для поверителя, для проведения работ по п. 9.10.

9 Проведение поверки

9.1 Внешний осмотр

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

9.1.2 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.

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

При наличии несоответствий по п. 9.1 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.2 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 наличии несоответствий по п. 9.2 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.3 Проверка счетчиков электрической энергии

9.3.1 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.

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

9.3.3 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.

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

При наличии несоответствий по п. 9.3 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.4 Проверка УСПД

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

9.4.2 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.

9.4.3 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа.

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

При наличии несоответствий по п. 9.4 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.5 Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ

9.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

9.5.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральных компьютерах (серверах) АИИС КУЭ.

9.5.3 Проверяют защиту программного обеспечения на центральных компьютерах (серверах) 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.

9.5.4 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».

При наличии несоответствий по п. 9.5 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств

9.6.1 Проверка функционирования мультиплексоров (при их наличии)

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

9.6.2 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.

9.6.3 Проверка функционирования адаптеров интерфейса (при их наличии)

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

При наличии несоответствий по п. 9.6 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

9.7.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТТ со счетчиком.

9.7.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Ревизия ИК, а также утверждение паспортов-протоколов должны быть проведены в течении истекающего межповерочного интервала (для первичной поверки – не более 1 года до момента ее проведения).

При наличии несоответствий по п. 9.7 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

9.8.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТН со счетчиком.

9.8.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Ревизия ИК, а также утверждение паспортов-протоколов должны быть проведены в течении истекающего межповерочного интервала (для первичной поверки – не более 1 года до момента ее проведения).

При наличии несоответствий по п. 9.7 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

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

9.9.1 Проверяют наличие данных измерений падения напряжения $U_{\text{л}}$ в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» в условиях эксплуатации с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Ревизия ИК, а также утверждение паспортов-протоколов должны быть проведены в течении истекающего межповерочного интервала (для первичной поверки – не более 1 года до момента ее проведения). Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

При наличии несоответствий по п. 9.9 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.10 Проверка погрешности часов компонентов АИИС КУЭ.

9.10.1 Проверка сервера.

Включают радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания радиочасов с показаниями часов

УСПД, в состав которого входит GPS-приемник. Расхождение показаний радиочасов с часами УСПД не должно превышать ± 1 с.

9.10.2 Распечатывают журналы событий счетчиков и сервера, выделив события, соответствующие сличению часов счетчиков, УСПД и сервера. Расхождение времени часов:

– счетчик – УСПД; УСПД – сервер, в момент предшествующий коррекции не должно превышать ± 1 с.

9.10.3 Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не должна превышать ± 5 с.

При наличии несоответствий по п. 9.10 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.11 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.

9.11.1 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.

9.11.2 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 (серверах БД) системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

9.11.3 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.

9.11.4 Рекомендуются вместе с проверкой по п. 9.11.3 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.

При наличии несоответствий по п. 9.11 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.12 Идентификация программного обеспечения

Проверка выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.564-2009 «ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

Операции проверки идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) предусматривают экспериментальное подтверждение идентичности идентификационных данных ПО заявленным.

9.12.1 Убедиться что идентификационное наименование и номер версии ПО соответствуют заявленным в описании типа АИИС КУЭ.

9.12.2 Проверка цифрового идентификатора ПО.

На выделенных модулях ПО проверить Цифровые идентификаторы. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора - MD5.

Проверка Цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на ИВК (сервере), где установлено ПО «Энергосфера». Для чего нужно запустить менеджер файлов, позволяющих производить хэширование файлов. В менеджере файлов, необходимо открыть каталог и выделить необходимые файлы. Далее в закладке Файл Главного меню выбрать команду – Просчитать хэш. Получившиеся файлы в количестве, соответствующем выделенным файлам, содержат код MD5 в текстовом формате. Наименование файла MD5 строго соответствует наименованию файла, для которого проводилось хэширование.

Сведения об идентификационных данных (признаках) ПО СИ и методах его идентификации фиксируют в виде, представленном в таблице 2.

Таблица 2

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения

10 Оформление результатов поверки

10.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 9 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с ПР 50.2.006. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

10.2 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.

Приложение А
(обязательное)

Таблица А.1 – Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ					Наименование измеряемой величины	
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности , коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер	К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{СЧ}			
1	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 13	ТТ КТ 0,5S К _{ТТ} =600/5 № 1261-08	3		4	5	6	7
ТН			КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 № 16687-07	А	ТПОЛ-10	№ 11205	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				В	-	-		
		С		ТПОЛ-10	№ 11204			
Счетчик		КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	НАМИТ-10-1		№ 0118			
						А		
	В							
		СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108066033				

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4			5	6	7
2	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 9	ТТ	КТ 0,5S К _{тт} =600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 10158	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	B	-	-			
				C	ТПОЛ-10	№ 11271			
3	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066024				
						A			ТПОЛ-10
4	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066084				
						A			ТПОЛ-10
5	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТТ	КТ 0,5S К _{тт} =600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 10163	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	НАМИТ-10-1	№ 0118				
						B			-
6	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066084				
						B			-
7	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053139				
						B			-
8	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТТ	КТ 0,5S К _{тт} =600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 10082	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	НАМИТ-10-1	№ 0115				
						B			-
9	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066024				
						B			-
10	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066084				
						B			-
11	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053139				
						B			-
12	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066024				
						B			-
13	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053139				
						B			-
14	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066084				
						B			-
15	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053139				
						B			-
16	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066024				
						B			-
17	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053139				
						B			-
18	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066084				
						B			-
19	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053139				
						B			-
20	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066024				
						B			-
21	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053139				
						B			-
22	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066084				
						B			-
23	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053139				
						B			-
24	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066024				
						B			-
25	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053139				
						B			-
26	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066084				
						B			-
27	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053139				
						B			-
28	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066024				
						B			-
29	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053139				
						B			-
30	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066084				
						B			-
31	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053139				
						B			-
32	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066024				
						B			-
33	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053139				
						B			-
34	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066084				
						B			-
35	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053139				
						B			-
36	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066024				
						B			-
37	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053139				
						B			-
38	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066084				
						B			-
39	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053139				
						B			-
40	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066024				
						B			-
41	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053139				
						B			-
42	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066084				
						B			-
43	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТН	КТ 0,						

1	2	3	4	5	6	7
5	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 3	ТТ	КТ 0,5S К _{тп} =400/5 № 1261-08	А	ТПОЛ-10	№ 10857
				В	-	
				С	ТПОЛ-10	№ 10213
		ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10-1	№ 0118
				В		
	Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			№ 0108066115
6	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 27	ТТ	КТ 0,5S К _{тп} =600/5 № 1261-08	А	ТПОЛ-10	№ 11206
				В	-	
				С	ТПОЛ-10	№ 11210
		ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10-1	№ 0115
				В		
	Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			№ 0108066140
7	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ III, яч. № 39	ТТ	КТ 0,5S К _{тп} =600/5 № 1261-08	А	ТПОЛ-10	№ 10084
				В	-	
				С	ТПОЛ-10	№ 11208
		ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10-1	№ 0114
				В		
	Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			№ 0107066154

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4			5	6	7					
8	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ III, яч. № 42	ТТ	КТ 0,5S К _{тт} =1000/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 10831	12000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время					
		ТН		B	-	-							
				C	ТПОЛ-10	№ 10913							
		ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1				№ 0114				
B													
C													
9	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 24 35 кВ, СШ I, Ввод 1Т	Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			№ 0107061155	21000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время				
		ТТ								КТ 0,5 К _{тт} =300/5 № 13158-04	A	ТВЭ-35 УХЛ-2	№ 4619
		ТН									B	ТВЭ-35 УХЛ-2	№ 4610
			C	ТВЭ-35 УХЛ-2	№ 4612								
10	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 24 6 кВ, СШ I, яч. № 7	Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			№ 0108066053	1200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время				
		ТТ								КТ 0,5 К _{тт} =100/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10У3	№ 51722
		ТН									B	-	-
			C	ТПЛ-10У3	№ 51629								
		ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 2611-70	НТМИ-6-66			№ ВАПП						
										B			
										C			
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			№ 0110053165						

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4		5	6	7	
11	ОАО «Комбинат» КМАруда п/с № 24 6 кВ, СШ I, яч. № 9	ТТ	КТ 0,5 К _{тт} =300/5 № 7069-02		А ТОЛ 10 № 9283	3600	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		ТН	КТ 0,5 К _{тн} =6000/100 № 2611-70	В -	-			
				С ТОЛ 10 № 9362	№ 9362			
				НТМИ-6-66 № ВАПП				
12	ОАО «Комбинат» КМАруда п/с № 24 6 кВ, СШ II, яч. № 19	Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04		СЭТ-4ТМ.03.01 № 0108066074		4800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
		ТТ	КТ 0,5 К _{тт} =400/5 № 7069-02	А ТОЛ 10 № 5216	-			
				В -	№ 5196			
				С ТОЛ 10 № 7362	№ 7362			
13	ОАО «Комбинат» 35 кВ, СШ II, Ввод 2Т КМАруда п/с № 24 35/6 кВ	Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04		СЭТ-4ТМ.03.01 № 0108066060		21000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
		ТТ	КТ 0,5 К _{тт} =300/5 № 13158-04	А ТВЭ-35УХЛ2 № 4852	№ 4865			
				В ТВЭ-35УХЛ2 № 4878	№ 17444			
				С ЗНОЛ-35Ш УХЛ1 № 20109	№ 20271			
13	ОАО «Комбинат» 35 кВ, СШ II, Ввод 2Т КМАруда п/с № 24 35/6 кВ	ТН	КТ 0,5 К _{тн} =35000:√3/100:√3 № 21257-06		ЗНОЛ-35Ш УХЛ1 № 20109		21000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1 № 20271		№ 0105076232		
				СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0105076232		
				СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0105076232		

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7
14	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 24 6 кв, СШ II, яч. № 26	ТТ	КТ 0,5 Ктт=100/5 № 1276-59	А ТИЛ-10	№ 5964	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТН	КТ 0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	В -	-	
				С ТИЛ-10	№ 3135	
				А НТМИ-6-66	№ 7362	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	В С СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110052080	
15	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 24 6 кв, СШ II, яч. № 20	ТТ	КТ 0,5 Ктт=200/5 № 7069-02	А ТОЛ 10	№ 23992	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТН	КТ 0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	В -	-	
				С ТОЛ 10	№ 39432	
				А НТМИ-6-66	№ 7362	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	В С СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0110053093	
16	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 24 6 кв, СШ II, яч. № 18	ТТ	КТ 0,5 Ктт=200/5 № 7069-02	А ТОЛ 10	№ 23903	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТН	КТ 0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	В -	-	
				С ТОЛ 10	№ 377	
				А НТМИ-6-66	№ 7362	
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	В С СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0108066166	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7		
17	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 24 6 кв, СШ I, яч. № 4	ТТ	КТ 0,5 Ктт=200/5 № 7069-02	A	ТОЛ-10УТ-21	№ 473	2400	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время		
		ТН	КТ 0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	B	-	-				
				C	ТОЛ-10УТ-21	№ 293				
				A	НТМИ-6-66	№ ВАПП				
B										
C										
18	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 3 6 кв, СШ III, яч. № 18	Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			1800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время		
		ТТ	КТ 0,5 Ктт=150/5 № 7069-02	A	ТОЛ 10	№ 46658				
				B	-	-				
				C	ТОЛ 10	№ 2127				
19	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 1 6/0,4 кв 6 кв, СШ II, яч. № 16	ТН	КТ 0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	№ 10094	4800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время		
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					№ 0108066150	
										B
					C					
19	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 1 6/0,4 кв 6 кв, СШ II, яч. № 16	ТТ	КТ 0,5 Ктт=400/5 № 7069-02	A	ТОЛ 10	№ 3688	4800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время		
		ТН	КТ 0,5 Ктн=6000/100 № 380-49	НТМИ-6	№ 252					
						B			-	-
						C			ТОЛ 10	№ 4138
19	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 1 6/0,4 кв 6 кв, СШ II, яч. № 16	Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01			1800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время		
		ТН	КТ 0,5 Ктн=6000/100 № 380-49	НТМИ-6	№ 252					
						B			-	-
						C			ТОЛ 10	№ 4138

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4			6	7	
				А	ТОЛ 10	5		Энергия активная, W_p	Энергия реактивная, W_q
20	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 1 6 кв, СШ II, яч. № 15	ТТ	КТ 0,5 Ктт=200/5 № 7069-02	А	ТОЛ 10	№ 779	2400	Энергия активная, W_p	Энергия реактивная, W_q
				В	-	-			
				С	ТОЛ 10	№ 777			
		ТН	КТ 0,5 Ктн=6000/100 № 380-49	А	НТМИ-6	№ 252			
21	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 1 6/0,4 кв 6 кв, СШ I, яч. № 6	Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-08	А	СЭТ-4ТМ.03М	№ 0107064132	1800	Энергия активная, W_p	Энергия реактивная, W_q
		ТТ	КТ 0,5 Ктт=150/5 № 7069-02	В	ТОЛ 10	№ 14949			
				С	ТОЛ 10	№ 14934			
		ТН	КТ 0,5 Ктн=6000/100 № 380-49	А	НТМИ-6	№ 5326			
22	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 1 0,4 кв яч. Параж	Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-08	А	СЭТ-4ТМ.03М	№ 0805110701	40	Энергия активная, W_p	Энергия реактивная, W_q
		ТТ	КТ 0,5S Ктт=200/5 № 26198-03	В	Т-0,66 У3	№ 02003			
				С	Т-0,66 У3	№ 01635			
		ТН	-	А	-	-			
22	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 1 0,4 кв яч. Параж	Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-08	А	СЭТ-4ТМ.03М.08	№ 0804111472	40	Энергия активная, W_p	Энергия реактивная, W_q
		ТТ	КТ 0,5S Ктт=200/5 № 26198-03	В	Т-0,66 У3	№ 02003			
				С	Т-0,66 У3	№ 01635			
		ТН	-	А	-	-			

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4		5	6	7	
23	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 21	ТТ	КТ 0,5S К _{тг} =600/5 № 1261-02		А ТПОЛ 10	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время	
		ТН	КТ 0,5 К _{тг} =6000/100 № 16687-07	НАМИТ-10-1	В -			-
					С ТПОЛ 10			№ 11581
					А В С	№ 0115		
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	№ 0107061072			

Приложение Б (обязательное)

Таблица Б.1 - Лист регистрации изменений ИК системы

[illegible]