

УТВЕРЖДАЮ

Директор ФБУ «Липецкий ЦСМ»

А.Н. Сидоров



01

2020 г.

**Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ)  
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета  
электроэнергии АИИС КУЭ ПАО «Квадра»  
(филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация»)**

**Методика поверки**

**МП-04-06/08-2020**

Липецк  
2020 г.

## СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	3
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ .....	4
3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ .....	5
4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ .....	5
5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ И ПЕРСОНАЛА .....	6
6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ .....	6
7 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	6
8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ .....	6
9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ .....	7
10 Оформление результатов поверки.....	11
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	12
ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....	19

Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО «Квадра» (филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация») (далее – АИИС КУЭ), зав. № 01, предназначенную для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами филиала ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут использоваться для коммерческих расчетов.

Перечень измерительных каналов (далее - ИК) и их метрологические характеристики приведены в Приложении А.

## 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Поверке подлежит АИИС КУЭ с перечнем ИК (состав ИК должен соответствовать описанию типа на АИИС КУЭ), прошедшей процедуру утверждения типа, на которую распространено свидетельство об утверждении типа. АИИС КУЭ подвергаются поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596.

Допускается проведение поверки АИИС КУЭ в части отдельных ИК, с обязательным указанием в свидетельстве о поверке и приложении к нему информации об объеме проведенной поверки.

Первичную поверку системы (до ввода в эксплуатацию) проводят после утверждения типа АИИС КУЭ. Допускается при первичной поверке использовать положительные результаты испытаний по опробованию методики поверки. При этом свидетельство о поверке оформляется только после утверждения типа АИИС КУЭ.

Периодическую поверку системы проводят в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

Периодичность поверки АИИС КУЭ осуществляется в соответствии с установленным при утверждении ее типа интервалом между поверками (межповерочным интервалом).

Средства измерений (измерительные компоненты) ИК АИИС КУЭ должны быть утвержденных типов, и поверяются в соответствии с интервалами между поверками, установленными при утверждении их типа. Если очередной срок поверки средства измерений (измерительного компонента) наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент, а поверка всей АИИС КУЭ не проводится. После поверки средства измерений (измерительного компонента) и восстановления ИК выполняется проверка ИК, той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой средства измерений (измерительного компонента), не нарушили метрологических характеристик ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

После ремонта АИИС КУЭ, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК, а также после замены средств измерений (измерительных компонентов), входящих в их состав, проводится первичная после ремонта поверка АИИС КУЭ. Допускается проводить поверку только тех ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям. При этом, в случае если замененные средств измерений (измерительных компонентов) не соответствует описанию типа средств измерений, срок действия свидетельства о поверке на АИИС КУЭ в части указанных ИК устанавливается до окончания срока действия основного свидетельства о поверке. Во всех указанных случаях оформляется технический акт о внесенных изменениях, который должен быть подписан руководителем или уполномоченным им лицом и руководителем или представителем метрологической службы предприятия-владельца. Технический акт хранится совместно со свидетельством о поверке, как неотъемлемая часть эксплуатационных документов на АИИС КУЭ.

1.2 Интервал между поверками АИИС КУЭ - раз в 4 года.

## 2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия;

ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;

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

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 12.2.007.7-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электрические. Общие требования безопасности;

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

ГОСТ Р 8.654-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения;

Приказ Минтруда России от 24.07.2013 № 328н «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок»;

Приказ Минпромторга от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверки»;

Р 50.2.077-2014 Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения;

МИ 3196-2018 Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации;

МИ 3195-2018 Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации;

МИ 3598-18 Методика измерений потерь напряжения в линиях связи счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации.

### 3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при первичной/периодической поверке
1	2	3
Подготовка к поверке	8	Да/Да
Внешний осмотр	9.1	Да/Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	9.2	Да/Да
Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ	9.3	Да/Да
Проверка счетчиков электрической энергии	9.4	Да/Да
Проверка УСПД	9.5	Да/Да
Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)	9.6	Да/Да
Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	9.7	Да/Да
Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	9.8	Да/Да
Проверка падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения	9.9	Да/Да
Проверка погрешности системы обеспечения единого времени	9.10	Да/Да
Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	9.11	Да/Да
Оформление результатов поверки	10	Да/Да

### 4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют эталоны, средства поверки и вспомогательное оборудование в соответствии с нормативными документами на средства измерений (измерительные компоненты), входящие в состав АИИС КУЭ, а также приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Эталоны, средства поверки и вспомогательное оборудование

Наименование	Номер пункта настоящей методики
Прибор электроизмерительный эталонный многофункциональный «Энергомонитор-3.1КМ», рег. № 52854-13	9.4, 9.7, 9.8
Источник первичный точного времени УКУС-ПИ 02ДМ, рег. №60738-15 с индикатором времени ИВ-1	9.10
Термогигрометр ИВА-6Н, рег. №46434-11	7
Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы	
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 утвержденного типа и иметь действующие свидетельства о поверке. 3 Рег. № - регистрационный номер Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	

## **5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ И ПЕРСОНАЛА**

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускается группа лиц, в составе поверителя и не менее двух специалистов предприятия-владельца АИИС КУЭ, изучивших настоящую методику поверки и руководство по эксплуатации АИИС КУЭ.

4.2 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 МИ 3196-2018 «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации». Измерение проводят не менее двух специалистов, имеющие допуск к работам в электроустановках свыше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

4.3 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 МИ 3195-2018 «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации». Измерение проводят не менее двух специалистов, имеющие допуск к работам в электроустановках свыше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

4.4 Измерение потерь напряжения в линии связи 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 МИ 3598-18 «Методика измерений потерь напряжения в линиях связи счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Измерение проводят не менее двух специалистов, имеющие допуск к работам в электроустановках свыше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

4.5 Определение погрешности СОЕВ и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим вышеуказанные документы.

## **6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ**

5.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

5.2 При применении эталонов, средств измерений, вспомогательных средств поверки и оборудование должны обеспечиваться требования безопасности согласно ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ 12.2.007.7.

## **7 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ**

Влияющие величины, определяющие условия поверки АИИС КУЭ, должны находиться в пределах, указанных в технической документации на АИИС КУЭ, ее измерительные компоненты и средства поверки.

## **8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ**

7.1.1. Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят технические и организационные 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 их эксплуатационных документах;

7.1.2. Для проведения поверки подготавливают следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ, утвержденное изготовителем системы;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке средств измерений (измерительных компонентов), входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической 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 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ**

### **8.1 Внешний осмотр**

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

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

9.1.3 В случае выявления несоответствий поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий в части неисправных ИК АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

### **9.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения**

9.2.1 Проводят проверку соответствия заявленных идентификационных данных программного обеспечения (ПО), указанным в описании типа АИИС КУЭ:

- номер версии (идентификационный номер ПО);
- цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма).

9.2.2 При проверке номера версии ПО и цифрового идентификатора ПО убеждаются, что указанные в описании типа данные соответствуют данным, которые отображаются на мониторе при запуске программы.

9.2.3 Результат проверки считается положительным, если номер версии ПО и цифровой идентификатор ПО не противоречат данным, приведенным в описании типа на АИИС КУЭ.

9.2.4 В случае выявления несоответствий поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий в части неисправных ИК АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

### **9.3 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ**

9.3.1 Проверяют правильность расположения и монтажа измерительных компонентов, правильность схем подключения ТТ, ТН и счетчиков электрической энергии.

9.3.2 Проверяют соответствие типов, заводских номеров фактически используемых измерительных компонентов АИИС КУЭ и информации, указанной в руководстве по эксплуатации на ИК АИИС КУЭ.

9.3.3 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех средств измерений (измерительных компонентов): измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, УСПД. При выявлении просроченных свидетельств о поверке средств измерений (измерительных компонентов) дальнейшие операции по поверке АИИС КУЭ, в части ИК, в которые они входят, приостанавливаются и выполняют после поверки этих средств измерений (измерительных компонентов).

Допускается при обнаружении просроченных свидетельств о поверке средств измерений (измерительных компонентов) ИК проводить их поверку на месте эксплуатации в процессе поверки АИИС КУЭ. Измерительные компоненты поверяются по методикам поверки, утвержденным при утверждении их типа.

9.3.4 В случае выявления несоответствий поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий в части неисправных ИК АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

### **9.4 Проверка счетчиков электрической энергии**

9.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосберегающих 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 в соответствии со схемами, приведенными в паспорте на счетчик. Проверяют последовательность чередования фаз с помощью прибора «Энергомонитор-3.1КМ» в соответствии с указаниями, изложенными в его руководстве по эксплуатации.

9.4.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, проводят последовательную проверку визуализации параметров.

9.4.3 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.

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

9.4.5 Результат проверки считается положительным, если нет замечаний по п. 9.4.1-9.4.4

В случае выявления несоответствий по этим пунктам поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий в части неисправных ИК АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

### **9.5 Проверка УСПД**

9.5.1 Проверяют наличие и сохранность пломб на УСПД. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подсоединения УСПД.

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

9.5.3 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа в соответствии с эксплуатационным документом на него.

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

9.5.5 Результат проверки считается положительным, если нет замечаний по п. 9.5.1-9.5.4

В случае выявления несоответствий по этим пунктам поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий в части неисправных ИК АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

### **9.6 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ и сервера)**

9.6.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

Результат проверки считается положительным, если опрашиваются все счетчики, входящие в состав ИК АИИС КУЭ.

9.6.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в сервере АИИС КУЭ.

Результат проверки считается положительным, если глубина хранения информации соответствует указанной в описании типа.

9.6.3 Проверяют защиту программного обеспечения на сервере АИИС КУЭ от несанкционированного доступа. Для этого запускают на выполнение программу сбора данных и в поле «пароль» вводят неправильный код.

Результат проверки считают положительным, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

9.6.4 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, если предусмотрено их хранения на сервере АИИС КУЭ.

Результат проверки считают положительным, если значения коэффициентов трансформации соответствуют коэффициентам трансформации ТТ, ТН и счетчиков.

9.6.5 В случае выявления несоответствий по пунктам 9.6.1-9.6.4 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий в части неисправных ИК АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.



## 9.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

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

9.7.2 При проверке нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться в том, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более 10% от  $U_{ном}$ .

9.7.3 Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят по МИ 3195.

Мощность нагрузки вторичных цепей ТН должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 1983 и/или в описании типа на конкретный тип ТН.

*Примечания:*

1 Допускается измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего межповерочного интервала АИИС КУЭ. 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 ТН.

3 Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

9.7.4 Результат проверки считают положительным, если мощность нагрузки вторичных цепей ТН находится в диапазоне, указанном в ГОСТ 1983 и/или в описании типа на конкретный вид ТН.

При отклонении мощности нагрузки вторичных цепей ТН от заданного значения дальнейшие операции по поверке приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий в части неисправных ИК АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## 9.8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

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

9.8.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3195. Мощность нагрузки вторичных цепей ТТ должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 7746 и/или в описании типа на конкретный тип ТТ.

*Примечания:*

1 Допускается измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего межповерочного интервала АИИС КУЭ. 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.

3 Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

9.8.3 Результат проверки считают положительным, если мощность нагрузки вторичных цепей ТТ находится в диапазоне, указанном в ГОСТ 7746 и/или в описании типа на конкретный тип ТТ.

При отклонении мощности нагрузки вторичных цепей ТТ от заданного значения дальнейшие операции по поверке приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий в части неисправных ИК 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 Измерение падения напряжения  $U_{\text{л}}$  в линии связи для каждой фазы проводят в соответствии с документом МИ 3598.

9.9.2 Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения напряжения на вторичной обмотке ТН.

9.9.3 При превышении значения падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения более  $\pm 0,25$  % операции проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий в части неисправных ИК АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

### *Примечания*

1 Допускается измерение падения напряжения в линии связи счетчика с ТН не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

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

3 В случае отсутствия ТН падение напряжения от точки измерения до счетчика электрической энергии не должно превышать 0,25 % от номинального значения напряжения.

4 Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

## **9.10 Проверка погрешности СОЕВ**

### **9.10.1 Проверка часов УССВ**

Включают приемник сигналов точного времени (УКУС-ПИ 02ДМ) и проверяют показания часов УССВ по сигналам точного времени. Расхождение времени между приемником сигналов точного времени и УССВ не должно превышать предела допускаемого расхождения, указанного в описании типа АИИС КУЭ.

### *Примечание*

*В качестве сигналов точного времени используют эталонные сигналы времени:*

- сигналы, передаваемые по телевизионному каналу в зоне действия наземной сети;
- сигналы, передаваемые спутниковой навигационной системой ГЛОНАСС/GPS;
- сигналы длинноволновых и коротковолновых радиостанций, входящих в систему передачи эталонных сигналов времени и частоты.

### **9.10.2 Проверка часов УСПД, сервера и счетчиков**

Распечатывают журнал событий УСПД, сервера и счетчика, выделив события, соответствующие сличению часов корректируемого и корректирующего компонентов (например, УССВ - УСПД, УСПД – счетчик и т.п.) в момент, непосредственно предшествующий коррекции времени. Расхождение времени корректируемого и корректирующего компонентов не должно превышать предела допускаемого расхождения, указанного в описании типа АИИС КУЭ.

9.10.3 В случае выявления несоответствий в части неисправных ИК 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 сервера.

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

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

9.11.2 Выводят на экране компьютера или 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 которых была нарушена связь.

9.11.3 Выводят на экране компьютера или распечатывают на центральном компьютере (сервере) профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню поверки. Используя переносной компьютер, считывают через оптический порт 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 одной единицы младшего разряда учетного значения.

9.11.4 Рекомендуется 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) системы для того же момента времени. Для этого визуально или с помощью переносного компьютера через оптический порт 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 учетного значения.

9.11.5 В случае выявления несоответствий в части неисправных ИК АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **10 Оформление результатов поверки**

10.1 На основании положительных результатов поверки АИИС КУЭ выписывают свидетельство о поверке в соответствии с требованиями Приказа Минпромторга от 02.07.2015 № 1815. В приложении к свидетельству указывают перечень и состав ИК в соответствии с описанием типа АИИС КУЭ. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

10.2 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ признается непригодной к дальнейшей эксплуатации, на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с требованиями Приказа Минпромторга от 02.07.2015 № 1815 с указанием причин непригодности.

10.3 Результаты первичной поверки АИИС КУЭ оформляются только после утверждения типа системы. Допускается при проведении испытаний в целях утверждения типа и опробовании методики поверки при их проведении одновременно оформлять результаты калибровки ИК и использовать их в дальнейшем при поверке АИИС КУЭ при условии выполнения требований постановления Правительства Российской Федерации от 02.04.2015 № 311.

Зам. начальника отдела МОП  
ФБУ «Липецкий ЦСМ»



О.В. Корниенко

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
(обязательное)

**Перечень и состав измерительных каналов АИИС КУЭ**

Таблица А.1 - Перечень и состав измерительных каналов АИИС КУЭ

1	2	Измерительные компоненты				7	Метрологические характеристики ИК	
		3	4	5	6		8	9
Белгородская ТЭЦ								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	ГРУ 6 кВ БТЭЦ ПП «Белгородская ТЭЦ» яч.20 (Трансформатор связи Т2)	ТПОЛ-10 КТ 0,5 1500/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 3048, 3047	НОЛ.08.6.УХЛЗ КТ 0,5 6000/100 рег. № 9219-83 зав. №№ 2539, 2530	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 1086464	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 2363	активная  реактивная	1,3  2,4	1,8  3,6
74	БТЭЦ ЭВ-110 ВЛ-110 «Фрунзенская»	В65-СТ КТ 0,2S 600/1 рег. № 46841-11 зав. №№ 32730-1005/16, 32730-1005/17, 32730-1005/18	UMP 145 КТ 0,2 110000:√3/100:√3 рег. № 48448-11 зав. №№ В65-VT/01/L253, В65-VT/02/L253, В65-VT/03/L253	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01158332	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 2363	активная  реактивная	1,1  2,2	1,5  3,3
75	БТЭЦ ЭВ-110 ВЛ-110 «Белгород»	В65-СТ КТ 0,2S 600/1 рег. № 46841-11 зав. №№ 32730-1005/7, 32730-1005/8, 32730-1005/9	UMP 145 КТ 0,2 110000:√3/100:√3 рег. № 48448-11 зав. №№ В65-VT/04/L253, В65-VT/05/L253, В65-VT/06/L253	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01158333	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 2363	активная  реактивная	1,1  2,2	1,5  3,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
76	БТЭЦ ЭВ-110 Т3	В65-СТ КТ 0,2S 600/1 рег. № 46841-11 зав. №№ 32730-1005/4, 32730-1005/5, 32730-1005/6	UMP 145 КТ 0,2 110000:√3/100:√3 рег. № 48448-11 зав. №№ В65-VT/04/L253, В65-VT/05/L253, В65-VT/06/L253	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01158334	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 2363	активная  реактивная	1,1  2,2	1,5  3,3
77	БТЭЦ ЭВ-110 Т4	В65-СТ КТ 0,2S 600/1 рег. № 46841-11 зав. №№ 32730-1005/10, 32730-1005/11, 32730-1005/12	UMP 145 КТ 0,2 110000:√3/100:√3 рег. № 48448-11 зав. №№ В65-VT/04/L253, В65-VT/05/L253, В65-VT/06/L253	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01158335	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 2363	активная  реактивная	1,1  2,2	1,5  3,3
78	Белгородская ТЭЦ, ГРУ-1 10кВ, яч.2, ЭВ-10 Г-1	ТЛП-10 исп. ТЛП-10-1 КТ 0,2S 3000/5 рег. № 30709-11 зав. №№ 4930, 4929, 4925	ЗНОЛП КТ 0,5 10000:√3/100:√3 рег. № 23544-07 зав. №№ 3807, 3809, 3724	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 1158341	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 2363	активная  реактивная	1,1  2,2	1,5  3,3
80	Белгородская ТЭЦ, ГРУ-2, 10кВ, яч.2, ЭВ-10 Г-2	ТЛП-10 исп. ТЛП-10-1 КТ 0,2S 3000/5 рег. № 30709-11 зав. №№ 4926, 4928, 4927	ЗНОЛП КТ 0,5 10000:√3/100:√3 рег. № 23544-07 зав. №№ 3722, 3810, 3723	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01158338	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 2363	активная  реактивная	1,1  2,2	1,5  3,3
ГТУ ТЭЦ «ЛУЧ»								
60	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Ввод№1 ЛЭП 110кВ Черемошное-110	TG 145 КТ 0,2S, 600/1 рег. № 15651-12 зав. №№ 02232, 02231, 02230	СРА 72-550 модиф. СРА 123, КТ 0,2 110000:√3/100:√3 рег. № 15852-06 зав. №№ 8707208, 87072012, 87072011	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 1116385	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 1126	активная  реактивная	0,6  2,2	0,9  3,3
61	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Ввод№2 ЛЭП 110 кВ Черемошное-110	TG 145 КТ 0,2S, 600/1 рег. № 15651-12 зав. №№ 02229, 02227, 02228	СРА 72-550 модиф. СРА 123, КТ 0,2 110000:√3/100:√3 рег. № 15852-06 зав. №№ 8707208, 87072012, 87072011	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01116386	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 1126	активная  реактивная	0,6  2,2	0,9  3,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
62	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Ввод№1 ЛЭП 110 кВ Белгород-330	TG 145 КТ 0,2S, 600/1 рег. № 15651-12 зав. №№ 02220, 02219, 02218	СРА 72-550 модиф. СРА 123, КТ 0,2 110000:√3/100:√3 рег. № 15852-06 зав. №№ 8707207, 8707209, 8707210	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 1116387	RTU-325 рег. № 37288- 08 зав.№ 1126	активная  реактивная	0,6  2,2	0,9  3,3
63	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Ввод№2 ЛЭП 110 кВ Белгород-330	TG 145 КТ 0,2S, 600/1 рег. № 15651-12 зав. №№ 02214, 02213, 02212	СРА 72-550 модиф. СРА 123, КТ 0,2 110000:√3/100:√3 рег. № 15852-06 зав. №№ 8707202, 8707209, 8707210	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01116388	RTU-325 рег. № 37288- 08 зав.№ 1126	активная  реактивная	0,6  2,2	0,9  3,3
64	ПС ГТУ ТЭЦ Луч ЛЭП 1 10 кВ Дубовое-110	ТОЛ-10-1 КТ 0,2S, 1000/5 рег. № 15128-07 зав. №№ 12715, 12726, 12717	ЗНОЛ.06 исп. ЗНОЛ.06-10, КТ 0,5 10000:√3/100:√3 рег. № 3344-08 зав. №№ 8848, 8762, 9021	ЕвроАльфа ЕА02 КТ 0,2S/0,5 рег. № 16666-07 зав. № 01033967	RTU-325 рег. № 37288- 08 зав.№ 1126	активная  реактивная	0,6  2,5	0,8  3,7
65	ПС ГТУ ТЭЦ Луч ЛЭП 2 10 кВ Дубовое-110	ТОЛ-10-1 КТ 0,2S, 1000/5 рег. № 15128-07 зав. №№ 12997, 12716, 12718	ЗНОЛ.06 исп. ЗНОЛ.06-10, КТ 0,5 10000:√3/100:√3 рег. № 3344-08 зав. №№ 8666, 8757, 8763	ЕвроАльфа ЕА02 КТ 0,2S/0,5 рег. № 16666-07 зав. № 01035253	RTU-325 рег. № 37288- 08 зав.№ 1126	активная  реактивная	0,6  2,5	0,8  3,7
66	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Генератор 1 (10кВ)	ТЛШ-10 КТ 0,5, 3000/5 рег. № 11077-07 зав. №№ 1182, 1185, 1181	ЗНОЛ.06 исп. ЗНОЛ.06-10, КТ 0,5 10000:√3/100 рег. № 3344-08 зав. №№ 4208, 4212, 4213	ЕвроАльфа ЕА02 КТ 0,2S/0,5 рег. № 16666-07 зав. № 01037614	RTU-325 рег. № 37288- 08 зав.№ 1126	активная  реактивная	0,9  1,9	1,3  2,8
67	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Генератор 2 (10кВ)	ТЛШ-10 КТ 0,5, 3000/5 рег. № 11077-07 зав. №№ 1183, 1172, 1184	ЗНОЛ.06 исп. ЗНОЛ.06-10, КТ 0,5 10000/100:√3 рег. № 3344-08 зав. №№ 3928, 4195, 4236	ЕвроАльфа ЕА02 КТ 0,2S/0,5 рег. № 16666-07 зав. № 01037625	RTU-325 рег. № 37288- 08 зав.№ 1126	активная  реактивная	0,9  1,9	1,3  2,8

Губкинская ТЭЦ								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	Губкинская ТЭЦ, ЗРУ-35кВ, яч.1, ВЛ 35кВ Губкин - Губкинская ТЭЦ I цепь	ТОЛ 35 исп. ТОЛ 35-III КТ 0,5S, 600/5 рег. № 21256-07 зав. №№ 151, 150	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5, 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ рег. № 912-07 зав. №№ 1517539, 1517538, 1517375	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 1081588	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 501	активная  реактивная	1,3  2,4	1,8  3,6
20	Губкинская ТЭЦ, ЗРУ-35кВ, яч.5, ВЛ 35кВ Губкин - Губкинская ТЭЦ II цепь	ТОЛ 35 исп. ТОЛ 35-III КТ 0,5S, 600/5 рег. № 21256-07 зав. №№ 650, 637	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5, 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ рег. № 912-54 зав. №№ 694352, 694332, 663436	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 1081597	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 501	активная  реактивная	1,3  2,4	1,8  3,6
21	Губкинская ТЭЦ, ЗРУ-35кВ, яч.12, ВЛ-35кВ ГТЭЦ - ПС Восточная	ТОЛ 35 исп. ТОЛ 35-III КТ 0,5S, 600/5 рег. № 21256-07 зав. №№ 651, 645	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5, 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ рег. № 912-07 зав. №№ 1517539, 1517538, 1517375	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 1081589	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 501	активная  реактивная	1,3  2,4	1,8  3,6
22	Губкинская ТЭЦ, ГРУ-6кВ, 1сщ, яч.1, фидер РП-1	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 400/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 10336, 10214	НАМИТ-10 модиф. НАМИТ-10-1, КТ 0,5, 6000/100 рег. №16687-13 зав. №118	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 1086429	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 501	активная  реактивная	1,3  2,4	1,8  3,6
23	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, ГРУ 6 кВ, 1 сек, яч.№3 (КМАруда ПС 3)	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 400/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 10857, 10213	НАМИТ-10 модиф. НАМИТ-10-1, КТ 0,5, 6000/100 рег. №16687-13 зав. №118	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01086462	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 501	активная  реактивная	1,3  2,4	1,8  3,6
24	Губкинская ТЭЦ, ГРУ-6кВ, 1сщ, яч.7, фидер ПС №2	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 400/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 10215, 10860	НАМИТ-10 модиф. НАМИТ-10-1, КТ 0,5, 6000/100 рег. №16687-13 зав. №118	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01086468	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 501	активная  реактивная	1,3  2,4	1,8  3,6
25	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, ГРУ 6 кВ, 1 сек, яч.№9 (КМАруда ПС 3)	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 600/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 10158, 11271	НАМИТ-10 модиф. НАМИТ-10-1, КТ 0,5, 6000/100 рег. №16687-13 зав. №118	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01086459	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 501	активная  реактивная	1,3  2,4	1,8  3,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, ГРУ 6 кВ, 1 сек, яч.№11, (КМАруда КТПН 1)	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 600/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 10163, 11276	НАМИТ-10 модиф. НАМИТ-10-1, КТ 0,5, 6000/100 рег. №16687-13 зав. №118	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01086473	RTU-325 рег. № 37288-08 зав.№ 501	активная реактивная	1,3 2,4	1,8 3,6
27	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, ГРУ 6 кВ, 1 сек, яч.№13, (КМАруда ПС 11)	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 600/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 11205, 11204	НАМИТ-10 модиф. НАМИТ-10-1, КТ 0,5, 6000/100 рег. №16687-13 зав. №118	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01086457	RTU-325 рег. № 37288-08 зав.№ 501	активная реактивная	1,3 2,4	1,8 3,6
28	Губкинская ТЭЦ, ГРУ-6кВ, 2сщ, яч.19, фидер РП-4	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 150/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 10153, 10152	НАМИТ-10 модиф. НАМИТ-10-1, КТ 0,5, 6000/100 рег. №16687-13 зав. №115	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01086451	RTU-325 рег. № 37288-08 зав.№ 501	активная реактивная	1,3 2,4	1,8 3,6
29	Губкинская ТЭЦ, ГРУ-6кВ, 2сщ, яч.26, фидер КТП-164, ЗТП-188	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 1000/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 10830, 10832	НАМИТ-10 модиф. НАМИТ-10-1, КТ 0,5, 6000/100 рег. №16687-13 зав. №115	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01086445	RTU-325 рег. № 37288-08 зав.№ 501	активная реактивная	1,3 2,4	1,8 3,6
30	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, ГРУ 6 кВ, 2 сек, яч.№25, (КМАруда ПС 3)	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 600/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 10082, 11209	НАМИТ-10 модиф. НАМИТ-10-1, КТ 0,5, 6000/100 рег. №16687-13 зав. №115	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01086471	RTU-325 рег. № 37288-08 зав.№ 501	активная реактивная	1,3 2,4	1,8 3,6
31	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, ГРУ 6 кВ, 2 сек, яч.№27, (КМАруда ПС 14)	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 600/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 11206, 11210	НАМИТ-10 модиф. НАМИТ-10-1, КТ 0,5, 6000/100 рег. №16687-13 зав. №115	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01086480	RTU-325 рег. № 37288-08 зав.№ 501	активная реактивная	1,3 2,4	1,8 3,6
32	Губкинская ТЭЦ, ГРУ-6кВ, 2сщ, яч.29, фидер Литейный цех	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 600/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 11207, 10156	НАМИТ-10 модиф. НАМИТ-10-1, КТ 0,5, 6000:√3/100:√3 рег. №16687-13 зав. №115	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01086476	RTU-325 рег. № 37288-08 зав.№ 501	активная реактивная	1,3 2,4	1,8 3,6



1	2	3	4	5	6	7	8	9
33	Губкинская ТЭЦ, ГРУ-6кВ, 3сш, яч.31, фидер ТП-630	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 400/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 10216, 10859	НАМИТ-10 модиф. НАМИТ-10-1, КТ 0,5, 6000/100 рег. №16687-13 зав. №114	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 1081591	RTU-325 рег. № 37288-08 зав.№ 501	активная реактивная	1,3 2,4	1,8 3,6
34	ПС 35/6 кВ "Губкинская ТЭЦ", ГРУ-6 кВ, яч.38, фидер Земсна- ряд	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 600/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 10081, 11274	НАМИТ-10 модиф. НАМИТ-10-1, КТ 0,5, 6000/10 рег. №16687-13 зав. №114	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 01086460	RTU-325 рег. № 37288-08 зав.№ 501	активная реактивная	1,3 2,4	1,8 3,6
35	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, ГРУ 6 кВ, 3 сек, яч.№39, (КМАруда ПС 11)	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 600/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 10084, 11208	НАМИТ-10 модиф. НАМИТ-10-1, КТ 0,5, 6000/10 рег. №16687-13 зав. №114	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 1086454	RTU-325 рег. № 37288-08 зав.№ 501	активная реактивная	1,3 2,4	1,8 3,6
36	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, ГРУ 6 кВ, 3 сек, яч.№42, (КМАруда ПС 13)	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 1000/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 10831, 10913	НАМИТ-10 модиф. НАМИТ-10-1, КТ 0,5, 6000/10 рег. №16687-13 зав. № 114	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 1086463	RTU-325 рег. № 37288-08 зав.№ 501	активная реактивная	1,3 2,4	1,8 3,6
37	ПС 35/6 кВ "Губкинская ТЭЦ", ЗРУ-35 кВ, яч.9, ВЛ-35 кВ Губкинская ТЭЦ - ПС 135 цепь I (ЛГОК)	ТОЛ 35 исп. ТОЛ 35-III КТ 0,5S, 600/5 рег. № 21256-07 зав. №№ 154, 599	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5, 35000:√3/100:√3 рег. № 912-07 зав. №№ 1517539, 1517538, 1517375	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 1081592	RTU-325 рег. № 37288-08 зав.№ 501	активная реактивная	1,3 2,4	1,8 3,6
38	ПС 35/6 кВ "Губкинская ТЭЦ", ЗРУ-35 кВ, яч.11, ВЛ-35 кВ Губкинская ТЭЦ - ПС 135 цепь II (ЛГОК)	ТОЛ 35 исп. ТОЛ 35-III КТ 0,5S, 600/5 рег. № 21256-07 зав. №№ 148, 157	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5, 35000:√3/100:√3 рег. № 912-54 зав. №№ 694352, 694332, 663436	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 1039362	RTU-325 рег. № 37288-08 зав.№ 501	активная реактивная	1,3 2,4	1,8 3,6
50	Губкинская ТЭЦ, Г-1 (6 кВ)	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 1500/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 11451, 11280, 11319	НТМИ-6 КТ 0,5, 6000/100 рег. № 831-53 зав. № 682	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 1081596	RTU-325 рег. № 37288-08 зав.№ 501	активная реактивная	1,3 2,4	1,8 3,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
51	Губкинская ТЭЦ, Г-2 (6 кВ)	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 1500/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 11320, 11278, 11316	НТМИ-6 КТ 0,5, 6000/100 рег. № 831-53 зав. № 9291	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 1081594	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 501	активная реактивная	1,3 2,4	1,8 3,6
52	Губкинская ТЭЦ, Г-3 (6 кВ)	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 1500/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 11279, 20051, 11315	НТМИ-6 КТ 0,5, 6000/100 рег. № 831-53 зав. № 420	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 1081586	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 501	активная реактивная	1,3 2,4	1,8 3,6
53	Губкинская ТЭЦ, ТГ-4 (6 кВ)	ТПОЛ-10 КТ 0,5S, 1500/5 рег. № 1261-08 зав. №№ 15321, 15279, 15317	НАМИТ-10 модиф. НАМИТ-10-1, КТ 0,5, 6000/100 рег. № 16687-13 зав. № 114	ЕвроАльфа ЕА05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07 зав. № 1086477	RTU-325 рег. № 37288-08 зав. № 501	активная реактивная	1,3 2,4	1,8 3,6

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**  
(обязательное)

**Лист регистрации изменений ИК АИИС КУЭ**

Таблица Б.1 - Лист регистрации изменений ИК АИИС КУЭ

Наименование объекта	Заменяемый компонент	Заменяющий компонент		
		Тип	Зав. номер	Метрологические характеристики