



УТВЕРЖДАЮ  
Руководитель ГЦИ СИ  
ФБУ «Ульяновский ЦСМ»

Д.В. Злотов



22 октября 2014 г.

## ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/35/6 кВ «Кротовка»  
Волжского ПО филиала ОАО «МРСК Волги» -  
«Самарские распределительные сети»**

**Методика поверки  
120-20-032-2014 МП**

Ульяновск  
2014

Настоящая методика устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки и распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» Волжского ПО филиала ОАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети» (далее по тексту – АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка»).

## 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Первичную поверку систем выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» в целях утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях в целях утверждения типа.

Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка».

Измерительные компоненты АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» поверяют с межповерочным интервалом, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка», поверяется только этот компонент и поверка АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» 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.).

Внеочередную поверку АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» 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 ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» подтвердит 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.

В состав ИК системы входят измерительные компоненты, приведенные в Приложении А.

Межповерочный интервал - 4 года.

## 2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены следующие 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 поверке	7	Да	Да
2. Внешний осмотр	8.1	Да	Да
3. Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка»	8.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	8.3	Да	Да
5. Проверка УСПД,	8.4	Да	Да

Продолжение таблицы 1

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1	2	3	4
6. Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» (АРМ и сервера)	8.5	Да	Да
7. Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.6	Да	Да
8. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	8.7	Да	Да
9. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	8.8	Да	Да
10. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	8.9	Да	Да
11. Проверка абсолютной погрешности коррекции времени	8.10	Да	Да
12. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.11	Да	Да
13. Идентификация программного обеспечения	8.12	Да	Да
14. Оформление результатов поверки	9	Да	Да

### 3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка», а также приведенные в таблице 2.

Допускается применение других средств измерений и контроля с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками. Все средства измерений, должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм

Таблица 2 – Средства поверки

№ п/п	Наименование
1	2
1	Термогигрометр CENTER 314, диапазоны измерений: температура от минус 20 до плюс 60 °С, погрешность $\pm 0,3$ %; влажность от 10 до 100 %, погрешность $\pm 2,5$ %;
2	Вольтамперфазометр "ПАРМА ВАФ-А", диапазон измерений от 0 до 460 В и от 0 до 10 А, КТ: 1+0,1(Ук/Уизм.-1); 1+0,1(Ik/Изм.-1).
3	Мультиметр FLUKE 189, диапазон измерений от 1мкВ до 1000 В, ПГ $\pm (0,6\% + 40 \text{ емр})$ .
4	Измеритель показателей качества электрической энергии "Ресурс-UF2MB-3П15-5"; диапазон измерения напряжения 220/(220 $\sqrt{3}$ ) В и (100/ $\sqrt{3}$ )/100 В, ПГ $\pm 0,2$ %; диапазон измерения тока 1 А и 5 А, ПГ $\pm 0,2$ %; активная мощность ПГ $\pm 0,3$ %; реактивная мощность ПГ $\pm 0,5$ %.

5	Прибор для измерения параметров однофазной электрической цепи "Вымпел"; диапазон измерения сопротивления (0,03 -10) Ом ПГ ± 4 %; угол фазового сдвига между током и напряжением в тестируемой цепи (0 - 90)° ПГ ± 2°
6	Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы

#### **4 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ**

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» допускают поверителей, аттестованных в соответствии с ПР 50.2.012, изучивших настоящую методику, руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ ПС110/35/6 кВ «Кротовка», имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

4.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ ПС110/35/6 кВ «Кротовка», 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 IV.

4.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ ПС110/35/6 кВ «Кротовка», 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.

4.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ ПС110/35/6 кВ «Кротовка», 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.

#### **5 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», «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.

5.2 Эталоны, средства измерений, вспомогательные средства поверки и испытательное и вспомогательное оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ Р 51321.1-2000.

#### **6 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ**

Условия поверки АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» должны соответствовать условиям ее эксплуатации, нормированным в технической документации, но не выходить за нормированные условия применения средств поверки.

## **7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ**

- 7.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:
- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка»;
  - описание типа АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка»;
  - 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 ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке).
- 7.2 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 НТД на средства поверки;
  - все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений.

## **8 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ**

### **8.1 Внешний осмотр**

8.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых поврежденных измерительных компонентов, наличие поверительных пломб и клейм.

8.1.2 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 ПС 110/35/6 кВ «Кротовка».

8.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в формуляре АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка».

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

**8.2 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка».**

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: 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.

### **8.3 Проверка счетчиков электрической энергии**

8.3.1 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.

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

8.3.3 Проверяют работоспособность оптического порта счетчика с помощью пусконаладочного программного обеспечения «Конфигуратор СЭТ» и SETTOOLS, установленного на переносном компьютере. Для этого кабель оптического шупа подключают к последовательному порту переносного компьютера, сам щуп устанавливают на оптический порт лицевой стороны счетчика. Далее включают компьютер, производят запуск программы «Конфигуратор СЭТ» и опрашивают счетчики по установленному соединению. Визуально убеждаются в целостности считанных данных. Опрос счетчика считается успешным, если удалось в программном обеспечении «Конфигуратор СЭТ» и SETTOOLS получить отчет, содержащий данные зарегистрированные счетчиком (см. описание на программы «Конфигуратор СЭТ» и SETTOOLS).

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

### **8.4 Проверка УСПД**

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

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

8.4.3 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа, с помощью введения неправильного кода. Проверка УСПД от несанкционированного доступа производится с помощью программного обеспечения УСПД. Для этого переносной компьютер подключают к УСПД либо проверяют выполнения данного требования непосредственно с сервера. Затем выбирают контроллер, к которому хотят обратиться и изменяют пароль на заведомо неверный. При попытке связи программа выдает сообщение о невозможности связаться с УСПД.

Далее последовательность операций следующая:

- вводят правильный пароль;
- проверяют связь с УСПД путем считывания показаний часов;

- после удачного соединения, меняют наименование любого измерительного канала;
- считывают журнал событий УСПД;
- фиксируют в журнале запись о доступе и изменении конфигурации УСПД.

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

### **8.5 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» (АРМ и сервера)**

§ убедитесь, что данные компоненты подключены согласно схемам, приведенным в технорабочем проекте и эксплуатационной документации;

§ убедитесь в корректной конфигурации УСПД для работы с измерительными компонентами согласно технорабочему проекту и эксплуатационной документации;

§ убедитесь в корректной установке и конфигурации программного обеспечения (стандартного и специализированного) компьютеров, на которые были установлены сервер (сервер опроса, SQL-сервер) и автоматизированные рабочие места (АРМы) согласно технорабочему проекту и эксплуатационной документации;

§ убедитесь в отсутствии сигнализации (сообщений) о неисправностях и ошибках на данных компонентах и их программном обеспечении.

Проверку функционирования комплекса в целом выполняют с помощью специализированного программного обеспечения (ПК «Энергосфера»):

§ убедитесь в наличии связи между компонентами комплекса; выполните опрос УСПД, измерительных компонентов комплекса и убедитесь, что данные результатов опроса поступили, доступны для отображения и соответствуют данным, хранящимся в памяти УСПД, измерительных компонентов;

§ убедитесь в возможности создания форм отчетности и графиков с результатами опроса.

Проверка считается успешной если:

§ каждое коммутируемое соединение установлено не более чем с трех попыток (при свободной линии связи);

§ по каждому ИК получено (не более чем с трех попыток) значение запрашиваемого параметра и оно совпадает с текущей датой и с данными, хранящимися в памяти УСПД, измерительных компонентов, с точностью до 1 единицы младшего разряда, тех показаний, у которых она имеет больший вес;

§ сформированы отчеты и графики с результатами измерений с привязкой даты и времени.

8.5.1 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральном сервере АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» (хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений в ИВК не менее 3,5 года) с помощью сравнительного анализа свободного места на жестком диске сервера базы данных и объемом базы данных за истекший срок эксплуатации АИИС.

8.5.2 Для проверки требований по защите информации от несанкционированного доступа к хранимым результатам измерений и настройкам специализированного ПО комплекса (ПК «Энергосфера») выполнить следующие действия:

§ С помощью ПК «Энергосфера» создайте учетные записи для 2х пользователей: первую учетную запись, обладающую правами администратора, вторую – без прав доступа к хранимым результатам измерений и настройкам ПК «Энергосфера»;

§ Войдите в любой из модулей ПК «Энергосфера», с помощью которого можно выполнить доступ к хранимым результатам измерений, используя данные первой учетной

записи, и убедитесь, что доступ к хранимым результатам измерений и настройкам ПК «Энергосфера» разрешен;

§ Войдите в любой из модулей ПК «Энергосфера», с помощью которого можно выполнить доступ к хранимым результатам измерений, используя данные второй учетной записи, и убедитесь, что доступ к хранимым результатам измерений и настройкам ПК «Энергосфера» запрещен;

§ Запустите любой из модулей ПК «Энергосфера», с помощью которого можно выполнить доступ к хранимым результатам измерений, используя данные, не принадлежащие ни одной из созданных учетных записей ПК «Энергосфера», и убедитесь, что при этом продолжить работу с ПК «Энергосфера» невозможно.

## **8.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств**

8.6.1 При проведении проверки функционирования вспомогательных технических компонентов системы руководствуются требованиями эксплуатационной документации на них. Проверка функционирования модемов должна производиться в составе всей системы.

На все вспомогательные технические компоненты должно быть подано питание в соответствии с технической документацией. Подача питания фиксируется соответствующими элементами сигнализации (светодиодами и лампочками). С помощью ПЭВМ и соответствующего программного обеспечения осуществляется связь с удаленным объектом (объектами). После установления успешного соединения между модемами производится опрос УСПД (контроллеров) и счетчиков.

Вспомогательные технические средства считаются исправно функционирующими в составе системы, если по установленному соединению успешно прошел опрос счетчиков.

### **8.6.2 Проверка функционирования модемов.**

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.

## **8.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения**

8.7.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющихся 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.

8.7.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более  $\pm 10\%$  от  $U_{НОМ}$ .

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне  $(0,25-1,0) S_{НОМ}$ , для ТН типа НАМИ-10 в диапазоне  $2/3 * S_{НОМ} - S_{НОМ}$ .

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей трансформаторов напряжения проводят в соответствии с МИ 3195-2009 « ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей».

### **Примечания**

1 Допускается измерение 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 изме-



рительных трансформаторов.

## **8.8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока**

8.8.1 Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

8.8.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне  $S_{\text{мин.доп}} - S_{\text{ном}}$ .

Измерение тока и вторичной нагрузки трансформаторов тока проводят в соответствии с МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей».

### **Примечания**

1 Допускается измерение 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.

## **8.9 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком**

Измеряют падение напряжения  $U_{\text{л}}$  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.

## **8.10 Проверка абсолютной погрешности коррекции времени**

Для определения абсолютной погрешности коррекции времени (рассинхронизации) компонентов АИИС выполните следующие действия:

§ С помощью программного компонента «Консоль администратора» ПК «Энергосфера» (меню **Сервис** >> **УСПД**) убедитесь, что в свойствах сервера опроса установлено значение допустимой разницы во времени не более 3 (трех) секунд;

§ Откройте журнал событий системы с помощью программного компонента «Консоль администратора» ПК «Энергосфера» (меню **Сервис** >> **Журнал событий**) и выделите события коррекции времени измерительных компонентов за последние сутки с помощью фильтров в столбцах «Событие» и «Дата время».

Результаты поверки считаются положительными, если в выделенных событиях величины коррекции времени по каждому измерительному компоненту не превышают 5 секунд.

### 8.11 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. Определение ошибок информационного обмена может проводиться в статическом режиме, т. е. когда показания счетчика в ходе проверки остаются неизменными и в динамическом режиме, когда показания счетчика изменяются. Статический режим предусматривает или отсчет показаний счетчика при отсутствии нагрузки или отсчет показаний по регистру, который не активен во время проверки, например, по регистру ночного тарифа.

8.11.1 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 устраненным отказом какого-либо компонента системы.

8.11.2 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.

8.11.3 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.

8.11.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 8.11.3 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 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.

### 8.12 Идентификация программного обеспечения

Метрологически значимой частью специализированного программного обеспечения АИИС (ПК «Энергосфера») является библиотека `pso_metr.dll`. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей из приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС.

Проверьте наличие, версию и контрольную сумму библиотеки `pso_metr.dll`.

Идентификационные данные библиотеки `pso_metr.dll`, приведены в таблице 3.

Результаты поверки заносят в таблицу 3.

Таблица 3 – Идентификация программного обеспечения

Источник информации	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма - результат преобразования по алгоритму MD5)
1	2	3	4
ТД ПК «Энерго-	<code>pso_metr.dll</code>	1.1.1.1	<code>cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b</code>

сфера»			
Результаты поверки			

Проверить версию можно с помощью вызова свойств библиотеки pso\_metr.dll: нажмите правой кнопкой мыши на файле pso\_metr.dll, в появившемся меню выберите **Свойства**, в появившемся окне перейдите на вкладку **Версия**, на которой отображается номер версии библиотеки.

Для проверки результата преобразования по алгоритму MD5 можно использовать одну из программ для проверки и подсчета контрольной суммы, например программу «Microsoft File Checksum Integrity Verifier (MS FCIV)» (подробное руководство по установке программы находится по адресу <http://support.microsoft.com/kb/841290>): откройте окно командной строки (нажмите **Пуск** >> **Выполнить** >> введите команду **cmd** в поле **Открыть** >> нажмите **ОК**) и введите команду **fciv.exe c:\mydir\pso\_metr.dll**, где **c:\mydir\** - путь до каталога, в котором находится библиотека pso\_metr.dll) – в окне командной строки будет отображено значение преобразования по алгоритму MD5 библиотеки pso\_metr.dll.

## 9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

9.1 Результаты поверки АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» при первичной (вводе в эксплуатацию) и периодической поверке вносятся в протокол (Приложение Б).

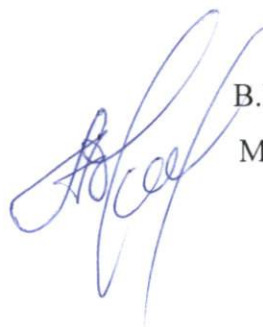
9.2 На основании положительных результатов поверки выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» в соответствии с ПР 50.2.006.

9.3 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006 с указанием причин.

ГЦИ СИ ФБУ «Ульяновский ЦСМ»

Начальник отдела

Ведущий инженер



В.П. Шароухова

М.А. Абрамов

Приложение А

Перечень измерительных каналов, подлежащих поверке

Таблица 4 - Перечень измерительных каналов, подлежащих поверке

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид эл. энергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, ±%	Погрешность в рабочих условиях, ±%	
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» ВЛ-110 кВ Кутулук-2	ТФЗМ-110Б-4У1 ф.А № 62178 ф.В № 62173 ф.С № 62175 600/5, КТ 0,2S	НКФ-110-57У1 ф.А № 804 ф.В № 712 ф.С № 821 110000/100, КТ 0,2	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав.№ 0806142101	ЭКОМ 3000 зав.№ 06140376	Активная Реактивная	1,0	1,2
2	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» ВЛ-110 кВ УКПН-2	ТФЗМ-110Б-4У1 ф.А № 12185 ф.В № 12167 ф.С № 12181 600/5, КТ 0,2S	НКФ-110-57У1 ф.А № 804 ф.В № 712 ф.С № 821 110000/100, КТ 0,2	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав.№ 0806142576			2,6	3,0
3	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» ВЛ-110 кВ КР-2	ТФЗМ-110Б-4У1 ф.А № 12313 ф.В № 12309 ф.С № 12305 600/5, КТ 0,2S	НКФ-110-57У1 ф.А № 804 ф.В № 712 ф.С № 821 110000/100, КТ 0,2	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав.№ 0806142157			1,0	1,2

Продолжение таблицы 4

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид эл. энергии	Метрологические характеристики ИК			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, ±%	Погрешность в рабочих условиях, ±%		
1		2	3	4	5	6	7	8		
4	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» ВЛ-110 кВ КР-1	ТФЗМ-110Б-4У1 ф.А № 12129 ф.В № 12111 ф.С № 12164 600/5, КТ 0,2S	НКФ-110-57У1 ф.А № 804 ф.В № 712 ф.С № 821 110000/100, КТ 0,2	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав.№ 0806142625	ЭКОМ 3000 зав.№ 06140376	Активная	1,0	1,2		
								2,6	3,0	
5	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» СВ-110 кВ ОРУ-110 кВ	ТФЗМ-110Б-4У1 ф.А № 62179 ф.В № 62183 ф.С № 62193 600/5, КТ 0,2S	НКФ-110-57У1 ф.А № 804 ф.В № 712 ф.С № 821 110000/100, КТ 0,2	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав.№ 0806142610					1,0	1,2
									2,6	3,0
6	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» ВЛ-110 кВ С-2-Т	ТФЗМ-110Б-4У1 ф.А № 311 ф.В № 11167 ф.С № 315 600/5, КТ 0,2	НКФ-110-57У1 ф.А № 804 ф.В № 712 ф.С № 821 110000/100, КТ 0,2	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав.№ 0806142618				Активная	1,0	1,2
									2,6	3,0
7	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» ВЛ-110 кВ КН-1	ТФЗМ-110Б-4У1 ф.А № 4010 ф.В № 8417 ф.С № 4001 600/5, КТ 0,2	НКФ-110-57У1 ф.А № 804 ф.В № 712 ф.С № 821 110000/100, КТ 0,2	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав.№ 0806142113				Реактивная	1,0	1,2
									2,6	3,0
8	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» ВЛ-110 кВ С-1-Т	ТФЗМ-110Б-4У1 ф.А № 13832 ф.В № 13830 ф.С № 13451 600/5, КТ 0,2	НКФ-110-57У1 ф.А № 804 ф.В № 712 ф.С № 821 110000/100, КТ 0,2	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав.№ 0806142590					1,0	1,2
							2,6	3,0		
9	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» ВЛ-110 кВ КН-2	ТФЗМ-110Б-4У1 ф.А № 12668 ф.В № 12670 ф.С № 12669 600/5, КТ 0,2	НКФ-110-57У1 ф.А № 804 ф.В № 712 ф.С № 821 110000/100, КТ 0,2	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав. № 0806142080			1,0	1,2		
							2,6	3,0		

Продолжение таблицы 4

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид эл. энергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, ±%	Погрешность в рабочих условиях, ±%	
1	2	3	4	5	6	7	8	
10	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» СВ-35	ТГФМ-35 ф.А № 1660 ф.В № 1660 ф.С № 1660 400/5, КТ 0,2	ЗНОМ-35-65У1 ф.А № 87773 ф.В № 87776 ф.С № 87731 350000/100, КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав. № 0806142715	ЭКОМ 3000 зав.№ 06140376	1,0	1,2	
11	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» ВЛ-35 кВ Т-1	ТГФМ-35 ф.А № 1660 ф.В № 1660 ф.С № 1660 400/5, КТ 0,5	ЗНОМ-35-65У1 ф.А № 87773 ф.В № 87776 ф.С № 87731 350000/100, КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав. № 0806142725		1,0	1,3	
12	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» С-1-Т 35 кВ	ТРО-70 ф.А № 1VLT510402 4653 ф.В № ф.С № 1VLT510402 4654 600/5, КТ 0,2S	ЗНОМ-35-65У1 ф.А № 87773 ф.В № 87776 ф.С № 87731 350000/100, КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав. № 0806142631		Актив- ная	1,0	1,2
13	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» ВЛ-35 кВ Т-2	ТФЗМ-35Б- 1У1 ф.А № 32258 ф.В № ___ ф.С № 33776 300/5, КТ 0,2S	ЗНОМ-35-65У1 ф.А № 87773 ф.В № 87776 ф.С № 87731 350000/100, КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав. № 0806142638		Реак- тивная	1,0	1,3
14	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» С-2-Т 35 кВ	ТОЛ-35 ф.А № 127 ф.В № ТГФМ-35 ф.С № 180 600/5, КТ 0,5S	ЗНОМ-35-65У1 ф.А № 87773 ф.В № 87776 ф.С № 87731 350000/100, КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав. № 0806142158			1,0	1,3

Продолжение таблицы 4

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид эл. Энергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, ±%	Погрешность в рабочих условиях, ±%	
1	2	3	4	5	6	7	8	
15	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» ВЛ-35 кВ Д-1	ТРО-70 ф.А № 24651 ф.В № ф.С № 24652 400/5, КТ 0,5S	ЗНОМ-35-65У1 ф.А № 87773 ф.В № 87776 ф.С № 87731 350000/100, КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав.№ 0806142611	Эком 3000 № 06140376	1,0	1,3	
16	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» Резерв 6-кВ яч.102	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А № 15000 ф.В № 14995 ф.С № 14885 600/5, КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2- 0,5/3P-75/67 У2 ф.А № 02220-13 ф.В № 02221-13 ф.С № 02222-13 6000/100, КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав. № 0805135561		1,0	1,3	
17	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» НПС Ф-6 6-кВ яч.103	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А № 14279 ф.В № 14282 ф.С № 14281 600/5, КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2- 0,5/3P-75/67 У2 ф.А № 02220-13 ф.В № 02221-13 ф.С № 02222-13 6000/100, КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ03М.01 КТ 0,5S/1,0 зав. № 0805131795		Актив- ная	1,0	1,3
18	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» ГРП Ф-21 6-кВ яч.104	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А № 15227 ф.В № 14880 ф.С № 15225 150/5, КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2- 0,5/3P-75/67 У2 ф.А № 02220-13 ф.В № 02221-13 ф.С № 02222-13 6000/100, КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ03М.01 КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0805135638		Реак- тивная	1,0	1,3
19	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» Эл. тяга Ф-5 6- кВ яч.105	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А №14364 ф.В № 14466 ф.С № 14365 1000/5, КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2- 0,5/3P-75/67 У2 ф.А № 02220-13 ф.В № 02221-13 ф.С № 02222-13 6000/100, КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ03М.01 КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0805131870		1,0	1,3	
20	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» Муханово Ф- 19 6-кВ яч.106	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А №14884 ф.В № 16001 ф.С № 14886 100/5,КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2- 0,5/3P-75/67 У2 ф.А № 02220-13 ф.В № 02221-13 ф.С № 02222-13 6000/100, КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ03М.01 КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0805138659		1,0	1,3	

Продолжение таблицы 4

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид эл. энергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, ±%	Погрешность в рабочих условиях, ±%	
1	2	3	4	5	6	7	8	
21	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» Ввод С-1-Т Яч.108	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А №14585 ф.В № 14691 ф.С № 14295 3000/5, КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2- 0,5/3Р-75/67 У2 ф.А № 02220-13 ф.В № 02221-13 ф.С № 02222-13 6000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ03М.01 КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0805131718	Эком 3000 № 06140376	1,0	1,3	
22	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» ТСН-1 6-кВ яч.109	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А № 15222 ф.В № 15788 ф.С № 14882 100/5,КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2- 0,5/3Р-75/67 У2 ф.А № 02220-13 ф.В № 02221-13 ф.С № 02222-13 6000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ03М.01 КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0805131489		1,0	1,3	
23	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» Резерв 6-кВ яч.110	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А № 15108 ф.В № 15107 ф.С № 14111 200/5, КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2- 0,5/3Р-75/67 У2 ф.А № 02220-13 ф.В № 02221-13 ф.С № 02222-13 6000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ03М.01К Т 0,5S/1,0 зав.№ 0808125622		Актив- ная	1,0	1,3
24	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» ТСН-3 6-кВ яч.111	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А № 15221 ф.В № 15228 ф.С №14226 150/5,КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2- 0,5/3Р-75/67 У2 ф.А № 02220-13 ф.В № 02221-13 ф.С № 02222-13 6000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ03М.01 КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0805131681		Реак- тивная	1,0	1,3
25	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» Резерв 6-кВ яч.112	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А № 14174 ф.В № 14173 ф.С № 14177 300/5,КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2- 0,5/3Р-75/67 У2 ф.А № 02220-13 ф.В № 02221-13 ф.С № 02222-13 6000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0805131888		1,0	1,3	
26	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» СВ-6 кВ яч.201	ТОЛ-10-М 4 УХЛ2 ф.А № 2591 ф.В № 2595 ф.С № 2596 3000/5,КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2- 0,5/3Р-75/67 У2 ф.А № 02232-13 ф.В № 02233-13 ф.С № 02234-13 6000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0805131130		1,0	1,3	



Продолжение таблицы 4

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид эл. энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, ±%	Погрешность в рабочих условиях, ±%
1	2	3	4	5	6	7	8	
27	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» Резерв 6-кВ яч.202	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А № 14998 ф.В № 2595 ф.С № 2596 100/5,КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2- 0,5/3P-75/67 У2 ф.А № 02220-13 ф.В № 02221-13 ф.С № 02222-13 6000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0805131655	Эком 3000 № 06140376	1,0	1,3	
28	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» Ввод Т-2 6-кВ яч.204	ТОЛ-10-М 3 УХЛ2 ф.А № 5668 ф.В № 4589 ф.С № 5529 3000/5,КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2- 0,5/3P-75/67 У2 ф.А № 02220-13 ф.В № 02221-13 ф.С № 02222-13 6000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 0805131691		1,0	1,3	
29	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» ТСН-2 6-кВ яч.205	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А № 15789 ф.В № 14881 ф.С № 14879 150/5, КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2- 0,5/3P-75/67 У2 ф.А № 02232-13 ф.В № 02233-13 ф.С № 02234-13 6000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 0806130770		Актив- ная	1,0	1,3
30	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» Ф-19А 6-кВ яч.206	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А № 15696 ф.В № 14883 ф.С № 15697 100/5,КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2- 0,5/3P-75/67 У2 ф.А № 02232-13 ф.В № 02233-13 ф.С № 02234-13 6000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0805135596		Реак- тивная	1,0	1,3
31	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» Эл. тяга Ф-24 6-кВ яч.207	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А № 14363 ф.В № 14362 ф.С № 14467 1000/5,КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2- 0,5/3P-75/67 У2 ф.А № 02232-13 ф.В № 02233-13 ф.С № 02234-13 6000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0805131461		1,0	1,3	
32	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» Ф-9 6-кВ яч.208	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А № 14176 ф.В № 14369 ф.С № 14178 300/5,КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2- 0,5/3P-75/67 У2 ф.А № 02232-13 ф.В № 02233-13 ф.С № 02234-13 6000/100,КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0805135516		1,0	1,3	

Окончание таблицы 4

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид эл. энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, ±%	Погрешность в рабочих условиях, ±%
1	2	3	4	5	6	7	8	
33	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» НПС Ф-25 6-кВ яч.209	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А № 14366 ф.В № 14367 ф.С № 14283 600/5,КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2-0,5/3Р-75/67 У2 ф.А № 02232-13 ф.В № 02233-13 ф.С № 02234-13 6000/100,КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0805131629	Эком 3000 № 06140376	1,0	1,3	
34	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» Резерв 6-кВ яч.210	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А № 15109 ф.В № 15112 ф.С № 15110 200/5,КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2-0,5/3Р-75/67 У2 ф.А № 02232-13 ф.В № 02233-13 ф.С № 02234-13 6000/100,КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0805131690		Актив-ная	1,0	1,3
35	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» СШГ-110 6-кВ яч.211	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А № 14277 ф.В № 14278 ф.С № 14280 600/5,КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2-0,5/3Р-75/67 У2 ф.А № 02232-13 ф.В № 02233-13 ф.С № 02234-13 6000/100,КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0806125329		Реак-тивная	1,0	1,3
36	ПС 110/35/6 кВ «Кротовка» Резерв 6-кВ яч.212	ТОЛ-10-ИМ 3 УХЛ2 ф.А № 14175 ф.В № 14179 ф.С № 14368 300/5,КТ 0,5S	НОЛ-СЭЩ-6-2-0,5/3Р-75/67 У2 ф.А № 02232-13 ф.В № 02233-13 ф.С № 02234-13 6000/100,КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0805131938			1,0	1,3

