

**АВТОМАТИЗАЦИЯ  
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ  
СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4–10 кВ**

**АЎТАМАТЫЗАЦЫЯ  
РАЗМЕРКАВАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРЫЧНЫХ  
СЕТАК НАПРУЖАННЕМ 0,4–10 кВ**

Издание официальное

---

Министерство энергетики  
Республики Беларусь

Минск

Ключевые слова: автоматизация, электрические сети, электроснабжение, надежность, линии электропередачи, диспетчеризация, релейная защита и автоматика, средства связи, распределительные устройства, телемеханика

---

## Предисловие

- 1 РАЗРАБОТАН научно-исследовательским и проектным республиканским унитарным предприятием «БЕЛТЭИ» (РУП «БЕЛТЭИ»)
- 2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 22 июня 2017 г. № 20
- 3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© Минэнерго, 2017

Настоящий технический кодекс установившейся практики не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Министерства энергетики Республики Беларусь

---

Издан на русском языке

## Содержание

1 Область применения .....	1
2 Нормативные ссылки.....	1
3 Термины и определения.....	2
4 Сокращения .....	6
5 Общие положения .....	8
6 Совершенствование схем построения распределительных электрических сетей 0,4–10 кВ при их автоматизации .....	10
7 Автоматические переключения в распределительных электрических сетях 0,4–10 кВ при аварийных повреждениях в них .....	16
8 Паспортизация электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ.....	21
8.1 Первичная документация.....	21
8.2 Паспортная документация .....	24
8.3 Паспорта объектов электрических сетей .....	25
9 Геоинформационные системы (ГИС).....	36
10. Показатели эффективности автоматизации распределительных электрических сетей .....	39
10.1 Общие положения.....	39
10.2 Показатели непрерывности электроснабжения .....	40
11 Компоненты автоматизированной системы распределительных электрических сетей 0,4–10 кВ .....	45
11.1 Диспетчерские пункты районов электрических сетей .....	45
11.2 Распределительные пункты 10 (6) кВ .....	47
11.3 Линии электропередачи 10 кВ с пунктами секционирования и резервирования.....	48
11.4 Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ .....	50
11.5 Распределительные устройства потребителей 0,4 кВ ЗТП, КТП, вводные распределительные устройства электроприемников, линии 0,4 кВ.....	51
12 Требования к средствам автоматизации .....	51
12.1 Требования к средствам измерения.....	51
12.2 Требования к системам сбора и хранения данных .....	53
12.3 Телемеханика .....	54
12.4 Программное обеспечение для автоматизации распределительных электрических сетей.....	59

12.5 Автоматизированная система контроля и учета энергии (АСКУЭ) .....	63
13 Система связи .....	65
Приложение А (обязательное)	
Разграничения балансовой принадлежности электросетей и эксплуатационной ответственности сторон .....	68
Приложение Б (обязательное)	
АКТ приемки объекта электрических сетей из комплексного капитального ремонта .....	70
Приложение В	
Форма документации по электронным паспортам объектов РЭС ...	72
Приложение В (рекомендуемое) Форма 1	
Паспорт воздушной линии .....	72
Приложение В (обязательное) Форма 2	
Паспорт кабельной линии .....	87
Приложение В (обязательное) Форма 3	
Паспорт распределительного пункта .....	104
Приложение В (обязательное) Форма 4	
Паспорт силового трансформатора .....	122
Приложение В (обязательное) Форма 5	
Паспорт ЛЭП напряжением 0,4 кв .....	125
Приложение В (обязательное) Форма 6	
Паспорт предохранителя-разъединителя 10 кВ выхлопного типа ..	142
Приложение В (обязательное) Форма 7	
Паспорт реклоузера .....	145
Приложение Г (справочное)	
Условно-графические обозначения элементов электрических сетей, используемые при составлении паспортной документации объектов РЭС .....	152
Приложение Д (справочное)	
Пример расчета показателей непрерывности электроснабжения ..	167
Приложение Е (рекомендуемое)	
Отчет о качестве услуг по передаче электроэнергии .....	174
Приложение Ж (рекомендуемое)	
Типовая структурная схема построения верхнего уровня системы автоматизации распределительных электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ в РЭС .....	176
Библиография .....	177

## ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

**АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4–10 кВ****АУТАМАТИЗАЦЫЯ РАЗМЕРКАВАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРЫЧНЫХ СЕТАК НАПРУЖАННЕМ 0,4–10 кВ**

Automation of electric distribution network voltage 0,4–10 kV

**Дата введения 2017-09-01****1 Область применения**

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает общие требования к компонентам комплекса средств автоматизированной системы, применяемых в распределительных электрических сетях 0,4–10 кВ при проектировании, возведении или реконструкции и эксплуатации.

Требования настоящего технического кодекса распространяются на вновь строящиеся, реконструируемые или автоматизируемые распределительные электрические сети напряжением 0,4–10 кВ.

Действие настоящего технического кодекса распространяется на всех владельцев электрических сетей.

**2 Нормативные ссылки**

В настоящем кодексе использованы следующие технические нормативные правовые акты в области технического нормирования и стандартизации (далее – ТНПА):

ТКП 45-3.01-116-2008 (02250) Градостроительство. Населенные пункты. Нормы планировки и застройки

ТКП 339-2011 (02230) Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросилового и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний

ТКП 385-2012 (02230) Нормы проектирования электрических сетей внешнего электроснабжения напряжением 0,4–10 кВ сельскохозяйственного назначения

СТБ 2096-2010 Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии. Общие технические требования

ГОСТ 17703-72 Аппараты электрические коммутационные. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения

ГОСТ 30331.1-95 Электроустановки зданий. Основные положения

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 32145-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Термины и определения

ГОСТ 21.508-93 Правила выполнения рабочей документации генеральных планов предприятий, сооружений и жилищно-гражданских объектов

ГОСТ ИСО/МЭК 2382-1-99 Информационная технология. Словарь. Часть 1. Основные термины

Примечание – При использовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверять действие ТНПА по каталогу, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году.

Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим техническим кодексом следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

### 3 Термины и определения

В настоящем техническом кодексе используются термины и определения в значениях, установленных п. 3 Правил электроснабжения, утвержденных постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 г. № 1394 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2011 г., № 121, 5/34630; Национальный правовой интернет-портал Республики Беларусь, 31.10.2015, 5/41213) (далее – Правила электроснабжения), ГОСТ 17703, ГОСТ 19431, ГОСТ 24291, ГОСТ ИСО/МЭК 2382-1, ГОСТ 34.003, ГОСТ 30331.1, СТБ 2096, ТКП 339, а также следующие термины и определения:

#### 3.1 Автоматизация распределительных электрических сетей:

Преобразование информационной технологии выполнения установленных функций системы, состоящей из распределительных электрических сетей, персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности на автоматическое функционирование.

**3.2 Автономный режим работы блок-станции:** Режим работы блок-станции на сбалансированную нагрузку определенной группы потребителей электроэнергии без наличия электрической связи с энергетической системой.

**3.3 Активный элемент:** Элемент системы, позволяющий изменять состояние технологического процесса в автоматическом и/или автоматизированном режимах.

**3.4 Атрибутивные данные пространственного объекта:** Набор имен и значений атрибутов пространственного объекта.

**3.5 Бытовой потребитель электрической энергии:** Физическое лицо, использующее электрическую энергию в жилых домах, квартирах, дачах, гаражах, сараях, других капитальных строениях (зданиях, сооружениях), на строительных площадках при осуществлении индивидуального жилищного строительства на предоставленных гражданам земельных участках, исключительно для личных, бытовых, семейных и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности.

**3.6 Воздушный участок линии электропередачи:** Участок линии электропередачи, выполненный проводами на опорах и ограниченный подключениями к подстанциям, кабельными участками линии электропередачи.

**3.7 Геоинформационная система; ГИС:** Система, предназначенная для хранения, обработки, поиска, распространения, передачи и представления пространственных данных.

**3.8 Динамическая модель электрической сети:** Модель электрической сети, представляющая собой совокупность элементов, связанных между собой физическими узлами, через которые осуществляется целенаправленное распределение электрического тока.

**3.9 Enterprise Service Bus; ESB:** Единая сервисная шина предприятия: Связующее программное обеспечение, предназначенное для централизованного и унифицированного событийно-ориентированного обмена сообщениями между различными информационными системами.

**3.10 Интеллектуальные сети:** Модернизированные сети электроснабжения, использующие информационные и коммуникационные сети и технологии в производстве, транспортировке и потреблении электрической энергии, позволяющие автоматически повышать эффективность, надежность, сервис, экономическую выгоду, а также устойчивость производства и распределения электроэнергии.

**3.11 Кабельный участок:** Участок линии электропередачи, выполненный одним или несколькими кабелями, уложенными непосредственно в землю, кабельные каналы, трубы, на кабельные конструкции, и ограниченный подключениями к подстанциям, ответви-

тельными муфтами (для кабеля 0,4 кВ), воздушными участками линии электропередачи.

**3.12 Комбинированная линия электропередачи:** Линия электропередачи напряжением 0,4–10 (6) кВ, состоящая из электрически связанных по нормальной схеме воздушных и кабельных участков.

**3.13 Комплексная автоматизация распределительных электрических сетей:** Уровень автоматизации, при котором объектом автоматизации является район электрических сетей целиком и весь комплекс операций производственного процесса осуществляется системой автоматических машин и технологических агрегатов по заранее заданным программам и режимам с помощью различных автоматических устройств, объединенных общей системой управления.

**3.14 Локальная автоматизация распределительных электрических сетей:** Уровень автоматизации, при котором объектом автоматизации является часть района электрических сетей или автоматизируется только часть операций производственного процесса.

**3.15 Независимый источник питания:** Источник питания, на котором сохраняется напряжение в пределах допустимых значений для послеаварийного режима при исчезновении его на других источниках питания. Независимыми источниками питания являются две секции или системы шин одной или двух электростанций или подстанций при одновременном соблюдении следующих условий:

- каждая из секций (систем шин) в свою очередь имеет питание от независимого источника;
- секции (системы шин) не связаны между собой или имеют автоматически отключаемую при нарушении нормальной работы одну из секций (систем шин).

В качестве независимого источника питания при обоснованной необходимости могут использоваться автономные источники электроснабжения (дизель-генераторные установки, бензоагрегаты и др.).

**3.16 Нормализованная база данных:** База данных, приведенная к нормальной форме, в которой сведено к минимуму количество избыточных данных с сохранением их целостности.

**3.17 Паспортизация:** Документальное оформление фактического состояния рабочих и общих характеристик и параметров элементов распределительных электрических сетей, их технического состояния для ведения производственной и технологической деятельности предприятия.

**3.18 Поопорная схема:** Условное графическое изображение на чертеже составных частей ВЛ 10 (6) кВ, ВЛ 0,4 кВ.

**3.19 Пункт учета и секционирования; ПУС:** Автоматический пункт секционирования воздушных или комбинированных линий электропередачи номинального напряжения 10 (6) кВ с любым режимом нейтрали, который объединяет в себе:

- коммутационный аппарат (дистанционно управляемый вакуумный/элегазовый выключатель);
- систему первичных преобразователей тока и напряжения;
- приборы учета электроэнергии (см. СЭ);
- автономную систему оперативного питания;
- микропроцессорную систему РЗА с возможностью ее интеграции с системой телемеханики;
- систему телемеханики с каналобразующей аппаратурой.

**3.20 Распределительная трансформаторная подстанция; РТП:** Трансформаторная подстанция с развитым распределительным устройством 10 (6) кВ, к которому присоединяется более четырех ответвлений линий электропередачи 10 (6) кВ.

**3.21 Реклоузер:** Автоматический пункт секционирования воздушных или комбинированных линий электропередачи номинального напряжения 10 (6) кВ с любым режимом заземления нейтрали, который объединяет в себе:

- коммутационный аппарат (дистанционно управляемый вакуумный/элегазовый выключатель);
- систему первичных преобразователей тока и напряжения;
- автономную систему оперативного питания;
- микропроцессорную систему РЗА с возможностью ее интеграции с системой телемеханики;
- систему телемеханики с каналобразующей аппаратурой.

**3.22 Секционирующий пункт:** Пункт, предназначенный для секционирования (с автоматическим или ручным управлением) участка линий электропередачи 10 (6) кВ.

**3.23 Схема-планшет кабельной линии:** Совокупность электронной карты, плана местности или населенного пункта требуемого масштаба с нанесенными на них кабельными участками номинальным напряжением 0,4–10 кВ и другими объектами инфраструктуры и инженерными коммуникациями.

**3.24 Территориально распределенный объект:** совокупность территориально разнесенных компонентов единой системы, объединенных технологическим процессом.

**3.25 Технология OPC (OLE for Process Control):** Программные технологии, предоставляющие единый интерфейс для обмена данными с устройствами разных производителей или по разным протоколам обмена данных.

**3.26 Типовые технические решения:** Совокупность решений по техническому, информационному и программному обеспечению системы автоматизации распределительных электрических сетей, многократно применяемых в процессе ее разработки, внедрения и функционирования с целью снижения трудоемкости разработки, сроков и затрат на создание.

**3.27 Центр сбора и обработки данных; ЦСОД:** Центр, оснащенный программно-техническими средствами и предназначенный для сбора и обработки данных в автоматизированных системах контроля и учета электроэнергии (мощности) с уровней объектов и субъектов учета.

**3.28 Частичная автоматизация распределительных электрических сетей:** Автоматизация, охватывающая только часть подлежащих автоматизации процессов.

## 4 Сокращения

В настоящем техническом кодексе применяются следующие сокращения:

**АВР** – автоматический ввод резерва;

**АКУ** – автоматизированная конденсаторная установка;

**АПВ** – автоматическое повторное включение;

**АРМ** – автоматизированное рабочее место;

**АСДУ** – автоматизированная система диспетчерского управления;

**АСКУЭ** – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии (мощности);

**АСУП** – автоматизированная система планирования и управления ресурсами предприятия;

**АУС** – автоматизированное устройство секционирования;

**ВДТ** – вольтодобавочный трансформатор;

**ВЛ** – воздушная линия электропередачи;

**ВЛИ** – воздушная линия электропередачи с изолированными проводниками;

**ВЛП** – воздушная линия электропередачи с покрытыми защитной изолирующей оболочкой проводниками;

**ВОК** – волоконно-оптический кабель;

**ВОЛС** – волоконно-оптическая линия связи;

**ВРУ** – вводно-распределительное устройство;

**ДП РЭС** – диспетчерский пункт района электрических сетей;

**ДЩ** – диспетчерский щит;

**ЗМН** – защита минимального напряжения;

**ЗТП** – закрытая трансформаторная подстанция;

**ИБП** – источник бесперебойного питания;

**КЗ** – короткое замыкание;

**ККР** – комплексный капитальный ремонт;

**КЛ** – кабельная линия электропередачи;

**КП** – контролируемый пункт;

**КРМ** – компенсация реактивной мощности;

**КТП** – комплектная трансформаторная подстанция;

**ЛВС** – локальная вычислительная сеть;

**ЛЗШ** – логическая защита шин;

- ЛЭП** – линия электропередачи;
- МТЗ** – максимальная токовая защита;
- МТП** – мачтовая трансформаторная подстанция;
- НКУ** – низковольтное комплектное устройство;
- ОВБ** – оперативно-выездная бригада;
- ОЗЗ** – однофазное замыкание на землю;
- ОИК** – оперативно-информационный комплекс автоматизированной системы диспетчерского управления;
- ОМП** – определение места повреждения;
- ОР** – ответвительный разъединитель;
- ПБВ** – переключение без возбуждения;
- ПКУ** – пункт коммерческого учета;
- ПС** – подстанция;
- ПУ** – пункт управления;
- ПУС** – пункт учета и секционирования;
- РЗА** – релейная защита и автоматика;
- РП** – распределительный пункт;
- РПН** – регулирование напряжения под нагрузкой;
- РС** – распределительная сеть;
- РЭС** – район электрических сетей;
- СВ** – секционный выключатель;
- СИП** – самонесущий изолированный проводник;
- СКЗУ** – система контроля, защиты и управления;
- СР** – секционный разъединитель;
- СТП** – столбовая трансформаторная подстанция;
- СЭ** – счетчик электроэнергии (мощности);
- ТИ** – телеизмерение;
- ТН** – трансформатор напряжения;
- ТП** – трансформаторная подстанция;
- ТС** – телесигнализация;
- ТТ** – трансформатор тока;
- ТУ** – телеуправление;
- УК ПКЭ** – устройства контроля параметров качества электрической энергии;
- УПН** – устройство поврежденного направления (определения ответвления линии, на которой произошло повреждение);
- УРОВ** – устройство резервирования отказа выключателя;
- УСПД** – устройство сбора и передачи данных;
- ФЭС** – филиал электрических сетей;
- ЧАПВ** – частотная автоматика повторного включения;
- ЦИК** – цифровой измерительный комплекс;
- ЦП** – центр питания;
- ЩУЭ** – щит учета электрической энергии;
- ЭСО** – энергоснабжающая организация.

## 5 Общие положения

**5.1** Автоматизированные распределительные электрические сети напряжением 0,4–10 (6) кВ представляют собой совокупность линий электропередачи и подключенных к ним активных элементов с возможностью дистанционного управления и/или с расширенными функциями мониторинга и диагностики текущего состояния оборудования, управляемые единой сетью информационно-технологических систем в режиме реального времени.

**5.2** Основными целями автоматизации распределительных электрических сетей являются:

- обеспечение надежности – повышение надежности электроснабжения за счет локализации поврежденного участка электрической сети, восстановления электроснабжения потребителей при неустойчивых повреждениях и снижения времени на восстановительные работы;
- обеспечение экономичности – снижение затрат на эксплуатацию электрических сетей;
- обеспечение эффективности – максимизация эффективности использования всех видов ресурсов, технологий и оборудования при распределении и потреблении электроэнергии;
- обеспечение безопасности и охраны окружающей среды – исключение и/или снижение количества возникающих ситуаций, сопряженных с опасностью для жизни и здоровья людей и окружающей среды;
- обеспечение доступности – обеспечение конечных потребителей электроэнергией требуемого качества, без ограничений и в любой промежуток времени.

**5.3** Основными задачами автоматизации распределительных электрических сетей 10 (6) кВ являются:

- увеличение оперативности переключений путем замены коммутационных аппаратов с ручным приводом управления на моторные или электромагнитные с возможностью дистанционного управления ими в ТП, РП, КТП, установки реклоузеров и/или управляемых выключателей нагрузки, разъединителей на линиях электропередачи;
- автоматическое управление переключениями при аварийном отключении элементов электрической сети 10 (6) кВ;
- обеспечение расширенных функций мониторинга и диагностики текущего состояния применяемого электрооборудования с возможностью принятия превентивных мер по предотвращению аварийных ситуаций;
- изменение схем построения распределительной электрической сети 10 (6) кВ для достижения максимального эффекта при ее автоматизации;
- оптимизация режима работы электрической сети за счет наличия в ней дистанционно управляемых элементов на основе расчетов с ис-

пользованием динамической модели электрической сети и полученной телеметрической информации с объектов автоматизации;

- повышение пропускной способности распределительных электрических сетей;
- снижение потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях.

**5.4** Автоматизация распределительных электрических сетей должна проводиться в рамках реализации комплексной программы автоматизации для района электрических сетей, определяющей основное стратегическое их развитие с учетом перспективы на 10 лет, которая включает в себя следующие этапы:

- оснащение диспетчерских пунктов РЭС автоматизированной системой диспетчерского управления (АСДУ) и автоматизированной системой планирования и управления ресурсами предприятия (АСУП) в соответствии с требованиями 11.1, 12.4 настоящего технического кодекса;
- совершенствование схемы построения распределительной электрической сети в соответствии с требованиями раздела 6 настоящего технического кодекса;
- поэтапная модернизация территориально распределенных объектов распределительной электрической сети (РП 10 (6) кВ, ТП 10 (6)/0,4 кВ, ВРУ 0,4 кВ, установка реклоузеров или дистанционно управляемых коммутационных аппаратов на ЛЭП и др.) в соответствии с 11.2–11.5 настоящего технического кодекса;
- организация надежной системы связи между территориально распределенными объектами распределительных электрических сетей в соответствии с требованиями раздела 13 настоящего технического кодекса;
- организация телемеханизации территориально распределенных объектов распределительных электрических сетей в соответствии с требованиями 12.3 настоящего технического кодекса;
- организация автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (мощности) в соответствии с требованиями 12.5 настоящего технического кодекса;
- создание на базе диспетчерского пункта системы сбора и хранения данных в соответствии с требованиями 12.2 настоящего технического кодекса.

**5.5** Реализацию комплексной автоматизации необходимо осуществлять поэтапно с выделением объектов в соответствующие очереди строительства и (или) пусковые комплексы (частичная и локальная автоматизация распределительных электрических сетей).

## **6 Совершенствование схем построения распределительных электрических сетей 0,4–10 кВ при их автоматизации**

**6.1** Для обеспечения наибольшей эффективности от осуществления автоматизации распределительных электрических сетей при разработке проекта должен рассматриваться вопрос об изменении схемы построения электрических сетей.

**6.2** Схема автоматизации РС рассматриваемого района электрической сети должна основываться на базе разработанной и утвержденной схемы развития РС 10 (6) кВ.

**6.3** Схема развития электрических сетей 10 (6) кВ рассматриваемого района электрических сетей должна включать в себя анализ существующих электрических сетей и разработку схемы с учетом категории существующих и перспективных потребителей на долгосрочную перспективу (до 10 лет), а также с учетом перспективного развития электрических сетей 110 кВ и выше.

**6.4** При построении схемы развития электрических сетей 10 (6) кВ необходимо руководствоваться следующими требованиями:

1) при проектировании новых линий электропередачи 10 (6) кВ или их реконструкции должен быть осуществлен переход от радиальной структуры построения электрической сети к кольцевой с организацией точек нормального токораздела;

2) магистральные участки линий электропередачи 10 (6) кВ должны по кратчайшей трассе соединять шины 10 (6) кВ питающих подстанций 35–110 кВ, расположенных в центрах районных нагрузок;

3) магистральные участки линий электропередачи 10 (6) кВ, как правило, должны проходить через населенные пункты, в которых сконцентрированы электроприемники 1-й и 2-й категорий по надежности электроснабжения, а также через объекты агропромышленного комплекса, имеющие перспективу развития и повышенные требования к бесперебойному и качественному обеспечению электроэнергией. Подключение должно осуществляться по схеме «заход–выход» магистральной линии в ТП 10 (6) кВ;

4) магистральные участки линий электропередачи 10 (6) кВ должны быть выполнены проводом одного сечения (не менее 70 мм<sup>2</sup>), которое должно быть определено на основании расчетов (по экономической плотности тока, длительно допустимому току, по термической стойкости к току короткого замыкания) и дополнительно проверено по условию допустимых падений напряжений в нормальном и послеаварийном режимах работы электрической сети на зажимах распределительных устройств конечных потребителей с учетом наличия РПН силовых трансформаторов питающих подстанций 110 (35) кВ и положений ответвлений ПБВ силовых трансформаторов в ТП 10 (6) кВ;

5) подключение потребителей 3-й категории по надежности электропитания должно осуществляться ответвлениями от магистрали (отпайками). В месте подключения отпайки к магистрали, как правило, требуется устанавливать управляемый коммутационный аппарат;

6) подключение потребителей 2-й категории по надежности электропитания с наличием второго источника питания (дизельной электростанции, возобновляемого источника электроэнергии, газотурбинной установки и т. п.) допускается осуществлять ответвлениями от магистрали (отпайками). В месте подключения отпайки к магистрали, как правило, должен быть установлен управляемый коммутационный аппарат;

7) длина отходящих линий электропередачи 10 (6) кВ от питающих подстанций 110 (35) кВ должна определяться с учетом технико-экономических обоснований и исходя из условий соблюдения требуемого качества (в соответствии с ГОСТ 32144) электрической энергии для наиболее удаленных потребителей и, как правило, не должна превышать (без учета ответвлений) для ЛЭП 10 кВ 20 км;

8) на основании технико-экономического обоснования для ограничения длины участка магистральной линии электропередачи должны быть установлены устройства автоматического секционирования электрической сети, которые следует выполнять в РУ 10 (6) кВ, ТП 10 (6)/0,4 кВ с организацией схемы «заход–выход». В случае значительной удаленности ближайшего РУ 10 (6) кВ, ТП 10 (6)/0,4 кВ от расчетной точки секционирования следует применять к установке реклоузеры;

9) при значительной удаленности района электроснабжения от центра питания и пониженном уровне надежности распределительной электрической сети должны быть применены РП 10 (6) кВ. Допускается применение РП для электроснабжения энергоемких производств с мощностью не менее 7 МВт при напряжении 10 кВ и не менее 4 МВт при напряжении 6 кВ.

**6.5** При построении схемы электрических сетей 0,4 кВ необходимо руководствоваться следующими требованиями:

1) сети должны строиться по радиальному принципу, как правило, в полнофазном исполнении;

2) длина воздушных линий электропередачи, как правило, не должна превышать 0,5 км от центра питания до наиболее удаленной точки и 2 км по суммарной протяженности;

3) при построении схемы электроснабжения в сельской местности рекомендуется переходить к значительному сокращению протяженных линий электропередачи 0,4 кВ посредством построения более разветвленной электрической сети 10 (6) кВ, в том числе с применением СТГ и совместной подвески на опорах ЛЭП ВЛП 10 (6) кВ и ВЛИ 0,4 кВ.

**6.6** Варианты выполнения схем электроснабжения с номинальным напряжением 10 (6) кВ приведены на рисунках 1–4.

Основным принципом организации электроснабжения для потребителей 3-й категории по надежности электроснабжения с одним центром питания (или на ответвлениях от магистральной линии электропередачи) является применение радиальных электрических сетей, которые секционируют дистанционно управляемыми коммутационными аппаратами (см. рисунок 1). Количество и места размещения секционирующих коммутационных аппаратов должны быть определены на основании технико-экономического обоснования. Выбор типа секционирующего коммутационного аппарата и состава применяемых устройств РЗА необходимо осуществлять в соответствии с выбранным способом автоматических переключений в распределительных электрических сетях при аварийных повреждениях в них согласно требованиям раздела 7.

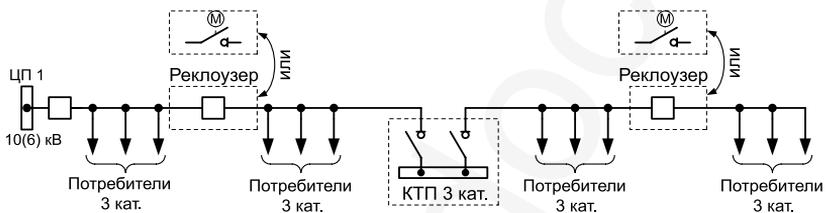


Рисунок 1 – Схема электроснабжения № 1

Основным принципом организации электроснабжения территориально распределенных потребителей 1-й и 2-й категории по надежности электроснабжения с малой плотностью нагрузки является применение магистральных линий электропередачи, подключаемых с обоих концов к двум независимым источникам питания (см. рисунок 2). Для повышения надежности электроснабжения потребителей рекомендуется выполнять автоматическое секционирование линий с организацией сетевого АВР в точке нормального токораздела. К магистральной линии электропередачи осуществляется подключение радиальных электрических сетей, питающих потребителей 3-й категории по надежности электроснабжения. При общей длине ответвления радиальной электрической сети более 1,5 км ее подключение к магистральной линии должно осуществляться через реклоузер. При длине ответвления радиальной электрической сети менее 1,5 км ее подключение к магистральной линии электропередачи допускается осуществлять с применением дистанционно управляемого выключателя нагрузки или разъединителя.

Для двухтрансформаторных подстанций, питающих потребителей 1-й категории по надежности электроснабжения (ТП № 2 на рисунке 2), организованных по схеме «заход–выход», для локализации повреждений или осуществления функций сетевого АВР должен быть установлен один секционный вакуумный/элегазовый выключатель; на остальных

присоединениях магистральной линии электропередачи – дистанционно управляемые выключатели нагрузки или разъединители, при этом обязательна организация местного АВР на стороне 0,4 кВ. На всехходящих радиальных линиях электропередачи от шин 10 (6) кВ трансформаторной подстанции (ТП № 4 на рисунке 2) должна быть предусмотрена установка вакуумных/элегазовых выключателей независимо от их общей протяженности.

Для трансформаторных подстанций, питающих потребителей 2-й и 3-й категорий по надежности электроснабжения, достаточно устанавливать на всех присоединениях дистанционно управляемые выключатели нагрузки или разъединители (ТП № 1, № 3 на рисунке 2).

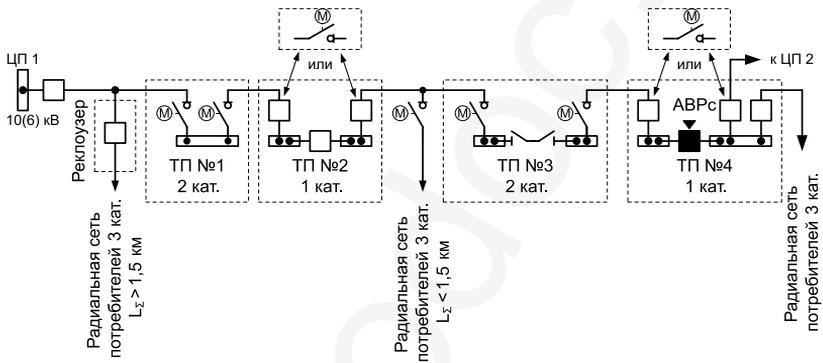


Рисунок 2 – Схема электроснабжения № 2

Основным принципом электроснабжения потребителей 1-й и 2-й категорий по надежности электроснабжения, находящихся в непосредственной близости от центра питания, а также для электрических сетей с преобладанием кабельных линий электропередачи (городские электрические сети) являются двухлучевые схемы с двухсторонним питанием с АВР на напряжении 0,4 кВ двухтрансформаторных ТП (см. рисунки 3 и 4). Схема электроснабжения на рисунке 4 является более мобильной по отношению к схеме, приведенной на рисунке 3. Схему электроснабжения, приведенную на рисунке 3, требуется использовать только для ВЛ 10 (6) кВ.

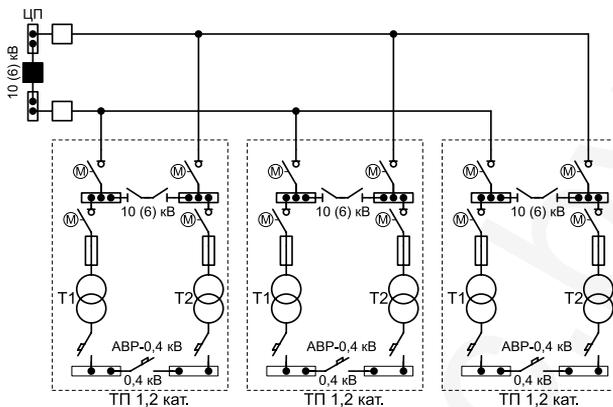


Рисунок 3 – Схема электроснабжения № 3

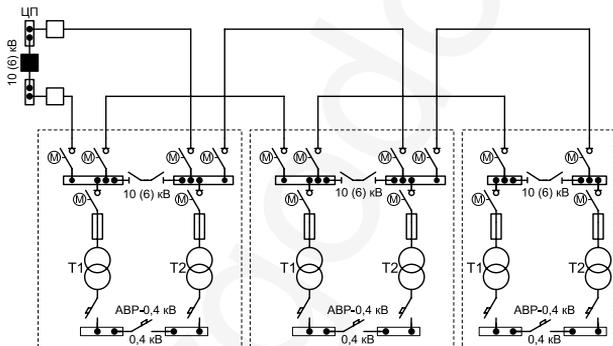


Рисунок 4 – Схема электроснабжения № 4

**Таблица 1 – Варианты организации автоматизации распределительных электрических сетей 6(10) кВ с применением РЗА**

Описание схемы		Организация АВР, защиты	Схема
РП 10 (6) кВ	Две отдельные линии от разных секций шин одного или разных ЦП. Сборные шины РП с СВ	АВР на секционном выключателе	Рис. 5, а
	Две отдельные линии от разных секций шин одного или разных ЦП. Одна линия основная, вторая – резервная. Сборные шины РП без СВ	АВР на выключателе резервной линии	Рис. 5, б
	Две параллельно работающие линии от секций шин ЦП	Направленная МТЗ	Рис. 5, в
	Три отходящие линии, две из которых работают параллельно. Сборные шины РП с СВ	АВР на секционном выключателе. Направленная МТЗ на параллельных линиях	Рис 5, г
Воздушные (кабельные) линии 10 (6) кВ	Радиальная нерезервируемая линия	МТЗ, АПВ на выключателе линии в начале линии. Автоматика в точках секционирования линии в соответствии с выбранным способом автоматического управления (раздел 7)	Рис. 1
	Петлевая разомкнутая сеть с кольцевой перемычкой	1 АВР на СВ двухтрансформаторной ТП	Рис. 2
		2 АВР на выключателе резервного ввода однотрансформаторной ТП	Рис. 5, д
	Двухлучевая, двухтрансформаторная ТП	АВР на стороне 0,4 кВ	Рис. 3, 4

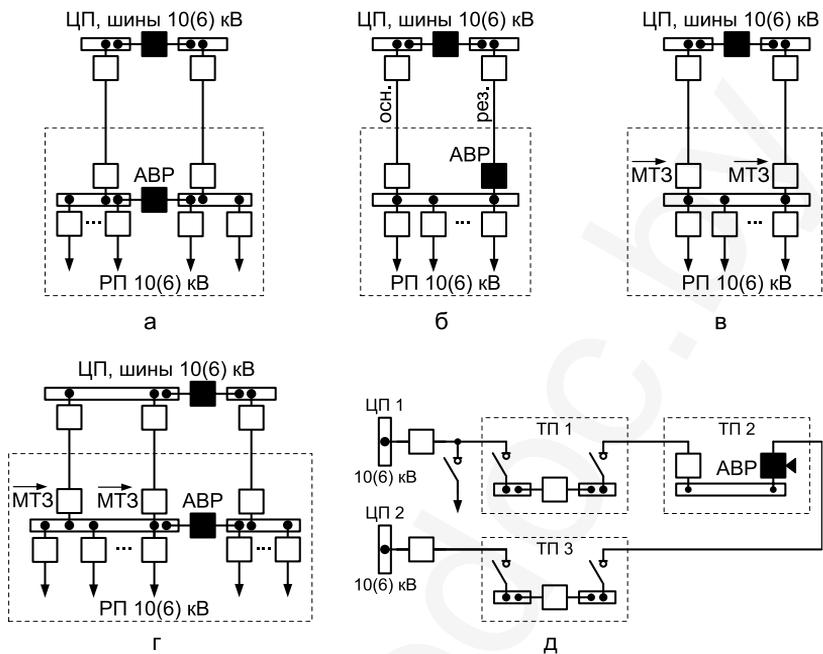


Рисунок 5 – Типовые схемы распределительных электрических сетей 10 (6) кВ и варианты их автоматизации

## 7 Автоматические переключения в распределительных электрических сетях 0,4–10 кВ при аварийных повреждениях в них

7.1 Основными целями организации автоматических переключений в распределительных электрических сетях являются:

- увеличение оперативности переключений при аварийном отключении участков электрической сети;
- снижение эксплуатационных затрат на поиск и локализацию аварийного повреждения;
- увеличение надежности электроснабжения конечных потребителей;
- снижение влияния человеческого фактора.

7.2 Для автоматизации распределительных электрических сетей 0,4–10 кВ должно применяться современное оборудование с функциями, достаточными для осуществления автоматических переключений

при возникновении повреждений участков электрической сети в соответствии с выбранным подходом управления.

**7.3** Автоматическое управление переключениями при возникновении повреждений участков электрической сети может быть реализовано следующими подходами:

- централизованное автоматическое управление – команды о переключениях формируются верхним уровнем автоматизации РЭС с использованием программного обеспечения, входящего в комплекс АСДУ, на основании анализа телеметрической информации с объектов автоматизации и динамической модели электрической сети, сформированной на базе паспортизации электрооборудования;

- децентрализованное автоматическое управление – команды о переключениях формируются непосредственно на объекте автоматизации, пусковыми факторами которого являются величина тока короткого замыкания или факт отсутствия/наличия напряжения на контролируемом участке электрической сети;

- комбинация централизованного и децентрализованного управления.

**7.4** Децентрализованное управление переключениями при аварийных повреждениях должно применяться в электрических сетях, питающих потребителей 1-й категории по надежности электроснабжения. Допускается в отдельных случаях применять централизованное управление при условии, что максимально возможная длительность переключений при локализации повреждений не превысит время, при котором возможно нарушение технологического процесса производства у потребителя.

**7.5** Для питания потребителей 2-й и 3-й категорий по надежности электроснабжения может применяться централизованное или децентрализованное управление переключениями при аварийных повреждениях. Выбор способа управления должен быть определен на основании технико-экономического обоснования.

**7.6** Независимо от выбранного способа управления переключениями должны быть обеспечены:

- установка в точках нормального токораздела дистанционно управляемых коммутационных аппаратов (тип применяемых коммутационных аппаратов и состав РЗА определяются в зависимости от выбранного способа управления автоматическими переключениями линий электропередачи, подключенных к рассматриваемой точке нормального токораздела);

- реконструкция устройств РЗА с организацией АПВ и функциями ОМП на подлежащих автоматизации отходящих линиях ВЛ 10 (6) кВ от питающих подстанций 110 (35) кВ. Кратность применяемых АПВ определяется в каждом конкретном случае в зависимости от конструкции ЛЭП, срока ее эксплуатации или особенностей организации алгорит-

ма при децентрализованном подходе автоматических переключений. Как правило, для воздушных линий электропередачи необходимо применять двукратное АПВ;

– рассмотрение вопроса об изменении режима заземления нейтрали на питающих подстанциях 110 (35) кВ. При выборе режима заземления нейтрали следует руководствоваться требованиями ТКП 385 и отдавать предпочтение режиму, при котором защита от ОЗЗ действует на незамедлительное отключение поврежденного участка (для кабельных линий электропередачи или многократно резервируемых участков электрической сети) или допускает работу с ОЗЗ с обеспечением мероприятий по гашению дуги в месте повреждения и его селективного определения средствами РЗА (для электрических сетей, питающих потребителей 1-й и 2-й категорий по надежности электроснабжения с малой плотностью нагрузки, в соответствии с рисунком 2).

**7.7** В распределительных электрических сетях следует применять два вида автоматического ввода резерва:

– сетевой АВР в пункте, соединяющем две линии электропередачи, отходящие от разных питающих подстанций 35–110/10 (6) кВ или разных секций шин 10 (6) кВ одной ПС 35 кВ;

– местный АВР для включения резервного ввода на шины высшего напряжения ТП 10 (6)/0,4 кВ или РП 10 (6) кВ после исчезновения напряжения на рабочем вводе и его отключения; при необходимости следует организовывать АВР на стороне 0,4 кВ для ответственных потребителей в соответствии с их категорией по надежности электроснабжения.

**7.8** При организации децентрализованного управления все переключения в электрической сети должны осуществляться территориально распределенными устройствами РЗА, которые должны быть выполнены на микропроцессорной элементной базе. Уставки устройств РЗА выбираются на основании расчетов с соблюдением их селективной работы со смежными элементами защит электрооборудования.

**7.9** Для выбора состава функций устройств РЗА при организации децентрализованного управления необходимо руководствоваться следующим:

– для защиты участка линии электропередачи от многофазных коротких замыканий с однонаправленным потоком электрической мощности должна предусматриваться двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполняется в виде токовой отсечки, а вторая – в виде МТЗ с выдержкой времени;

– для защиты участка линии электропередачи от многофазных коротких замыканий с возможным двунаправленным потоком электрической мощности, как правило, должна предусматриваться направленная четырехступенчатая токовая защита (две ступени направленной токовой отсечки и две ступени направленной МТЗ с выдержкой времени). Одна ступень МТЗ с меньшей выдержкой времени должна быть выполнена

направленной (против направления мощности основного источника питания), вторая ступень с большей выдержкой времени – ненаправленной. При отсутствии необходимости в выполнении направленных токовых отсечек и наличии в электрической сети только одной точки нормального токораздела с организованным на ней сетевым АВР рекомендуется МТЗ выполнять в виде двух ненаправленных ступеней с разными уставками по току и по времени, причем в нормальном режиме наиболее чувствительная ступень выведена из действия и вводится в работу при длительном отсутствии напряжения перед срабатыванием сетевого АВР;

– для защиты линии электропередачи от ОЗЗ должна предусматриваться защита от однофазных замыканий по принципам, обеспечивающим селективное отключение или сигнализацию поврежденного участка в зависимости от типа заземления нейтрали на питающих подстанциях.

**7.10** Для обеспечения должного уровня автоматизации при децентрализованном управлении необходимо:

– использовать в местах секционирования линии электропередачи выключатели с устройствами РЗА, позволяющими организовать АПВ с кратностью не менее двух;

– при значительном количестве последовательно установленных выключателей с устройствами РЗА, выдержка времени срабатывания которых превышает допустимое время по условиям термической стойкости проводов/кабелей или уставку по времени защиты в начале питающей линии электропередачи, допускать неселективное действие токовых защит с его дальнейшим исправлением циклами АПВ;

– использовать устройства РЗА, позволяющие вводить/выводить отдельные независимые ступени токовых защит в различных циклах АПВ;

– использовать устройства РЗА, позволяющие вводить/выводить отдельные независимые ступени токовых защит по факту фиксации превышения измеряемого тока над уставкой с последующим его уменьшением ниже тока возврата без отключения коммутационного аппарата (аналогичные действию УПН и счетчика бестоковых пауз).

**7.11** При организации децентрализованного управления переключениями необходимо руководствоваться следующим:

– на всех автоматизируемых линиях электропередачи, построенных по принципу кольцующих перемычек, должен быть реализован сетевой АВР в точке нормального токораздела; для исключения подачи напряжения на шины 6 (10) кВ питающих подстанций 35 кВ при работе сетевого АВР должна быть предусмотрена ЗМН в начале отходящих линий;

– на магистральных линиях электропередачи для их секционирования должны быть применены вакуумные/элегазовые выключатели (реклоузеры) совместно с устройствами РЗА, обеспечивающими выполнение набора функций согласно 7.9 настоящего технического кодекса;

– на отпаечной линии электропередачи, отходящей от магистральной, в точке ответвления необходимо устанавливать коммутационный

аппарат. В качестве коммутационного аппарата допускается использовать:

а) вакуумный/элегазовый выключатель (реклоузер) с устройствами РЗА, обеспечивающими набор функций согласно подпункту 1 п. 7.9 настоящего технического кодекса (при наличии блок-станций со стороны отпаечной линии электропередачи – согласно подпункту 2 п. 7.9 настоящего технического кодекса); данный коммутационный аппарат является более предпочтительным по отношению к нижеперечисленным;

б) дистанционно управляемое АУС (разъединитель) совместно с УПН и возможностью его отключения во вторую бестоковую паузу АПВ коммутационных аппаратов магистральной линии электропередачи по факту наличия сигнала срабатывания УПН и счетчика бестоковых пауз;

в) плавкий предохранитель – при условии обеспечения необходимой селективности со смежными защитами электрооборудования.

**7.12** При организации централизованного управления секционирование магистральной линии электропередачи, как правило, должно осуществляться с использованием выключателей нагрузки/разъединителей с дистанционным управлением и подключенными в данных точках устройствами УПН. Для выключателей нагрузки/разъединителей, используемых только для локализации поврежденных участков в бестоковую паузу, достаточно обеспечить их дистанционное отключение; включение коммутационного аппарата может быть осуществлено работниками ОВБ после выполнения ремонтных работ на поврежденном участке.

**7.13** При организации централизованного управления в случае использования вакуумных/элегазовых выключателей совместно с устройствами РЗА, устанавливаемыми на магистральной линии электропередачи, должна быть предусмотрена возможность дистанционного изменения групп уставок. Количество групп уставок должно быть не менее количества подключаемых различных источников питания к рассматриваемому участку электрической сети.

**7.14** Запуск алгоритма автоматических переключений в распределительной электрической сети при централизованном управлении должен осуществляться по факту аварийного отключения ЛЭП или ее участка средствами РЗА. Максимальное время всех переключений в электрической сети при одном повреждении не должно превышать 5 мин.

**7.15** При организации централизованного управления с наличием более чем двух источников питания при переключениях после аварийных отключений должны быть рассмотрены все возможные варианты восстановления электроснабжения через ближайшие точки токораздела. Должен быть выбран вариант восстановления электроснабжения, при котором обеспечивается требуемый уровень качества электроэнергии. Программное обеспечение в процессе переключений должно контролировать последовательность выполняемых команд телеуправления

и не допускать (блокировать) подачу последующей команды до исполнения предыдущей.

**7.16** При организации децентрализованного управления с наличием более чем двух источников питания необходимо, как правило, применять комбинированный способ управления с выбором двух приоритетных источников питания и соответствующих параметров срабатывания защит и АВР. После окончания цикла переключений по децентрализованному принципу управления между двумя приоритетными источниками питания следует переходить на централизованный способ управления с подключениями оставшихся источников питания.

**7.17** При наличии в распределительной электрической сети 10 (6) кВ блок-станции, работающей параллельно с энергосистемой, должны быть предусмотрены следующие функции РЗА, обеспечивающие:

- исключение вероятности несинхронных включений при работе устройств автоматики (АПВ, АВР, ЧАПВ) со стороны внешней электрической сети;

- исключение подпитки точки короткого замыкания от блок-станции, отключенной средствами РЗА только со стороны внешней электрической сети;

- переключение блок-станции в автономный режим работы при снижении качества питающего напряжения со стороны внешней электрической сети (при технологической и технической возможности реализации автономного режима работы блок-станции);

- исключение возникновения асинхронного режима между блок-станцией и внешней электрической сетью, который может привести к нарушению устойчивости генераторов и двигателей в смежных узлах и неправильной работе средств РЗА.

## **8 Паспортизация электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ**

Паспортизация электрических сетей является основой информационного обеспечения для функционирования автоматизированной системы, для решения технологических и производственно-технических задач.

### **8.1 Первичная документация**

**8.1.1** При заполнении паспортной документации используются сведения из первичных документов (таблица 2).

**8.1.2** В качестве первичной документации для вновь сооружаемых участков распределительной электрической сети (п. 1–6, таблица 2) должна использоваться исполнительная документация, выполняемая в установленном порядке в соответствии с требованиями ТНПА.

**8.1.3** В случае отсутствия первичной документации по существующим энергообъектам паспортная документация должна составляться

на основании натуральных данных. Рекомендации по техническому исполнению сбора паспортных данных объектов должны быть изложены в соответствующих инструкциях.

**8.1.4.** Акт разграничения балансовой принадлежности электрических сетей (электроустановок) и эксплуатационной ответственности сторон (приложение А) должен составляться в соответствии с требованиями законодательства.

**8.1.5** По всем объектам, прошедшим комплексный капитальный ремонт (ККР), должен быть составлен Акт приемки объекта электрических сетей из комплексного капитального ремонта (приложение Б).

**8.1.6** Листки осмотров должны заполняться в соответствии с [7].

**Таблица 2 – Перечень первичной документации**

№ п/п	Наименование документа	Срок хранения
1	Проектная документация	В течение всего срока эксплуатации
1.1	ВЛ, ВЛИ (участка) 10 (6) кВ	
1.2	КЛ (участка) 10 (6) кВ	
1.3	ВЛ, ВЛИ (участка) 0,4 кВ	
1.4	КЛ (участка) 0,4 кВ	
1.5	ТП 10 (6)/0,4 кВ	
1.6	РП 10 (6) кВ	
2	Протоколы по КТП, ЗТП, РП, ВЛ, КЛ	То же
2.1	Протокол измерения сопротивления изоляции цепей 0,4 кВ	
2.2	Протокол проверки схем включения электроизмерительных приборов (амперметры, вольтметры, счетчики электрической энергии, измерительные преобразователи)	
2.3	Протокол наладки и испытания релейной защиты, автоматики, сигнализации, блокировки и управления	
2.4	Протокол осмотра и проверки оборудования ВЛ (разрядников, ограничителей перенапряжений, разъединителей, реклоузеров, пунктов коммерческого учета)	
2.5	Протокол измерений сопротивления заземляющих устройств	
2.6	Протоколы испытания повышенным напряжением изоляции оборудования, опорных и проходных изоляторов	
2.7	Протокол измерений габаритов и расстояний ВЛ по переходам, пересечениям и сближениям	
2.8	Схема заземляющего устройства	
2.9	Протокол испытания КЛ 10 (6) кВ повышенным напряжением постоянного тока	
2.10	Протокол измерения сопротивления изоляции электрических аппаратов и КЛ до 1000 В	

Окончание таблицы 2

№ п/п	Наименование документа	Срок хранения
2.11	Протокол осмотра и проверки изоляции кабелей на барабане перед прокладкой	В течение всего срока эксплуатации
2.12	Протокол прогрева кабелей на барабанах перед прокладкой при низких температурах	
2.13	Протокол испытания кабеля	
2.14	Протоколы и акты по трансформаторам: – протокол сокращенного анализа и испытания на пробой трансформаторного масла – протокол измерения сопротивления изоляции обмотки мегаомметром – протокол испытания изоляции обмоток вместе с вводами повышенным напряжением – акт ревизии трансформатора	
3	Акт приемки объекта в эксплуатацию (с приложением)	
4	Акт осмотра кабельной канализации в траншеях и каналах перед закрытием	Постоянно
5	Акт освидетельствования скрытых работ по монтажу заземляющих устройств	
6	Акт заложения фундаментов	
7	Схема привязки кабельных трасс на местности с указанием горизонтальных и вертикальных отметок	
8	Акт приемки объекта электрических сетей из капитального ремонта (с приложениями)	
9	Акт разграничения балансовой принадлежности электрических сетей (электроустановок) и эксплуатационной ответственности сторон	До следующего ККР
10	Листки осмотров (проверок) объектов электрических сетей	Постоянно
11	Сертификаты соответствия на опоры, провод, оборудование	До следующего осмотра
12	Акт оценки коррозионной активности грунтов и естественных вод для КЛ	Постоянно
13	Журнал осмотров объектов электрических сетей	
14	Журнал дефектов	

## **8.2 Паспортная документация**

**8.2.1** Паспортная документация должна вестись ответственными лицами РЭС в следующем объеме:

- паспорт ТП 10 (6)/0,4 кВ;
- паспорт РП 10 (6) кВ;
- паспорт ВЛ 10 (6) кВ, ВЛИ 10 (6) кВ;
- паспорт КЛ 10 (6) кВ;
- паспорт ЛЭП 0,4 кВ;
- паспорт силового трансформатора 10 (6)/0,4 кВ.

**8.2.2.** Паспортную документацию необходимо вести в электронном виде. Рекомендуется электронный вариант паспортной документации выводить на бумажный носитель в форме документов (приложение В) с последующим утверждением ее техническим руководителем РЭС. Утвержденная паспортная документация хранится в РЭС в течение всего периода эксплуатации объекта (оборудования).

**8.2.3** Несоответствие паспортной документации, хранимой в электронном виде и на бумажных носителях, не допускается.

**8.2.4** Создание и сопровождение электронных баз данных и паспортной документации должны производиться на АРМ техников РЭС.

**8.2.5** Обеспечение информацией из паспортной документации специалистами ФЭС, РУП-облэнерго, ГПО «Белэнерго» должно осуществляться по средствам стандартных интернет-технологий, использующих унифицированные общепринятые программные продукты.

**8.2.6** Основой ведения электронной паспортной документации должен являться программный комплекс, позволяющий производить ввод исходной информации посредством удобного графического интерфейса с сохранением ее в реляционных базах данных. Таблицы реляционных баз данных должны быть построены с учетом их нормализации, а набор полей для каждого элемента должен обеспечивать достаточную информативность для составления динамической модели электрической сети и ведения производственно-хозяйственной деятельности. Система управления базами данных должна предусматривать создание резервной копии баз, периодичность создания определяется интенсивностью изменения информации в базах.

**8.2.7** С целью недопущения потери информации хранение электронных баз данных должно быть дополнительно обеспечено на сервере ФЭС.

**8.2.8** Программный комплекс ведения электронной паспортной документации должен обеспечивать:

- автоматический контроль вводимой информации на предмет минимальной информационной достаточности и целостности электрических связей между элементами схемы;
- контроль уникальности диспетчерских наименований элементов электрической сети и присвоение их в соответствии с принятой унифицированной системой;

- ведение справочной информации по основным элементам электрической сети с возможностью ее редактирования, импорта и экспорта;
- защиту информации от несанкционированного доступа;
- протоколирование действий пользователей с сохранением их в базе данных;
- возможность многопользовательского использования с обеспечением корректного внесения данных;
- наличие графического редактора с библиотекой элементов электрических сетей согласно принятым условно-графическим обозначениям;
- возможность интеграции с программным комплексом геоинформационной системы (ГИС);
- формирование документов в соответствии с приложением В настоящего технического кодекса с возможностью их вывода на бумажный носитель и конвертации в файлы текстовых редакторов (например, Microsoft Office Word, Excel).

**8.2.9** Все изменения на эксплуатируемых ВЛ, а также технические данные новых объектов подлежат занесению в паспортную документацию в течение трех рабочих дней с момента применения. Информация об изменениях должна доводиться до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих изменений.

**8.2.10** Паспортная документация в РЭС должна вестись под контролем и руководством главного инженера РЭС, который систематически (не реже одного раза в год) обязан производить проверку ведения документации на предмет правильности и полноты внесения происшедших изменений в электрических сетях.

### **8.3 Паспорта объектов электрических сетей**

#### **8.3.1 Паспорт воздушной линии 10 (6) кВ**

Паспорт ВЛ (ВЛП) напряжением 10 (6) кВ является основным документом, содержащим как технические и конструктивные особенности ВЛ (ВЛИ), так и сведения по ее реконструкции и ремонту.

В разделах паспортной документации должны быть даны следующие сведения (форма 1, приложение В настоящего технического кодекса):

- адресная часть, содержащая наименование ФЭС, РЭС, наименование ВЛ (ВЛП), а также Ф.И.О. лиц, согласовавших паспорт и утвердивших его, общая протяженность линии электропередачи с указанием их балансовой принадлежности;
- о дате постройки и ввода в эксплуатацию;
- о конструктивном исполнении ВЛ (ВЛП), датах постройки и ввода в эксплуатацию;
- о наименованиях проектной и строительной организаций;
- о количестве и материалах опор, марках проводов, типах изоляторов, оборудования и его назначении;

– о проводимых на ВЛ ремонтах, реконструкции, замене установленного оборудования, изменении технических характеристик элементов электрической сети, происшедших в результате проводимых работ;

– о пересечениях и сближениях ВЛ (ВЛП) с другими линиями электропередачи, линиями связи и радио, инженерными сооружениями, о их местонахождении и габаритах;

– о сопротивлении контуров заземления опор с установленным оборудованием, протяженности и сметной стоимости ВЛ;

– о схеме ВЛ (ВЛП), выполненной с максимальной привязкой к местности, с указанием пересечений, переходов, сближений, марки и сечения проводов на участках, всех опор, установленного оборудования (в том числе и грозозащитного);

– о кабельных участках, кабельных муфтах;

– инвентарный номер.

Паспортные данные по ВЛ (ВЛП) должны соответствовать данным бухгалтерского учета.

На схеме выполняются отметки о внесенных изменениях, проверках и сроках пересмотра (дата, должность, Ф.И.О.), а также Ф.И.О. лиц, составивших, чертивших, проверивших и утвердивших схему.

К паспорту прилагается первичная документация в соответствии с пп. 1.1, 1.2, 2.4, 2.5, 2.7, 3, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14 таблицы 2 настоящего технического кодекса.

Информация о работах, выполняемых в процессе текущей эксплуатации ВЛ и не изменяющих состав оборудования и технические характеристики, в паспорт ВЛ не вносится.

При создании поопорной схемы ВЛ (ВЛП) 6(10) кВ графическое обозначение опор представляется в виде набора условных обозначений стойки, подкоса, приставки, траверсы, изоляции, заземляющего устройства:

– графическое обозначение стоек типовых опор 10 (6) кВ принимать согласно таблице Г.1 приложения Г настоящего технического кодекса (примеры формирования графических обозначений типовых опор 10 (6) кВ приведены в таблицах Г.2, Г.3; типовые опоры 10 (6) кВ – на рисунке Г.1);

– графическое обозначение нетиповых опор формируется символом самой опоры с указанием номинального напряжения, принятым в неизменном виде согласно таблице Г.6 приложения Г с добавлением условных обозначений заземляющего устройства и оборудования согласно таблице Г.7.

На поопорной схеме ВЛ (ВЛП) должны быть показаны все пересечения и сближения в границах охранной зоны ВЛ (ВЛП) с инженерными сооружениями, лесными массивами, реками, болотистой местностью и др.

Условные обозначения объектов распределительных электрических сетей, электрооборудования, объектов пересечения и др. принимать согласно таблицам Г.8–Г.11 приложения Г настоящего технического кодекса.

На схеме каждая опора должна быть указана с номером.

Марка, сечение и протяженность проводов на схеме указываются как на магистрали, так и на ответвлениях ВЛ (ВЛП) в виде дроби, в числителе которой указывается марка и сечение провода, а в знаменателе – протяженность ВЛ (ВЛП) по трассе и наименование участка, которое формируется из наименований элементов электрической сети, ограничивающих его.

*Пример* –  $\frac{3 \cdot A - 35}{15,22 (\text{Оп. "1" - Оп. "25"})}$ ;  $\frac{3 \cdot \text{СИП} - 35}{15,22 (\text{Оп. "36" - СР - 297})}$ .

Нумерацию ВЛ (ВЛП), отпаяк от ВЛ (ВЛП), опор секционных выключателей и разъединителей, ответвительных разъединителей при новом строительстве линии электропередачи или комплексном капитальном ремонте необходимо производить в следующем порядке:

ВЛ (ВЛП), отходящие от питающих подстанций 35 кВ и выше, нумеруются строго по порядку от 1 и выше с указанием направления. В РЭС не должно быть одинаковых номеров ВЛ (ВЛП). Присвоенный номер линии электропередачи одновременно является и диспетчерским;

**Пример** – см. приложение В настоящего технического кодекса, форма 1, схема ВЛ 10 кВ № 474 (ВЛ 10 кВ 474 на РП 470 «Адаменки»)

– если ВЛ (ВЛП) является питающей РП (ТП), то на схеме в ее обозначении указываются диспетчерский номер ВЛ (ВЛП) и ее направление;

**Пример** – см. приложение В настоящего технического кодекса, форма 1, схема ВЛ 10 кВ № 474 (ВЛ 10 кВ 474 на ПС «Лиозно»)

– если от РП (РТП) отходят другие ВЛ (ВЛП), то этим линиям электропередачи присваиваются новые диспетчерские номера с указанием направления. На такие ВЛ должен заводиться отдельный паспорт;

**Пример** – см. приложение В настоящего технического кодекса, форма 1, схема ВЛ 10 кВ № 475 (ВЛ 10 кВ 475 на ТП 261 «КЗС Адаменки»)

– опоры магистральных линий электропередачи нумеруются строго по порядку от питающей подстанции или РП (РТП);

**Пример** – см. приложение В настоящего технического кодекса, форма 1, схема ВЛ 10 кВ № 474, схема ВЛ 10 кВ № 475 (1, 2, 3, ... 5, 6 и т.д.)

– если из РУ 10 кВ ТП отходит несколько участков (ответвлений) ВЛ (ВЛП), то один из участков должен являться продолжением магистрали, питающей ВЛ (ВЛП), а остальные участки – ответвлениями. Участкам присваивается диспетчерский номер магистральной линии, но с указанием нового направления. Нумерация опор участка ВЛ (ВЛИ), который

является продолжением магистрали, выполняется как продолжение нумерации опор магистрали;

**Пример – см. приложение В, форма 1, схема ВЛ 10 кВ № 475 (7, 8, 9 и т.д.)**

– ответвлениям от магистральной линии электропередачи, ответвлениям от ответвлений и ответвлениям от РУ 10 кВ ТП присваивается свой порядковый номер по направлению от питающей подстанции;

**Пример – см. приложение В, форма 1, схема ВЛ 10 кВ № 475 (№ 1, № 2 и т.д.)**

– в случае подключения нового ответвления ему присваивается очередной порядковый номер независимо от места его подключения к магистральной линии электропередачи или другому ответвлению;

– опоры ответвлений от магистральной линии электропередачи, ответвлений от ответвлений и РУ 10 кВ ТП нумеруются строго по порядку с указанием номера ответвления в числителе и номера опоры в знаменателе;

**Пример – см. приложение В, форма 1, схема ВЛ 10 кВ № 475 (1/1, 1/2, 1/3, 2/1, 2/2 и т.д.)**

– номер ОР и СР должен формироваться исходя из следующих принципов:

а) номер ОР и СР присваивают строго по порядку тем и другим разъединителям от 1 до  $n$ ;

Пример – СР-1, ОР-2, СР-3, СР-4, и т.д.

б) номер ОР и СР одного РЭС (ФЭС) не должен повторяться;

в) номер ОР и СР указывается с его наименованием или местом установки.

**Пример – ОР-17 на к-з «Перамога», СР-18 «Криница» и т.д.**

При доустановке единичных опор в пролетах магистральных или ответвительных участков существующих ВЛ (ВЛП) вновь устанавливаемым опорам присваивается ближайший номер предыдущей опоры с прибавлением букв русского алфавита. Такая нумерация сохраняется до ближайшего комплексного капитального ремонта.

**Пример – при ближайшей опоре магистрального участка с номером 7 присваивается номера 7А, 7Б и т.д. или для ближайшей опоры участка ответвления с номером 1/2 присваиваются номера 1/2А, 1/2Б и т.д.**

При реконструкции магистральных и ответвительных участков с заменой опор существующей ВЛ (ВЛП) изменение номеров по всей ВЛ (ВЛП) или ответвлению решается в каждом случае отдельно: нумерация меняется полностью по ВЛ (ответвлению) или с добавлением к номерам букв русского алфавита.

При переносе точек нормального разрыва двух ВЛ (ВЛП) производятся:

– присвоение сформированному участку ВЛ (ВЛП) соответствующего диспетчерского номера;

– перенумерация опор на вновь сформированной ВЛ (ВЛП) на тех участках, где затраты на изменения будут наименьшими.

Если на вновь сформированной ВЛ (ВЛП) номера опор магистрали или ответвлений не повторяются, то изменение нумерации опор не производится и она остается прежней.

На первой и конечной опорах магистральной линии электропередачи, на первой опоре каждого ответвления от магистральной линии электропередачи, опорах в местах пересечения линий одинакового напряжения, опорах в местах пересечения с железными, шоссейными и грунтовыми дорогами 1–5-й категорий, а также на всех опорах участков трассы с параллельно идущими линиями указываются номер опоры, диспетчерский номер, направление ВЛ (ВЛП) или ее ответвления. На схему ВЛ (ВЛП) указанные в данном абзаце надписи наносить необязательно.

**Пример – № 2 ВЛ 525 с-з «Вишневка» и т.д.**

При паспортизации двухцепных участков ВЛ (ВЛП) сведения по инвентаризации общих элементов опор должны учитываться один раз.

Паспорт составляется на каждую ВЛ (ВЛП), отходящую от питающей подстанции 35 кВ и выше, а также РП (РТП).

### **8.3.2 Паспорт кабельной линии 10 (6) кВ**

На каждую КЛ электропередачи напряжением 10 (6) кВ должен быть заведен паспорт (форма 2, приложение В настоящего технического кодекса).

В разделах паспортной документации должны быть даны сведения:

- адресная часть, содержащая наименование ФЭС, РЭС, наименование КЛ, а также Ф.И.О. лиц, согласовавших паспорт и утвердивших его;
- о датах постройки и ввода в эксплуатацию;
- о наименованиях проектной и строительной организаций;
- о балансовой принадлежности КЛ 10 (6) кВ;
- инвентарный номер;
- о длине, сечении, марке кабеля и дате его прокладки;
- о муфтах, их назначении, месте и дате их установки;
- о грунтах на трассе, участках с ослабленными параметрами, способах защиты от коррозии и механических повреждений;
- об основных потребителях и месте установки средств расчетного учета электрической энергии (мощности);
- о пересечениях и сближениях с инженерными сооружениями и коммуникациями;
- схема-планшет КЛ, выполненная с привязкой к местности и объектам с указанием инженерных сооружений (ТП, КЛ и т.д.), пересечений

и сближений с другими инженерными сооружениями, марки и сечения кабеля на участках, установленных муфтах (их расположение и номера);

- схема КЛ электропередачи 10 (6) кВ;

- о сопротивлении заземляющих устройств, а также сведения по испытанию изоляции;

- о повреждениях и работах по ремонту;

- о воздушных участках и их элементах.

К паспорту прилагается первичная документация в соответствии с пп. 1.2, 2.9, 2.12, 2.13, 2.14, 3, 4, 5, 7, 8, 10, 11, 12 таблицы 2 настоящего технического кодекса.

Информация о работах, выполняемых в процессе текущей эксплуатации и не изменяющих состав оборудования и технические характеристики КЛ, в паспорт КЛ не вносится.

Условные обозначения опор воздушных участков КЛ электропередачи 10 (6) кВ, объектов распределительных электрических сетей, электрооборудования, объектов пересечения и др. следует принимать согласно приложению Г.

Марка, сечение и протяженность кабелей на схеме указываются в виде дроби, в числителе которой указывается марка, сечение и количество кабелей, в знаменателе – протяженность КЛ.

*Пример* – 
$$\frac{2 \cdot \text{ААБ } 3 \times 95}{2,5}$$

Воздушные участки КЛ 10 (6) кВ и их ответвления нумеруются строго по порядку от 1 и выше.

Опоры воздушных участков КЛ 10 (6) кВ нумеруются строго по порядку с указанием номера воздушного участка в числителе и номера опоры в знаменателе.

*Пример* – см. приложение В, форма 2, схема КЛ 10 кВ № 251 (1/1, 1/2, 1/3 и т.д.; 2/1, 2/2, 2/3 и т.д.)

### 8.3.3 Паспорт линий электропередачи напряжением 0,4 кВ

На все линии электропередачи (ВЛ, ВЛИ, КЛ) напряжением 0,4 кВ, отходящие от одной подстанции 10/0,4 кВ, должен быть заведен один паспорт (форма 5, приложение В настоящего технического кодекса).

Паспорт составляется аналогично паспорту КЛ напряжением 10 (6) кВ со следующими дополнениями:

- приводится ведомость замеров сопротивления петли фаза-нуль или тока однофазного короткого замыкания;

- приводятся данные измерений нагрузок и напряжений присоединений 0,4 кВ и уличного освещения;

- указываются данные измерений сопротивления изоляции изолированных проводов;

- приводится ведомость измерения однофазного тока короткого замыкания цепи фаза-нуль (минимального значения) на участках секционирования линий электропередачи;

- указываются данные по ремонту, замене опор, техническому обслуживанию;

- для ВЛ (ВЛИ) напряжением 0,4 кВ приводятся данные о проводах и светильниках уличного освещения;

- приводятся сведения о протяженности ВЛ с совместной подвеской и количеством ответвлений к вводам;

- указываются сведения по вводам с привязкой к абонентам.

Условные обозначения опор ВЛ (ВЛИ) напряжением 0,4 кВ, объектов распределительных электрических сетей, электрооборудования, объектов пересечения и др. следует принимать согласно приложению Г.

Марка, сечение, количество и протяженность проводов ВЛ (ВЛИ) напряжением 0,4 кВ на схеме указываются в соответствии с 8.3.1.

Марка, сечение, количество жил КЛ и протяженность КЛ напряжением 0,4 кВ на схеме указываются в соответствии с 8.3.2.

Нумерация опор ВЛ (ВЛИ) напряжением 0,4 кВ производится в соответствии с 8.3.2.

К паспорту прилагаются:

- схема ВЛ, выполненная с максимальной привязкой к застройке и с указанием пересечений, переходов, марки и сечения проводов на участках, всех опор, установленного оборудования (в том числе грозозащитного). На схеме выполняются отметки о внесенных изменениях и проверках (дата, должность, Ф.И.О.);

- первичная документация в соответствии с 1.3, 1.4, 2.4, 2.5, 2.7, 2.9, 2.10, 2.12, 2.13, 2.14, 4, 5, 7, 8, 9, 10 таблицы 2.

### **8.3.4 Паспорт трансформаторной подстанции напряжением 10 (6)/0,4 кВ и распределительного пункта напряжением 10 (6) кВ**

На каждую ТП напряжением 10 (6)/0,4 кВ и РП напряжением 10 (6) кВ должен быть заведен паспорт (форма 3, приложение В настоящего технического кодекса).

Паспорт ТП, РП является основным документом, отражающим как конструктивные и технические сведения, так и сведения по реконструкции, ремонту и эксплуатации ТП, РП.

В разделах паспортной документации должны быть даны следующие сведения:

- адресная часть, содержащая наименование ФЭС, РЭС, наименование и диспетчерский номер ТП, РП, а также Ф.И.О. лиц, согласовавших паспорт и утвердивших его;

- о типе РП, ТП;

- о наименовании завода-изготовителя для КТП, КТПП, ГКТП, МТП;

- о наименовании проектной и строительной организаций;

- о годе выпуска для КТП, КТПП, ГКТП, МТП;
- о балансовой принадлежности;
- инвентарный номер;
- о датах ввода в эксплуатацию и приемки на баланс;
- о сметной стоимости;
- о габаритных размерах для ЗТП;
- о материале строительной части для ЗТП;
- о количестве и типе вводов 6–10 кВ и 0,4 кВ;
- данные по ЛЭП 6–10 кВ;
- данные по ЛЭП 0,4 кВ;
- данные по силовым трансформаторам и оборудованию;
- о результатах измерений нагрузок и напряжений на всех присоединениях;
- о результатах испытаний сопротивления изоляции оборудования;
- о результатах замеров сопротивления петли фаза-ноль или тока однофазного короткого замыкания;
- электрическая схема соединений с указанием параметров установленного оборудования, аппаратуры, устройств защиты, автоматики, токов нагрузки отходящих линий электропередачи;
- план контура заземления с указанием размеров;
- схема расположения камер и панелей в ТП, РП;
- о фактически выполненных работах по ремонту и замене оборудования;
- о результатах технического обслуживания ТП, РП;
- данные по установленному оборудованию;
- данные по установленным средствам учета электрической энергии (мощности) с указанием отметок о включении/невключении их в систему АСКУЭ.

ТП, РП нумеруются строго по порядку от 1 и выше. В РЭС не должно быть ТП, РП с одинаковым номером. Присвоенный номер ТП, РП одновременно является и диспетчерским.

Условные обозначения электрооборудования, элементов ТП, РП и др. следует принимать согласно приложению Г.

К паспорту прилагаются:

- первичная документация в соответствии с 1.5, 2.2, 2.3, 2.5, 2.6, 2.8, 2.10, 3, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14 таблицы 2;
- паспорта на силовые трансформаторы, установленные в ТП в соответствии с формой 4 приложения В;
- однолинейная схема электрических соединений;
- схемы заполнения РУ 10 (6) кВ и РУ 0,4 кВ с указанием параметров установленного оборудования;
- схемы собственных нужд (внутреннего освещения, обогрева и др.);
- схемы релейной защиты, автоматики и учета электрической энергии;

- листок осмотра ТП;
- заводская документация (паспорта) на установленное оборудование (выключатели, измерительные ТТ, ТН, ОПН и др.).

На всех схемах выполняются отметки о внесенных изменениях и проверках (дата, должность, Ф.И.О.).

### **8.3.5 Паспорт силового трансформатора**

Паспорт силового трансформатора (форма 4, приложение В) является основным документом, отражающим технические данные силового трансформатора и сведения по его ремонту, испытаниям и измерениям.

Паспорта должны быть заведены также на трансформаторы, находящиеся в складском резерве.

К паспорту прилагается первичная документация по 2.6, 2.8, 2.10 таблицы 2.

В разделах паспортной документации должны быть даны следующие сведения:

- адресная часть, содержащая наименование ФЭС, РЭС, заводской номер силового трансформатора, номер ТП, РП, а также Ф.И.О. лиц, согласовавших паспорт и утвердивших его;

- о типе трансформатора;

- о наименовании завода-изготовителя;

- год изготовления;

- о мощности, напряжении, весе, схеме соединения обмоток, токе холостого хода, напряжении КЗ, потерях холостого хода, сопротивлении обмоток;

- о диспетчерском и инвентарном номере;

- о диапазоне и устройствах регулирования напряжения;

- о проведенных ремонтах и профилактических испытаниях;

- о перемещении силового трансформатора (замены в связи с ремонтом, необходимостью замены на трансформатор другой мощности и перестановки его на другую ПС, ТП и др.).

При сдаче силового трансформатора в капитальный ремонт, а также при его перемещении паспорт трансформатора передается с трансформатором.

### **8.3.6 Паспорт предохранителя-разъединителя 10 кВ выхлопного типа**

Паспорт предохранителя-разъединителя 10 кВ выхлопного типа (форма 6, приложение В) является основным документом, отражающим технические данные предохранителя-разъединителя и сведения по его ремонту, испытаниям и измерениям.

В разделах паспортной документации должны быть даны следующие сведения:

– адресная часть, содержащая наименование ФЭС, РЭС, заводской номер предохранителя-разъединителя, место установки, а также Ф.И.О. лиц, согласовавших паспорт и утвердивших его;

- о типе предохранителя-разъединителя;
- о наименовании завода-изготовителя;
- год изготовления;
- о количестве полюсов;
- о номинальном напряжении, рабочем напряжении, токе отключения, весе;
- о типе и токе плавкой вставки;
- о типе оперативной штанги;
- о диспетчерском и инвентарном номере;
- о ремонтах и профилактических испытаниях;
- о перемещении предохранителя-разъединителя (в связи с ремонтом и др.).

К паспорту прилагается первичная документация согласно 2.4, 2.6, 3, 5, 13, 14 таблицы 2.

### **8.3.7 Паспорт реклоузера**

Паспорт реклоузера (форма 7, приложение В) является основным документом, отражающим технические данные реклоузера и сведения по его ремонту, испытаниям и измерениям.

В разделах паспортной документации должны быть даны следующие сведения:

– адресная часть, содержащая наименование ФЭС, РЭС, заводской номер реклоузера, место установки, а также Ф.И.О. лиц, согласовавших паспорт и утвердивших его;

- о типе реклоузера;
- о наименовании завода-изготовителя;
- год изготовления;
- о номинальном напряжении, токе, частоте, токе отключения, токе термической стойкости;
- о механическом и коммутационном ресурсе;
- о собственном времени отключения коммутационного аппарата, времени работы РЗА;
- о массе и габаритах коммутационного модуля и шкафа управления;
- о диспетчерском и инвентарном номере;
- о ТТ и ТН;
- о системе питания и организации каналов связи;
- о средствах учета электрической энергии (мощности) и терминалах защит;
- о измерении переходного сопротивления контактов;
- об испытаниях повышенным напряжением и напряжением грозового импульса;

- о ремонтах и профилактических испытаниях;
- о перемещении реклоузера (в связи с ремонтом, необходимостью замены на реклоузер с другими характеристиками и перестановки его на другую ВЛ и др.).

К паспорту прилагается первичная документация согласно 2.2, 2.3, 2.6, 5, 8, 10, 11, 13, 14 таблицы 2.

### **8.3.8 Требования к схемам-планшетам для кабельных линий 0,4–10 кВ**

При создании схемы-планшета следует использовать электронные карты местности масштаба 1:500, а на сложных участках с большим количеством инженерных коммуникаций – масштаба 1:200 (ГОСТ 21.508, СНБ 1.02.01). При отсутствии электронной карты допускается применение других топографических основ в электронном виде, максимально приближенных к реальной местности.

Топографическая основа схемы-планшета может использоваться в виде как одного фрагмента на всю КЛ (участок КЛ), так и комплекта листов плана населенного пункта.

КЛ (участок КЛ) должны быть обозначены с максимально возможной точностью относительно их реального расположения. Размеры линейных привязок расположения геометрической оси кабеля относительно твердых контуров (здания, пикеты, сооружения и др.) должны указываться с точностью +1 см, а угловых привязок – с точностью +1°.

Длина участков кабеля по трассе указывается с точностью +1 см. При заходе подземных кабелей в здание указывается полная длина участка кабеля с учетом подъема на стены.

Место расположения муфт должно отмечаться тремя размерами, два из которых – расстояния от муфты до твердых контуров с обеих сторон муфты, а третий – расстояние от начала участка.

В обязательном порядке отмечаются места отклонения кабельной трассы от прямой линии. Начальные точки изгиба, а также точки максимального изгиба привязываются горизонтальными и вертикальными размерами от уровня земли или от уреза других инженерных сооружений, расположенных вблизи кабеля. При повороте указывается длина кабеля, уложенного по кривой.

В обязательном порядке обозначаются пересекаемые КЛ или близко расположенные к ним все подземные коммуникации (другие КЛ 0,4–10 кВ, газопроводы, водопроводы, тепловые и канализационные сети, линии связи и др.) независимо от их ведомственной принадлежности.

По всей длине КЛ должна обозначаться глубина ее прокладки в характерных точках (изменение глубины прокладки, пересечения или сближения с другими КЛ и коммуникациями и др.).

На схемах отмечаются места и указываются: узкие места, способы прокладки кабеля (в кабельном канале, трубе и др.), способы защиты кабелей в местах пересечений и другая необходимая информация.

КЛ 0,4–10 кВ, находящиеся на балансе сторонних организаций, обозначаются параллельно точечными линиями (см. приложение Г настоящего технического кодекса) в цветном исполнении в зависимости от номинального напряжения КЛ. По такой КЛ должны быть указаны длина в метрах, марка и сечение жил кабеля, год ввода в эксплуатацию, балансовая принадлежность.

Цвет отображения КЛ следует принимать: 0,4 кВ – зеленый; 6–10 кВ – фиолетовый.

## 9 Геоинформационные системы (ГИС)

**9.1** Для повышения эффективности решения технологических и производственно-технических задач РЭС, основанных на анализе пространственного положения электротехнического оборудования, необходима организация ГИС. Пользователями ГИС являются диспетчеры РЭС, персонал служб ФЭС, обладающий необходимыми правами доступа.

**9.2** ГИС может функционировать как самостоятельная система или быть составляющей программного комплекса, обеспечивающего ведение электронной паспортной документации. В случае функционирования ГИС как самостоятельной системы должно быть исключено дублирование информации в базах данных других используемых информационных систем.

**9.3** ГИС должна быть интегрирована с программными комплексами паспортизации и АСДУ. Рекомендуются при необходимости производить интеграцию ГИС с другими информационными комплексами, существующими в РЭС.

**9.4** ГИС должна обеспечивать решение следующих задач:

- формирование графической и атрибутивной баз данных (паспортные данные, режимные параметры);
- организация привязки атрибутивной информации к графической базе данных. Совместное отображение атрибутивной информации на графической основе должно удовлетворять требованиям, изложенным в 8.3;
- хранение с обобщенными графическими объектами детализированных схем, фотографий, видеоизображений энергообъектов;
- отображение места аварии с указанием расстояния от начала ЛЭП до точки аварии с отображением зоны разброса параметров с точностью до двух пролетов, в случае КЛ с точностью до 5 % от длины КЛ;
- формирование и использование в виде запросов обобщенной справочной информации об электрической сети в целом, в том числе информации о протяженности электрической сети, различных сечениях

и материалах провода, опорах, кабельных муфтах, колодцах и др. Печень и форма запросов должны гибко настраиваться в соответствии с требованиями пользователя;

- анализ пространственных данных, таких как общая протяженность электрических сетей и суммарная мощность силовых трансформаторов данного напряжения в пределах определенной территории: общее количество потребляемой электроэнергии (мощности) потребителями заданной категории в пределах определенной территории; площадь отчужденной земли под трассой; расстояние от ремонтно-производственной базы до энергообъекта по дороге; состояние дорог и местности для проезда к энергообъектам и др.;

- пространственный статистический анализ данных, в частности данных по загрузке электрических сетей на различных территориях; статистических данных об оплате электроэнергии различными группами потребителей в пределах определенной территории; данных по аварийности и дефектам электрических сетей и др.

**9.5** ГИС должна обладать следующими функциональными возможностями:

- интуитивно понятные методы представления информации, просмотр графической и атрибутивной баз данных с организацией запроса из атрибутивной базы данных к графической и наоборот;

- редактирование графической и атрибутивной баз данных;

- контекстный поиск требуемого фрагмента схемы и графического объекта по его наименованию;

- масштабирование отображения графических элементов и надписей на схемах;

- отображение и вывод графической информации по слоям, картам и схемам электрических сетей. Рекомендуется предусматривать отображение телеметрической информации, в том числе о текущем состоянии коммутационных аппаратов;

- выделение цветом объектов, обладающих заданными поиском свойствами;

- другие функции, обеспечивающие простоту обработки и представления данных.

**9.6** Источником атрибутивных данных для ГИС являются базы данных по электротехническому оборудованию, сформированные на основании паспортизации объектов распределительной электрической сети 0,4–10 кВ. Требования к паспортизации объектов приведены в разделе 8.

**9.7** Источником графической информации для ГИС должны являться электронные векторизованные карты в масштабе 1:10 000 для сельской местности и в масштабе 1:1000 или 1:500 для городской. Допускается применение более крупных масштабов на сложных участках с большим количеством инженерных коммуникаций.

**9.8** В качестве первичных источников для создания векторизованных карт могут являться:

- существующие картографические планшеты, карты на бумажных носителях;
- данные приемников спутниковых навигационных систем;
- геодезические данные (данные полевых измерений);
- материалы аэрофотосъемки;
- данные лазерного сканирования.

**9.9** Система ГИС должна поддерживать следующие способы ввода картографической информации:

- 1) ручной перенос следа трассы электрической сети с использованием векторного редактора;
- 2) автоматическая оцифровка с бумажных носителей:
  - непосредственный ввод векторных изображений (линий и точек) дигитайзером;
  - ввод графической информации сканером и с последующей векторизацией полученных растровых изображений;
  - ввод графической информации по оперативной съемке пространственных объектов с использованием переносных GPS/ГЛОНАСС-приемников;
- 3) интеграция файлов топографических основ, созданных с использованием графических редакторов (например, AutoCAD, NanoCAD и др.). Исходный файл должен иметь формат «dxf».

**9.10** Отображение данных в ГИС должно быть организовано слоями, каждый из которых представляет собой подмножество объектов предметной области, обладающих тематической общностью и единой для всех наборов слоев системой координат. Слои могут быть векторными или растровыми, при этом в текущем наборе слоев не допускается использовать более одного растрового слоя для исключения их перекрытия при наложении друг на друга.

**9.11** Вся вводимая картографическая информация в ГИС должна быть привязана к жесткой координатной основе, построенной на основании государственной геодезической сети и(или) локальных GPS/ГЛОНАСС-пунктов, а в перспективе – на основании государственной спутниковой геодезической сети.

**9.12** ГИС должна обеспечивать перевод из одной пространственной системы координат в другую. Набор пространственных систем координат для конвертации определяется составом используемого оборудования измерений пространственного положения в рассматриваемом районе электрических сетей.

**9.13** ГИС должна иметь необходимый инструментарий для проведения оперативной съемки пространственных объектов с использованием переносных GPS/ГЛОНАСС-приемников с субметровой точностью измерения координат с возможностью передачи данных в базу данных ГИС.

## **10. Показатели эффективности автоматизации распределительных электрических сетей**

### **10.1 Общие положения**

**10.1.1** Исследование показателей непрерывности электроснабжения является способом мониторинга состояния автоматизированных распределительных электрических сетей в совокупности и всех его составляющих частей на основании анализа и обработки информации, поступающей от составляющих компонентов автоматизированной системы. Данный мониторинг в полной мере позволяет выявить наиболее уязвимые участки распределительных электрических сетей и разработать соответствующие мероприятия по увеличению их надежности.

**10.1.2** Перерывы электроснабжения классифицируют по их продолжительности:

- кратковременные прерывания (до 5 мин.);
- длительные прерывания (более 5 мин.).

**10.1.3** Следует различать плановые и внеплановые перерывы электроснабжения потребителей:

– плановые перерывы – все перерывы электроснабжения (с длительностью более 5 мин.), о которых было заранее сообщено потребителям, минимум за 24 ч до отключения;

– внеплановые перерывы – все перерывы электроснабжения (длительностью более 5 мин.), о которых потребителям не было сообщено заранее за 24 ч до отключения;

– перерывы для оперативных переключений – перерывы, осуществляемые диспетчером распределительной электрической сети с целью подготовки производства запланированных работ, а также для работ по восстановлению нормальной схемы эксплуатации, и по длительности не превышающие 30 мин.

**10.1.4** К внеплановым перерывам электроснабжения относят:

– нарушение работоспособности электроустановок генерирующих предприятий;

– нарушение работоспособности электроустановок предприятий передающих электрических сетей;

– нарушение работоспособности предприятий распределительных электрических сетей;

– нарушение работоспособности электроустановок, принадлежащих потребителю;

– события, произошедшие по вине третьих лиц;

– ошибочные действия обслуживающего персонала генерирующих предприятий, предприятий передающих электрических сетей, предприятий распределительных электрических сетей;

– форс-мажорные обстоятельства;

- массовые отключения или повреждения объектов электросетевого хозяйства, вызванные неблагоприятными (стихийными) природными явлениями, экстремальными наружными температурами;

- отключения потребителей от электрической сети по причине неплаты;

- отключения потребителей по причине превышения установленного договорными отношениями лимита потребляемой мощности/электроэнергии.

**10.1.5** К плановым перерывам электроснабжения относят:

- производство работ по подключению установок новых конечных потребителей к электрическим сетям низкого напряжения;

- производство работ по подключению, отключению или повторному подключению установок конечных потребителей к электрическим сетям среднего напряжения;

- производство работ по текущему ремонту, профилактике и обслуживанию;

- капитальный ремонт распределительных электрических сетей.

**10.1.6** Исключительные события (Major Event) – перерывы в электроснабжении потребителей, которые произошли по причинам, не зависящим от электроснабжающей организации, не связанным с ненадлежащей эксплуатацией электрооборудования и игнорированием проведения плановых мероприятий по увеличению надежности электрической сети в рамках существующих технических возможностей современного оборудования (террористические акты, случаи вандализма, отказ системы, природные катаклизмы и др.).

## **10.2 Показатели непрерывности электроснабжения**

**10.2.1** Показатели непрерывности электроснабжения необходимо определять на основании паспортной документации распределительных электрических сетей 0,4–10 кВ и данных, полученных от АСДУ, АСКУЭ. При отсутствии указанных средств данные показатели допускается определять на основании обращений конечных потребителей. Длительность перерыва электроснабжения исчисляется с момента регистрации обращения до момента полного восстановления электроснабжения.

**10.2.2** Все показатели непрерывности электроснабжения потребителей должны иметь территориальную классификацию (города, поселки городского типа и сельские населенные пункты, в том числе агрогородки) в соответствии с ТКП 45-3.01-116.

**10.2.3** Все показатели непрерывности электроснабжения должны иметь классификацию по основным группам потребителей в соответствии с 3.20.

**10.2.4** Для определения значений потребляемой электроэнергии или средней мощности потребителя в период его отключения для расчета показателей непрерывности электроснабжения необходимо исполь-

зовать графики электрической нагрузки, составленные на основании данных измерений АСКУЭ за предыдущий характерный день или на основании данных прогнозирования на сутки вперед электрической нагрузки рассматриваемого интервала времени. При длительности перерыва электроснабжения менее 1 ч значение потребляемой мощности допускается определять на основании измерений перед перерывом.

**10.2.5** Количество недоотпущенной электроэнергии ENS (Energy Not Supply) в связи с длительными незапланированными нарушениями электроснабжения определяется выражением

$$ESN = \int_{t_n}^{t_k} P(t) \cdot t \text{ или } ESN = P_n \cdot (t_k - t_n),$$

где  $P(t)$  – график электрической нагрузки, определяемый в соответствии с 10.2.4;

$P_n$  – значение мощности, измеренной перед перерывом электроснабжения;

$t_n$  – время возникновения нарушения электроснабжения потребителя;

$t_k$  – время восстановления электроснабжения потребителя после перерыва.

**10.2.6** Индекс средней частоты отключений по системе SAIFI (System Average Interruption Frequency Index [21]) определяется отношением общего числа отключенных потребителей электроэнергии, потерявших питание от длительных внеплановых нарушений электроснабжения, к общему числу подключенных потребителей электроэнергии за рассматриваемый отчетный период времени:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{N_T} = \frac{CI}{N_T},$$

где  $n$  – общее количество длительных внеплановых нарушений электроснабжения за рассматриваемый отчетный период времени;

$N_i$  – количество потребителей, потерявших питание при  $i$ -ом нарушении электроснабжения (определяется на основании количества заключенных договоров между потребителями и электроснабжающим предприятием, а также сведений об их отключении при  $i$ -ом перерыве);

$CI = \sum_{i=1}^n N_i$  – суммарное количество потребителей электроэнергии, потерявших питание при длительных внеплановых перерывах за рассматриваемый отчетный период;

$N_T$  – количество потребителей, подключенных к рассматриваемому участку электрической сети.

Данный показатель должен быть определен в совокупности для всех уровней напряжения и по отдельности для электрических сетей 0,4 кВ и 10 (6) кВ.

**10.2.7** Индекс средней продолжительности отключений по системе SAIDI (System Average Interruption Duration Index [21]) определяется отношением общей продолжительности длительных внеплановых нарушений электроснабжения потребителей к общему числу подключенных потребителей за рассматриваемый отчетный период времени:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \cdot t_i}{N_T} = \frac{CMI}{N_T},$$

где  $t_i$  – продолжительность отключения потребителей при  $i$ -ом нарушении электроснабжения;

$CMI = \sum_{i=1}^n N_i \cdot t_i$  – общая продолжительность длительных внеплановых нарушений электроснабжения потребителей.

Данный показатель должен быть определен в совокупности для всех уровней напряжения и по отдельности для электрических сетей 0,4 кВ и 10 кВ.

**10.2.8** Индекс средней продолжительности отключения одного потребителя CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index [21]) определяется отношением общей продолжительности длительных внеплановых нарушений электроснабжения потребителей к количеству потребителей, отключенных хотя бы от одного такого нарушения за рассматриваемый отчетный период времени:

$$CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \cdot t_i}{\sum_{i=1}^n N_i} = \frac{CMI}{CI} = \frac{SAIDI}{SAIFI}.$$

**10.2.9** Индекс средней продолжительности отключений всех потребителей СТАИДИ (Customer Total Average Interruption Duration Index [21]) определяется отношением общей продолжительности длительных внеплановых нарушений электроснабжения потребителей к общему количеству различных потребителей, отключенных хотя бы от одного такого нарушения за рассматриваемый отчетный период времени:

$$СТАИДИ = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \cdot t_i}{CN} = \frac{CMI}{CI}.$$

где CN – число различных потребителей, отключенных хотя бы от одного нарушения электроснабжения (в данном случае конкретный потребитель учитывается только один раз, несмотря на количество его отключений в течение рассматриваемого отчетного периода).

**10.2.10** Индекс средней частоты отключений одного потребителя САИФИ (Customer Average Interruption Frequency Index [21]) определяется отношением общего числа отключенных потребителей электроэнергии, потерявших питание от длительных внеплановых нарушений электроснабжения, к общему количеству различных потребителей, отключен-

ных хотя бы от одного такого нарушения за рассматриваемый отчетный период времени:

$$CAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{CN} = \frac{CI}{CN}.$$

**10.2.11** Индекс средней доступности электроснабжения ASAI (Average Service Availability Index [21]) определяется отношением времени, в течение которого было доступно электроснабжение потребителям, ко времени, в течение которого был спрос на электроэнергию:

$$ASAI = \frac{N_T \cdot 8760 - \sum_{i=1}^n N_i \cdot t_i}{N_T \cdot 8760} \cdot 100\%.$$

**10.2.12** Для анализа динамики изменения показателей непрерывности электроснабжения потребителей ежегодно должно быть определено суммарное значение показателей SAIDI за каждый день (суммарный набор), за исключением дней, для которых данный показатель превышает параметр  $T_{MED}$  (дни с исключительными событиями в соответствии с 10.1.6). Параметр  $T_{MED}$  определяется путем экспоненциального сглаживания суммарного набора показателей SAIDI в период предшествующих пяти лет. Для исключенных событий должно быть проведено отдельное расследование с выявлением причины возникновения отключения.

Этапы определения параметра  $T_{MED}$ :

- сбор дневных значений показателей SAIDI за период последних пяти лет, заканчивая последним днем полного отчетного периода;
- определение параметра  $\alpha$  в соответствии с выражением

$$\alpha = \frac{\sum_{i=1}^n \ln(SAIDI)_i}{n},$$

где  $n$  – количество дней рассматриваемого промежутка времени (5 лет), за исключением дней, в которые значение показателя  $SAIDI_i$  (за  $i$ -ый день) равняется нулю (дни, в которых не было отключений);

- определение параметра  $\beta$  в соответствии с выражением

$$\beta = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \ln^2(SAIDI)_i}{n}};$$

- определение параметра  $T_{MED}$  в соответствии с выражением

$$T_{MED} = e^{\alpha + 2,5\beta};$$

– исключение из годового показателя SAIDI дней, в которые дневной показатель  $SAIDI_i$  превысил  $T_{MED}$ .

**10.2.13** Индекс средней частоты отключений нагрузки по системе ASIFI (Average System Interruption Frequency Index [21]) определяется от-

ношением суммы установленной мощности отключаемых потребителей в результате длительных внеплановых нарушений электроснабжения к сумме установленной мощности всех обслуживаемых потребителей за рассматриваемый отчетный период времени:

$$ASAFI = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{L_T};$$

где  $L_i$  – сумма установленной мощности потребителей, отключаемых в результате длительных внеплановых нарушений электроснабжения;

$L_T$  – сумма установленной мощности всех обслуживаемых потребителей.

Данный показатель преимущественно используется для электрических сетей с неравномерным распределением мощности потребителей. При равномерном распределении мощности показатель ASIFI будет по значению приближаться к показателю SAIFI.

**10.2.14** Индекс средней продолжительности отключений нагрузки ASIDI (Average System Interruption Duration [21]) определяется отношением недоотпуска электроэнергии в результате длительных внеплановых нарушений электроснабжения к сумме установленной мощности всех обслуживаемых потребителей в рассматриваемом отчетном периоде времени:

$$ASIDI = \frac{\sum_{i=1}^n L_i \cdot t_i}{L_T}.$$

**10.2.15** Индекс средней частоты кратковременных отключений MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index [21]) определяется отношением общего числа кратковременных внеплановых нарушений электроснабжения к общему числу подключенных потребителей электроэнергии за рассматриваемый отчетный период времени:

$$MAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n IM_i \cdot t_i}{N_T},$$

где  $IM_i$  – число кратковременных внеплановых нарушений электроснабжения. Под кратковременным нарушением следует понимать кратковременное отключение.

**2.10.16** Индекс средней частоты возникновения кратковременных отключений MAIFI<sub>E</sub> (Momentary Average Interruption Event Frequency [3]) определяется отношением общего числа событий кратковременных внеплановых нарушений электроснабжения. Под событием кратковременного нарушения электроснабжения следует понимать факт ликвидации повреждения с длительностью не более 5 мин. без учета количества произведенных циклов АГВ при этом:

$$\text{MAIFI}_E = \frac{\sum_{i=1}^n \text{IM}_{Ei} \cdot t_i}{N_T};$$

где  $\text{IM}_{Ei}$  – число событий кратковременного внепланового нарушения электроснабжения потребителей.

**10.2.17** Ежегодно должно быть определено общее количество длительных незапланированных нарушений электроснабжения потребителей в электрических сетях 10 (6) кВ на 100 км линий электропередачи. Данный показатель должен быть отдельно определен для воздушных и кабельных линий электропередачи.

## **11 Компоненты автоматизированной системы распределительных электрических сетей 0,4–10 кВ**

### **11.1 Диспетчерские пункты районов электрических сетей**

**11.1.1** Диспетчерские пункты должны быть оснащены следующими системами:

- автоматизированной системой диспетчерского управления (АСДУ), которая должна обеспечивать решение задач оперативно-диспетчерского управления распределением электрической энергии;
- автоматизированной системой планирования и управления ресурсами предприятия (АСУП), которая должна обеспечивать решение задач производственно-хозяйственной деятельности.

**11.1.2** В состав программно-технических средств АСДУ должны входить:

- подсистема диспетчерского управления и сбора данных (оперативно-информационный комплекс – ОИК), предназначенная для надежного получения данных о текущем режиме распределительной электрической сети, высокопроизводительной обработки поступающей информации и выдачи оперативному персоналу всех изменений режима, состояния оборудования и аварийно-предупредительной сигнализации в режиме реального времени;
- подсистема сервиса базы данных, предназначенная для обслуживания других подсистем АСДУ в части хранения и предоставления доступа к информации;
- подсистема сбора и передачи информации, включающая территориально распределенные системы телемеханики и системы контроля, защит и управления (СКЗУ);
- подсистема задач планирования и оперативного управления, предназначенная для решения задач прогнозирования, планирования, в том числе на «сутки вперед», подготовку управляющих воздействий, анализ прошедших режимов, моделирование объекта для подготовки персонала.

**11.1.3** На ДП РЭС должны быть организованы две физически разделенные локальные вычислительные сети (ЛВС): технологическая ЛВС и корпоративная ЛВС. Связь обеих ЛВС должна осуществляться через межсетевой экран и оборудование маршрутизации.

**11.1.4** На ДП РЭС должны быть организованы автоматизированные рабочие места (АРМ), входящие в систему АСДУ и работающие в рамках технологической ЛВС:

- АРМ диспетчера РЭС (основной/резервный);
- АРМ телемеханика;
- АРМ РЗА.

**11.1.5** В РЭС должны быть организованы АРМ, входящие в системы АСУП и работающие в рамках корпоративной сети предприятия:

- АРМ начальника РЭС;
- АРМ группы РЗА;
- АРМ мастера по ремонту;
- АРМ специалиста по режимам;
- АРМ группы по механизации и транспорту;
- АРМ заведующего складом;
- АРМ ПТО;
- АРМ специалистов по работе с бытовыми потребителями и др.

Допускается совмещение на одном АРМ нескольких функций.

**11.1.6** ДП РЭС должен быть оснащен средством коллективного отображения информации в виде мнемонического щита с информационным обменом с подсистемой ОИК. Мнемонический щит должен представлять собой жесткую несущую конструкцию секционного типа с мозаичной лицевой панелью и (при необходимости) с возможностью встраивания видеостены (на базе LCD-панелей или проекционных видеокубов) или выполненный в виде видеостены.

Диспетчерский щит должен иметь модульную структуру в части несущей конструкции и аппаратной части с возможностью их расширения (при необходимости). Размер поля мнемонического диспетчерского щита должен определяться количеством входящих в операционную зону обслуживания питающих подстанций, ЛЭП 10 (6) кВ, РП 10 (6) кВ, ТП 10 (6) кВ, КТП 10 (6) кВ.

Контроллеры ввода/вывода информации диспетчерского щита и контроллеры видеостены должны быть рассчитаны на круглосуточную работу и иметь возможность подключения к ЛВС.

На диспетчерском щите главная схема электрических соединений должна быть составлена в соответствии с унифицированной системой условно-графических обозначений (УГО) с нанесением диспетчерских наименований объектов. Около индикаторов телесигнализации необходимо предусматривать приспособления для крепления на них плакатов по технике безопасности.

Все элементы зрительной информации, размещаемые на диспетчерский щит, должны удовлетворять требованиям по эргономике и технической эстетике и соответствовать государственным стандартам системы «человек–машина».

Информация на щит должна выводиться по мере ее изменения с задержкой не более 2 сек.

Щит должен быть оборудован двумя видами звуковой сигнализации – предупредительной и аварийной.

Должна быть предусмотрена возможность контроля исправности элементов индикации телесигналов.

**11.1.7** Электроснабжение ДП РЭС должно осуществляться от двух внешних независимых взаимно резервирующих источников питания. При нарушении электроснабжения от одного из источников питания перерыв может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для функционирования основного технологического оборудования должна быть организована система гарантированного питания, включающая источник бесперебойного питания (ИБП) и автоматизированную дизель-генераторную установку. Мощность дизель-генераторной установки должна быть достаточной для питания всей расчетной нагрузки электроприемников, не допускающих перерыва в электропитании, и потребителей, допускающих кратковременные перерывы в электропитании. Емкость аккумуляторной батареи, входящей в состав ИБП, должна обеспечить работу подключенных к ней электроприемников в течение промежутка времени не менее 30 мин.

## **11.2 Распределительные пункты 10 (6) кВ**

**11.2.1** В РП 10 (6) кВ следует применять одиночную систему сборных шин, секционируемую выключателем.

В зависимости от передаваемой мощности питающую электрическую сеть напряжением 10 (6) кВ выполняют по одной из схем:

- питание РП по двум взаиморезервируемым линиям, подключенным к разным секциям с АВР на секционном выключателе (см. рисунок 5, а);
- питание РП по трем линиям, две из которых работают параллельно и подключаются к одной секции шин РУ 10 (6) кВ центра питания; резервирование отдельно работающей линии производится в РП с помощью АВР на секционном выключателе (см. рисунок 5, г).

**11.2.2** Для ячеек РУ 10 (6) кВ должна быть предусмотрена защита от дуговых замыканий с применением оптоволоконного кабеля с контролем его целостности, а отключение выключателей – с контролем тока.

**11.2.3** Для защиты шин РУ 10 (6) кВ должна быть предусмотрена логическая защита шин (ЛЗШ).

**11.2.4** На секционном выключателе должна быть выполнена блокировка АВР, предотвращающая включение выключателя на секцию, име-

ющую внутреннее повреждение (дуговая защита, ЛЗШ, работа защит вводов 10 (6) кВ, УРОВ).

**11.2.5** На всех отходящих присоединениях 10 (6) кВ от РП, воздушных или смешанных (кабельно-воздушных) линиях электропередачи 10 (6) кВ должно быть предусмотрено АПВ.

**11.2.6** На всех отходящих присоединениях 10 (6) кВ должны быть предусмотрены УПН или ОМП, входящие в состав релейной защиты.

**11.2.7** Питание собственных нужд РП 10 (6) кВ должно осуществляться от двух трансформаторов собственных нужд. Подключение трансформаторов собственных нужд выполняется через предохранители со стороны питания до вводного выключателя.

**11.2.8** Схемы собственных нужд РП должны быть оснащены устройствами АВР.

**11.2.9** Для организации цепей оперативного питания должна использоваться упрощенная система организации постоянного оперативного тока с применением аппаратов (шкафов) управления оперативным током с распределительным шкафом и шкафом аккумуляторной батареи необходимой емкости, срок службы которой должен быть не менее 15 лет. Допускается применение герметизированных аккумуляторных батарей с гелеобразным электролитом.

### **11.3 Линии электропередачи 10 кВ с пунктами секционирования и резервирования**

**11.3.1** При автоматизации распределительных электрических сетей необходимо рассматривать вопрос изменения схемы распределительной электрической сети с целью обеспечения наибольшей эффективности принимаемых решений по автоматизации. Основные подходы при построении оптимальной схемы распределительной электрической сети должны использоваться с учетом требований раздела 6 настоящего технического кодекса и других ТНПА.

**11.3.2** Выбор параметров, материалов и строительных конструкций линий электропередачи должен осуществляться с учетом требований ТКП 385 и других действующих ТНПА. При выборе следует использовать, как правило: для воздушных линий – провода, покрытые защитной изолирующей оболочкой; для кабельных линий – кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

**11.3.3** Трассы линий электропередачи 10 (6) кВ необходимо сближать с трассами автомобильных дорог и следовать параллельно им. Необходимо по возможности избегать прокладки линий электропередачи в труднодоступной местности, в лесных массивах и на заболоченной территории.

**11.3.4** Для повышения пропускной способности и обеспечения требуемого уровня качества электроэнергии распределительной электрической сети со значительной долей асинхронных двигателей (35 %

и выше), необходимо предусматривать устройства компенсации реактивной мощности (КРМ). Для целей КРМ должны применяться автоматизированные конденсаторные установки (АКУ), а в отдельных случаях, при резкопеременной нагрузке, – тиристорные конденсаторные установки. С целью обеспечения безопасной работы АКУ при необходимости следует предусматривать фильтрацию высших гармоник с применением дросселей и/или фильтров высших гармоник.

**11.3.5** Для повышения пропускной способности распределительной электрической сети и обеспечения требуемого уровня качества электроэнергии на магистральных линиях электропередачи на основании технико-экономического обоснования допускается устанавливать вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ). Регулирование напряжения ВДТ должно осуществляться в автоматическом режиме, диапазон регулирования напряжения должен составлять  $\pm 10\%$  или  $\pm 15\%$ . При изменении направления мощности ВДТ не должен изменять режим работы по отношению к направлению потока мощности.

**11.3.6** Пункты секционирования и/или резервирования рекомендуеться совмещать с РП 10 (6) кВ, ТП 10 (6) кВ. При технико-экономическом обосновании допускается применять реклоузеры.

**11.3.7** При установке реклоузеров должны быть реализованы следующие функции:

- обеспечение требуемого состава функций защиты и автоматики линий электропередачи, в соответствии с выбранным способом автоматических переключений в них при повреждениях согласно требованиям раздела 7 настоящего технического кодекса;

- обеспечение ведения журналов оперативных и аварийных событий с автоматической передачей на диспетчерский пункт информации о наступлении технологического нарушения в электрической сети;

- обеспечение возможности получения информации и управления с диспетчерского пункта, в том числе изменения групп уставок защит и ввода/вывода отдельных защит;

- обеспечение приема-передачи данных с возможностью интеграции в SCADA-систему посредством различных видов связи (GSM, радио, опто-волоконной);

- обеспечение возможности работы от собственного источника питания максимально продолжительное время, но не менее 24 ч.

**11.3.8** Места установки разъединителей со стационарными заземляющими ножами рекомендуется определять, исходя из удобства обслуживания участков линии электропередачи. В месте размещения реклоузера рекомендуется предусматривать разъединители со стационарными заземляющими ножами.

**11.3.9** При новом строительстве и реконструкции ВЛ 10 кВ должны быть применены разъединители 10 (6) кВ, не требующие ремонта в течение всего срока службы (не менее 25 лет).

**11.3.10** Устанавливаемые реклоузеры должны обеспечивать возможность работы без проведения внеочередных, текущих и средних ремонтов в течение всего срока службы (не менее 25 лет).

#### **11.4 Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ**

**11.4.1** Для ТП 10 (6) кВ по схеме «заход–выход», в которой организована точка нормального разрыва, должна быть предусмотрена установка в ячейках входящей и отходящей магистральных линий электропередачи 10 (6) кВ трансформаторов напряжения со стороны линий.

**11.4.2** Питание оборудования систем телемеханики, связи и АСКУЭ необходимо, как правило, обеспечивать через источник бесперебойного питания (ИБП) с аккумуляторными батареями. ИБП должен обеспечивать непрерывность электроснабжения в течение не менее двух часов. Время непрерывной работы ИБП может быть сокращено для ТП, не участвующих в образовании магистральных линий электропередачи, при отсутствии потребителей 1-й категории по надежности электроснабжения; время непрерывной работы от ИБП в данном случае должно быть не менее 30 мин.

**11.4.3** Мощность аккумуляторной батареи ИБП должна быть выбрана с учетом номинальной и толчковой нагрузки. Толчковая нагрузка определяется, исходя из условий питания от АКБ: включения/отключения коммутационных аппаратов, для осуществления управляющих команд, достаточных для локализации повреждения и постановки ТП 10/0,4 кВ обратно под напряжение при наличии такой возможности.

**11.4.4** Питание оперативных цепей устройств РЗА должно быть организовано от токовых цепей с использованием переменного тока через блоки питания, которые могут быть выполнены в виде отдельного устройства или быть составляющими микропроцессорного терминала защиты.

**11.4.5** Выбор дистанционно управляемых коммутационных аппаратов и необходимых устройств РЗА или УПН должен осуществляться в соответствии с выбранным способом автоматического управления при аварийных отключениях согласно требованиям раздела 7.

**11.4.6** В ТП 10 (6) кВ, подлежащих автоматизации, должны применяться к установке коммутационные аппараты с моторно-пружинными приводами, имеющими возможность ручного взвода пружин, или коммутационные аппараты с электромагнитным приводом при наличии возможности их включения от посторонних источников питания.

**11.4.7** Для двухтрансформаторных ТП 10 (6) кВ с подключенными потребителями 2-й и 3-й категорий на основании технико-экономического обоснования должны применяться к установке устройства, контролируемые нагрузочные режимы силовых трансформаторов, включая при необходимости трансформатор, выведенный в резерв с целью снижения потерь электроэнергии на его холостом ходу.

### **11.5 Распределительные устройства потребителей 0,4 кВ ЗТП, КТП, вводные распределительные устройства электроприемников, линии 0,4 кВ**

**11.5.1** Для защиты отходящих элементов электрических сетей напряжением 0,4 кВ от ЗТП, КТП, МТП и др. должны применяться автоматические выключатели или закрытые плавкие предохранители (рубильники с предохранителями). Применяемые аппараты защиты должны выбираться с учетом обеспечения их селективного срабатывания.

**11.5.2** Применяемые для защиты секций РУ 0,4 кВ автоматические выключатели (вводной и секционный) для ЗТП, КТП рекомендуется предусматривать с возможностью дистанционного управления.

**11.5.3** На шинах 0,4 кВ двухтрансформаторных ЗТП, КТП при наличии отходящих линий электропередачи 0,4 кВ, питающих потребителей 1-й категории, должно быть предусмотрено устройство АВР.

**11.5.4** Основным принципом построения распределительных электрических сетей 0,4 кВ для электроснабжения электроприемников 1-й категории является двухлучевая схема с двухсторонним питанием от двух независимых источников питания. На вводном распределительном устройстве (ВРУ) электроприемников должно быть предусмотрено устройство АВР.

**11.5.5** Основным принципом построения распределительных электрических сетей 0,4 кВ для электроснабжения электроприемников 2-й категории является петлевая схема. При этом линии электропередачи 0,4 кВ могут присоединяться к одной или разным ТП, ЗТП.

**11.5.6** Для питания электроприемников 0,4 кВ 2-й категории допускается применять автоматизированные схемы (двухлучевые и др.), если их применение экономически обоснованно.

**11.5.7** Электроснабжение электроприемников 0,4 кВ 3-й категории, как правило, должно выполняться по радиальной схеме.

**11.5.8** При ненадлежащих уровнях напряжения в линиях электропередачи 0,4 кВ и в точках подключения потребителей должны быть предусмотрены автоматические вольторегулирующие устройства. При наличии в нагрузке значительной доли реактивной составляющей следует применять автоматические вольторегулирующие устройства совместно с АКУ.

## **12 Требования к средствам автоматизации**

### **12.1 Требования к средствам измерения**

**12.1.1** Все применяемые типы средств измерений должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений Республики Беларусь.

**12.1.2** Требования к измерительным трансформаторам тока:

1) измерительные трансформаторы тока должны быть установлены в каждой фазе (А, В, С). В случае выполнения локальной автоматизации объекта, если выполнение требования по установке ТТ в трех фазах повлечет за собой реконструкцию в части замены существующих ячеек РУ, допускается установка ТТ в двух фазах (А, С);

2) количество вторичных обмоток должно быть выбрано с учетом обеспечения отдельного подключения к ним средств РЗА, средств АСКУЭ и систем измерений;

3) класс точности вторичной обмотки ТТ должен быть:

– для расчетного учета – не ниже 0,5s;

– для систем измерений и технического учета – 1,0, для встроенных ТТ – ниже 1,0;

4) вторичная нагрузка подключенных приборов не должна превышать номинальные значения; для обмотки учета при подключенной нагрузке ниже нижнего предела вторичной нагрузки ТТ необходима установка догрузочных резисторов;

5) коэффициент безопасности вторичных обмоток измерений ТТ должен быть меньше коэффициента безопасности подключаемых к ней измерительных приборов; для снижения значения коэффициента безопасности вторичной обмотки ТТ рекомендуется применять ТТ с сердечниками из нанокристаллического аморфного или комбинированных сплавов и/или с использованием других современных технических решений в части конструкции ТТ;

6) кратность по току при выборе защит должна быть рассчитана из условий предотвращения излишних срабатываний защиты при КЗ вне защищаемой зоны срабатывания, при которой допустимая полная погрешность не превышает 5 (10) % (для обмоток класса точности 5Р и 10Р соответственно) при расчетном токе в зависимости от типа защиты, а также по условиям предотвращения отказов защиты при КЗ в начале защищаемой зоны от искаженной формы кривой тока и увеличенной угловой погрешности;

7) номинальное значение первичного тока должно соответствовать максимальному рабочему значению тока через присоединение; допускается применение трансформатора с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке ТТ учета будет составлять не менее 40 % номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке – не менее 5 %; для удовлетворения данных требований допускается предусматривать отпайку для обмотки учета с пониженным коэффициентом трансформации;

8) в качестве альтернативы традиционным измерительным ТТ, в том числе встраиваемым, допускается применять измерительные ТТ на основе оптико-электронных преобразователей при условии выполнения

требований 12.1.1 настоящего технического кодекса, имеющие возможность интеграции с системами РЗА, измерений и АСКУЭ.

**12.1.3** Требования к измерительным трансформаторам напряжения:

1) необходимо применять антирезонансные электромагнитные трансформаторы напряжения;

2) необходимо применять трансформаторы напряжения, обеспечивающие требуемые выходные параметры для цепей учета без выделения отдельной вторичной обмотки;

3) класс точности вторичных обмоток ТН должен быть не ниже 0,5 для организации расчетного учета; класс точности обмоток ТН для организации технического учета и измерений может быть ниже 1,0;

4) в качестве альтернативы традиционным измерительным ТН, в том числе встраиваемым, допускается применять измерительные ТН на основе оптико-электронных преобразователей при условии выполнения требований 12.1.1, настоящего технического кодекса, имеющие возможность интеграции с системами РЗА, измерений и АСКУЭ.

**12.1.4** Требования к многофункциональным измерительным преобразователям:

1) класс точности должен быть не ниже 0,5;

2) преобразователи должны иметь цифровой интерфейс RS-232/485 или Ethernet для интеграции с системой телемеханизации;

3) допускается применение цифровых преобразователей с аналоговым выходом 4–20 мА для организации телемеханизации реклоузеров.

**12.1.5** Требования к устройствам контроля параметров качества электрической энергии в соответствии с ГОСТ 32144:

1) УК ПКЭ должны соответствовать ГОСТ 32145;

2) УК ПКЭ должны иметь цифровой интерфейс RS-232/485 или Ethernet для интеграции с системой телемеханики.

## **12.2 Требования к системам сбора и хранения данных**

**12.2.1** Вся информация, поступающая в систему от источников и от действий диспетчерского персонала, должна сохраняться в базе данных. Скорость сохранения данных – не менее 1000 сигналов в секунду.

**12.2.2** Полный цикл обработки информации от поступления информации в SCADA до архивирования и предоставления информации пользователям – не более 1 сек.

**12.2.3** Архитектура системы сбора и хранения данных должна быть основана на максимально простой конфигурации программного обеспечения, масштабируема и функционально расширяема. В зависимости от потребностей задач и требований к корпоративной инфраструктуре может предусматриваться выделение подсистем ввода данных, сбора данных, хранения и анализа, что позволяет строить архитектуры в соответствии с поставленными задачами.

**12.2.4** Системы сбора и хранения данных должны обеспечивать:

- сбор, хранение и рассылку информации участникам системы;
- регламентацию моментов сбора и передачи информации в системе;
- унификацию процесса сбора информации;
- сокращение доли ручного ввода информации;
- рациональное размещение хранимой информации в системе;
- высокую доступность к информации;
- оптимизацию объема и сокращение дублирования информации

в системе;

- унификацию представления данных;
- организацию, описание и ведение базы данных;
- возможность поиска информации по запросам участников системы;
- выдачу справок и отчетов;
- ввод изменений и актуализацию информационной базы;
- идентификацию входных и выходных документов;
- фиксирование в журнале событий ввода исходных данных;
- сохранность и защиту входной, выходной и хранимой информации.

**12.2.5** Длительность хранения данных с цикличным обновлением для оперативного доступа должна составлять не менее 1 года, устаревшие данные должны переноситься в архив. Продолжительность хранения информации в архивах должна быть не менее 3 лет.

Должна быть предусмотрена возможность резервного копирования и восстановления текущих данных.

**12.2.6** Информационная безопасность должна обеспечиваться средствами операционной системы, баз данных, сетевых экранов и антивирусных программ.

**12.2.7** Системы сбора и хранения данных должны создаваться на основе серверных комплексов, систем хранения и резервного копирования/восстановления информации, промышленного сетевого оборудования.

### **12.3 Телемеханика**

**12.3.1** Система телемеханики является территориально распределенной, входящей в состав АСДУ, и должна представлять собой иерархическую структуру, включающую:

– нижний уровень – датчики дискретных сигналов, измерительные преобразователи и исполняющие механизмы (привод РПН, выходные реле, контакторы и др.);

– средний уровень (далее – контролируемый пункт, или КП) – программируемые микропроцессорные контроллеры, осуществляющие сбор и предварительную обработку первичной информации в реальном масштабе времени, а также управление оборудованием;

– оборудование и каналы связи;

– верхний уровень (далее – пункты управления, или ПУ) – сервера телемеханики и баз данных, выполняющих обработку информации в реальном масштабе времени и формирование баз данных, а также сеть АРМ, обеспечивающих отображение информации и управление системой.

**12.3.2** Основными требованиями к построению системы телемеханики являются:

- модульное построение технических и программных средств, прикладного и технологического программного обеспечения;
- открытость архитектуры комплекса технических средств и программного обеспечения;
- выполнение функций контроля и управления сетевым объектом.

**12.3.3** Сбор информации с объектов управления электрическими сетями 0,4–10 кВ должен быть предусмотрен в следующем объеме:

- телесигнализация положения основного коммутационного оборудования 10 (6) кВ (выключатели нагрузки, вакуумные/элегазовые выключатели, разъединители, заземляющие ножи);
- аварийно-предупредительная сигнализация;
- телесигнализация срабатывания систем пожарной и охранной сигнализации;
- телесигнализация срабатывания УПН, положения ключа управления в цепях дистанционно управляемых объектов, наличие/отсутствие напряжения на секциях 0,4 кВ;
- телеизмерение токов, а по возможности активной и реактивной мощности линий электропередачи 10 (6) кВ;
- телеизмерение токов, активной и реактивной мощности, напряжения блок-станций;
- телеизмерение напряжений на шинах 10 (6) кВ (при возможности) и 0,4 кВ;
- телеуправление вакуумными/элегазовыми выключателями, выключателями нагрузки 10 (6) кВ.

**12.3.4** Сбор информации с объектов управления электрическими сетями 0,4–10 кВ при необходимости может быть дополнен следующими сигналами:

- телесигнализация положения выкатного элемента основного коммутационного оборудования 10 (6) кВ при его наличии;
- телесигнализация положения вводных и секционных коммутационных аппаратов на стороне 0,4 кВ;
- телесигнализация положения коммутационных аппаратов отходящих линий электропередачи 0,4 кВ;
- телеизмерение токов, а по возможности активной и реактивной мощности присоединений понижающих трансформаторов 10 (6)/0,4 кВ на стороне 10 (6) кВ;
- телеуправление вводными и секционными коммутационными аппаратами на стороне 0,4 кВ;

– телеуправление коммутационными аппаратами отходящих линий электропередачи 0,4 кВ;

– телеуправление блок-станциями.

**12.3.5** Телеуправление коммутационными аппаратами должно быть обеспечено в нормальном и аварийном (в том числе при полном обеспечивании ТП, РП, КТП и др.) режимах.

**12.3.6** В качестве датчиков дискретных сигналов должны использоваться «сухие» контакты устройств РЗА, блок-контакты коммутационного оборудования, ключи управления, выходные контакты систем охранной и пожарной сигнализации. Для съема одного дискретного сигнала необходимо использовать два контакта (нормально открытый и нормально закрытый). Допускается использовать один контакт при отсутствии технической возможности организации второго контакта для существующего оборудования, не предусматриваемого к замене в рамках реализуемого проекта.

**12.3.7** Для съема дискретных сигналов и выдачи команд телеуправления допускается использовать микропроцессорные терминалы защит с организацией цифрового обмена данных со средним уровнем системы телемеханики на базе интерфейсов RS-232/485 или с использованием протоколов передачи данных МЭК 61850, технологий Ethernet.

**12.3.8** На каждом объекте автоматизации КП должен быть представлен контроллером, при необходимости с несколькими выносными модулями, которые взаимодействуют с датчиками и исполнительными устройствами.

**12.3.9** Оборудование КП на объекте автоматизации должно выполнять следующие функции:

– прием и первичную обработку информации от датчиков и преобразователей с привязкой их к меткам реального времени с погрешностью не более 100 мс;

– дешифрацию и выдачу управляющих (блокирующих) команд, формируемых на верхнем уровне;

– информационное взаимодействие с составными частями системы;

– автодиагностику, обеспечивающую постоянный контроль работоспособности составных частей системы и линий связи с соответствующей светодиодной индикацией;

– осуществление аппаратного перезапуска от сторожевого таймера при сбоях и зависаниях управляющих программ.

**12.3.10** Требования к входным/выходным модулям КП:

1) входные модули КП должны быть рассчитаны на подключение следующих аналоговых сигналов:

– унифицированные токовые сигналы постоянного тока 0–5 мА, 4–20 мА (с диагностикой обрыва);

– унифицированные сигналы постоянного напряжения 0–5 В, 0–10 В, +/-10 В;

- сигналы с термоэлектрических преобразователей и термометров сопротивления при необходимости;
- сигналы по цифровому интерфейсу.

Как правило, съем сигналов телеизмерения должен быть осуществлен с использованием цифрового интерфейса. В исключительных случаях при отсутствии технической возможности допускается обеспечивать съем сигналов телеизмерения с помощью унифицированных аналоговых сигналов;

2) в модулях ввода аналоговых сигналов КП должна быть обеспечена фильтрация (подавление) электромагнитных помех общего и нормального вида в соответствии с требованиями к общепромышленным средствам обработки информации, а также устойчивость к помехам импульсного типа амплитудой до 1,5 кВ (передний фронт длительностью 1,2 мкс, задний фронт – плавный спад до 0,75 кВ за 50 мкс);

3) входные модули для приема токовых аналоговых сигналов должны обеспечивать фильтрацию помех поперечного вида с уровнем 20 мВ;

4) модули ввода телесигнализации должны обеспечивать ввод сигналов от датчиков типа «сухой» контакт. Каждый канал телесигнала должен работать параллельно, независимо друг от друга. Питание цепей ТС обеспечивается напряжением постоянного тока уровнями 24 В, 48 В, 110 В, 230 В (предпочтение следует отдавать напряжению более высокого потенциала). Определение состояния телесигналов должно происходить с защитой от «дребезга» контактов;

5) каждый аналоговый и дискретный вход КП должен быть гальванически изолирован от всех других цепей КП. Гальваническая развязка должна выдерживать синусоидальное напряжение с амплитудой до 100 В и импульсное напряжение длительностью до 50 мкс с амплитудой до 1500 В;

6) модули выдачи сигналов телеуправления должны предусматривать устройства нормализации с цепями управления уровнем напряжения 230 В в точке сопряжения с контроллером телемеханики;

7) для вывода из работы цепей выдачи команд телеуправления и цепей формирования телесигнализации предусматриваются специальные ключи или отключающие устройства;

8) максимальное значение напряжения помехи общего вида частотой 50 Гц между измерительной цепью и заземлением устройства контроллера телемеханики может достигать 230 В.

**12.3.11** Должны быть обеспечены следующие требования к обработке информации контроллером телемеханики уровня КП:

1) для любого сигнала телеизмерения (независимо друг от друга) должна быть обеспечена настройка масштабирования информации и задания граничных значений (предупредительных и аварийных уставок). При выходе значения за ту или иную уставку должен быть автоматически сформирован соответствующий сигнал;

2) признак изменения параметра сигнала телеизмерения должен задаваться соответствующей уставкой. В случае если абсолютное значение разности между текущей величиной телеизмерения и его предыдущим переданным значением на верхний уровень больше или равно значению уставки, то результат телеизмерения считать изменившимся;

3) контроллер телемеханики должен позволять индивидуально для каждого сигнала телеизмерения задавать значение уставок, в том числе удаленно по протоколу МЭК 60870-5-101 (104);

4) определение состояний телесигналов должно происходить с защитой от дребезга, с задержкой не более 100 мсек. Достоверными следует считать телесигналы, не изменяющиеся более 20 мсек. При наличии двух контактов (нормально открытый и нормально закрытый) одного сигнала необходимо программно обеспечивать контроль его достоверности;

5) КП должен обеспечивать периодический опрос с настраиваемым пользователем периодом, а также передачу телеинформации по запросу.

**12.3.12** Информационный обмен между компонентами нижнего и среднего уровня системы необходимо обеспечивать на основе интерфейсов RS-232/485, Ethernet. В качестве физической среды передачи данных на дальние расстояния или через места повышенного уровня электромагнитных помех следует использовать волоконно-оптические каналы, в остальных случаях допускается использовать медные кабели связи.

**12.3.13** Передача телеметрической информации между компонентами среднего и верхнего уровней должна выполняться по протоколу МЭК 60870-5-101 (104). Допускается использование других открытых протоколов с возможностью спорадической передачи данных при соответствующем технико-экономическом обосновании.

Для реклоузеров (при отсутствии необходимости организации автоматических переключений), в распределительной электрической сети 0,4–10 кВ при аварийных отключениях в ней или при реализации децентрализованного подхода управления автоматическими переключениями допускается передача телеметрической информации по протоколу MODBUS RTU.

Время передачи транслируемой телеметрической информации не должно превышать 1 сек. с момента ее поступления в систему. В случае применения систем связи без гарантированной доставки информационных пакетов (например, GPRS) необходимо предусматривать контроль подтверждения доставки информации. Время передачи информации в этом случае не нормируется.

**12.3.14** Все контроллеры телемеханики должны иметь автономные часы. Вся собираемая информация должна иметь привязку к локальному времени ее получения на контроллере телемеханики с погрешностью не более 100 мсек.

Автономные часы контроллера телемеханики должны быть синхронизированы с единым временем с точностью, определяемой дисперсией передачи пакетов между источником и приемником времени, но не хуже 200 мсек. При отсутствии доступа к внешним источникам времени автономными часами должна поддерживаться требуемая точность часов всех компонентов системы телемеханики в течение не менее 10 суток.

В качестве источника точного времени допускаются к использованию:

- приемник GPS/ГЛОНАСС, подключенный на верхнем уровне ПУ;
- приемник GPS/ГЛОНАСС, подключенный к одному или нескольким контроллерам телемеханики;
- серверы времени в технологической сети;
- службы времени радиовещания.

#### **12.4 Программное обеспечение для автоматизации распределительных электрических сетей**

**12.4.1** Программное обеспечение для автоматизации распределительных электрических сетей должно быть построено на модульном принципе с применением компонентов, использующих унифицированные стандартизированные протоколы.

**12.4.2** Для обеспечения автоматизации распределительных электрических сетей программное обеспечение должно состоять из следующих подсистем (см. рисунок 6):

- подсистема диспетчерского управления и сбора данных (Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA);
- подсистема управления распределительной электрической сетью (Distribution Management System, DMS);
- подсистема управления отключениями (Outage Management System, OMS);
- подсистема геоинформационной системы (Geographical Information System, GIS);
- подсистема планирования ресурсов предприятия (Enterprise Resource Planning, ERP).

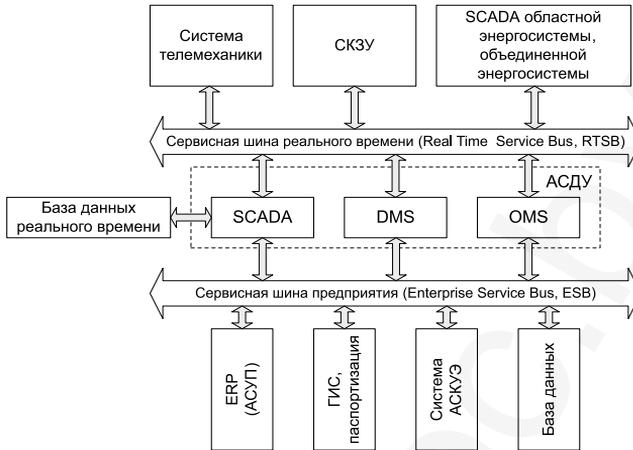


Рисунок 6 – Архитектура построения программного обеспечения

**12.4.3** Подсистема диспетчерского управления и сбора данных (SCADA) должна обеспечивать выполнение следующих задач:

- 1) прием информации о контролируемых технологических параметрах от контроллеров нижнего уровня и датчиков в режиме реального времени (на базе использования стандартных интерфейсов, в частности с применением технологии OPC);
- 2) работа в едином времени;
- 3) вторичная обработка принятой информации: масштабирование принятых величин (при необходимости), вычисление производных характеристик, верификация принятой информации;
- 4) обеспечение возможности производства операций дистанционно-го управления и регулирования объектами автоматизации как по команде диспетчера, так и по командам, выработанным специализированными программами (от подсистемы OMS, DMS);
- 5) поддержка функций, обеспечивающих безопасное проведение ремонтно-восстановительных работ;
- 6) архивирование на указанную глубину и с заданной цикличностью набора оперативной информации, журналов аварийных событий, действий диспетчеров на указанную глубину и с заданной цикличностью;
- 7) динамическая раскраска отображения групп электрической сети;
- 8) графическое представление хода технологического процесса, а также принятой архивной информации в удобном для восприятия виде;
- 9) управление диспетчерским щитом;

10) оповещение обслуживающего персонала об обнаруженных аварийных событиях, связанных с контролируемым технологическим процессом, и состоянии программно-аппаратных средств;

11) формирование набора отчетных документов на основе архивной информации;

12) обмен информацией с автоматизированной системой управления уровня областной энергосистемы, объединенной энергосистемы;

13) непосредственное автоматическое управление технологическим процессом в соответствии с заданными алгоритмами;

14) обеспечение информацией АРМ, входящих в состав АСДУ в соответствии с 11.1.4.

**12.4.4** Подсистема управления распределительной электрической сетью (DMS) должна обеспечивать выполнение следующих задач:

1) прогнозирование графиков электрической нагрузки: долгосрочное (на несколько лет, один год, квартал), краткосрочное (на неделю, на сутки);

2) расчет установившихся режимов распределительных электрических сетей на основе ее динамической модели с учетом прогнозируемых и фактических значений электрических нагрузок, формирование оптимальных режимов работы электрической сети и выдача управляющих воздействий через подсистему SCADA или формирование предложений диспетчеру по оптимизации режима работы электрической сети (в подсистеме должен быть обеспечен выбор режима ее функционирования – автоматический или автоматизированный);

3) на основе расчетов установившихся режимов распределительных электрических сетей обеспечить:

– обработку и верификацию контрольных замеров, осуществляемых подсистемами SCADA, АСКУЭ;

– оптимизацию законов регулирования напряжения в центрах питания, выбор ответвлений силовых трансформаторов, оптимизацию режимов работы конденсаторных батарей, накопителей энергии;

– расчет оптимальных точек нормального токораздела электрических сетей по критерию минимума потерь электроэнергии (мощности);

– анализ загрузки силовых трансформаторов и выбор экономичного режима их работы (при наличии на ТП, КТП двух трансформаторов);

– разработку и корректировку нормальной и ремонтной схем распределительных электрических сетей;

– оценку режимных последствий ввода в работу новых объектов и подключение их к различным точкам существующей распределительной электрической сети;

4) расчет токов короткого замыкания в распределительной электрической сети;

5) расчет уставок РЗА, выбор плавких вставок в электрической сети 10 (6) кВ, 0,4 кВ, выбор защитных характеристик автоматических выключателей 0,4 кВ;

б) организацию симулятора для подготовки диспетчеров, тренировок по работе в экстренных ситуациях, не препятствующую работе основных подсистем DMS, SCADA, OMS.

**12.4.5** Подсистема управления отключениями должна обеспечивать выполнение следующих задач:

- 1) ведение электронных типовых бланков переключений;
- 2) управление плановыми/внеплановыми отключениями на основании электронных бланков переключений;
- 3) определение места повреждения на основании данных от устройств ОМП, УПН, положений коммутационных аппаратов, данных от подсистемы АСКУЭ с указанием их пространственного положения с использованием подсистемы GIS;
- 4) формирование и контроль последовательности выполнения команд телеуправления при организации централизованного управления автоматическими переключениями в распределительных электрических сетях для локализации места повреждения и выбора оптимального варианта восстановления электроснабжения неповрежденных участков электрической сети по заданному набору критериев (обеспечение требуемого уровня напряжения, снижение потерь мощности);
- 5) определение и анализ показателей непрерывности электроснабжения (согласно разделу 10);
- 6) управление оперативно-выездной бригадой при плановых/внеплановых/аварийных переключениях посредством использования переносных АРМ с архивированием каждого переключения и автоматического отражения его в подсистемах SCADA, DMS;
- 7) оповещение потребителей о плановых/внеплановых/аварийных отключениях посредством автоматических рассылок SMS-сообщений и/или использования телефонного автоинформатора.

**12.4.6** Подсистема планирования ресурсов предприятия должна обеспечивать выполнение следующих задач:

- 1) учет и анализ технического состояния оборудования с формированием планов-графиков профилактических испытаний. Анализ состояния оборудования должен производиться на основании обработки данных, полученных как непосредственно с установленных датчиков оборудования (например, газоанализатор в баке масляного трансформатора), так и по косвенным параметрам электрической сети (например, коммутационный ресурс выключателя по количеству циклов отключений и значениям коммутируемого тока в них, перегрузочная способность трансформатора по фактическим нагрузкам в течение эксплуатации);
- 2) формирование планов-графиков капитальных ремонтов и технического обслуживания;
- 3) ведение электронных протоколов испытаний и измерений, листов осмотра, журналов дефектов, отчетов бригад, актов приемки выполненных работ, актов на списание оборудования и материалов;

- 4) управление персоналом предприятия РЭС;
- 5) управление ресурсами предприятия РЭС за счет интеграции информационного пространства базы данных паспортизации оборудования с базой данных автоматизированного бухгалтерского учета.

**12.4.7** Для решения перечисленных задач необходимо исходить из принципа минимизации числа используемых приложений. При выборе решения для автоматизации каждого нового процесса в первую очередь должна рассматриваться возможность автоматизации в рамках существующих приложений.

**12.4.8** Программное обеспечение должно удовлетворять следующим требованиям:

- предоставлять пользователям удобный и единообразный графический интерфейс ко всем реализованным функциям;
- тексты и термины интерфейсов должны быть максимально приближены к предметной области;
- предоставлять полную и развернутую документацию для пользователей разных уровней с наличием интерактивных обучающих средств и материалов для облегчения освоения системы.

**12.4.9** Все применяемое программное обеспечение (ПО) должно соответствовать современному мировому уровню, системное ПО должно быть лицензионным, прикладное ПО должно быть сертифицировано.

## **12.5 Автоматизированная система контроля и учета энергии (АСКУЭ)**

**12.5.1** Организация учета электроэнергии должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, настоящего технического кодекса, а также других ТНПА в части, которая не противоречит настоящему техническому кодексу.

**12.5.2** АСКУЭ должна представлять собой территориально распределенную систему, состоящую из следующих уровней:

- нижний уровень – измерительные трансформаторы тока и напряжения, их вторичные измерительные цепи, электронные счетчики электроэнергии (СЭ), образующие в совокупности цифровой измерительный комплекс (ЦИК);
- средний уровень – УСПД и каналы связи с верхним уровнем. Выполняет функции сбора, обработки, хранения и передачи информации по данной электроустановке либо группе электроустановок;
- верхний уровень – программно-технические средства, предназначенные для сбора, хранения, отображения, документирования и обработки данных в АСКУЭ объектов и субъектов учета.

**12.5.3** ЦСОД АСКУЭ должен обеспечивать обмен информацией со смежными подсистемами, функционирующими на базе ДП РЭС, ФЭС по технологической сети.

**12.5.4** Периодичность сбора данных учета с нижнего уровня на верхний должна соответствовать требованиям ЭСО и других заинтересованных сторон.

**12.5.5** Среднее время восстановления АСКУЭ при одиночном отказе должно составлять, как правило:

- не более 8 ч – на обслуживаемом объекте;
- не более 24 ч – на необслуживаемом объекте.

Допускается увеличение времени восстановления отдельных компонентов системы, но не более чем на три рабочих дня на необслуживаемых объектах.

**12.5.6** На границах раздела балансовой принадлежности электрических сетей должен быть организован расчетный учет электроэнергии.

Если граница раздела балансовой принадлежности электрических сетей проходит по промежуточной точке ЛЭП, то расчетный учет электроэнергии следует организовать:

- для ЛЭП 10 (6) кВ – с применением реклоузеров, пунктов коммерческого учета (ПКУ);
- для ЛЭП 0,4 кВ – с применением ЩУЭ.

Допускается организовывать расчетный учет на ЛЭП 10 (6) кВ без отвлений на ближайших РП 10 (6) кВ, ТП 10 (6) кВ с применением СЭ с функциями расчета технологического расхода электроэнергии на ее передачу в элементах электрической сети.

**12.5.7** На объектах малой генерации или электростанциях с выдачей электроэнергии в электрическую сеть должен быть организован расчетный учет электроэнергии.

**12.5.8** На РП 10 (6) кВ, ТП 10 (6) кВ должны быть организованы точки учета электроэнергии на следующих присоединениях:

- на вводах силовых трансформаторов со стороны низшего напряжения;
- на отходящих линиях электропередачи 0,4 кВ, включая линии освещения;
- на отходящих линиях электропередачи 10 (6) кВ, если хотя бы одна из них питает потребителя (потребителей) или является линией связи с объектами электрических сетей смежных ФЭС, других субъектов хозяйствования или соседних государств.

**12.5.9** При наличии на РП 10 (6) кВ, ТП 10 (6) кВ пяти и менее расчетных точек допускается подключение счетчиков электроэнергии непосредственно к каналообразующей аппаратуре, исключая из среднего уровня УСПД.

**12.5.10** Измерительные трансформаторы тока и напряжения, электронные СЭ должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений Республики Беларусь.

**12.5.11** Все составляющие компоненты АСКУЭ должны быть защищены от несанкционированного доступа как в аппаратной, так и в программно-информационной части обеспечения.

**12.5.12** Синхронизация времени АСКУЭ ПС 10 (6) кВ должна осуществляться с верхнего уровня.

**12.5.13** Данные измерений АСКУЭ могут быть использованы в качестве телеизмерений в других системах автоматизации (телемеханизация) распределительных электрических сетей.

## **13 Система связи**

**13.1** Для обеспечения надежной связи системы автоматизации при новом строительстве электрических сетей, как правило, необходимо использовать не менее двух каналов связи: основной и резервный, с использованием быстродействующих каналов связи, включая выделенные собственные и арендуемые проводные каналы, волоконно-оптические и радиоканалы.

**13.2** В качестве каналов связи необходимо использовать каналы, построенные на базе:

- волоконно-оптических линий связи (ВОЛС), предусматриваемых путем подвески самонесущего волоконно-оптического кабеля (ВОК) на опорах линий электропередачи ВЛ 10 (6)/0,4 кВ;

- ВОЛС, предусматриваемых путем прокладки ВОК в грунте/кабельной канализации по трассе проектируемых и/или реконструируемых ВЛ/КЛ 10 (6)/0,4 кВ или по отдельным трассам;

- каналов высокочастотной связи по ВЛ 10 (6) кВ;

- радиолинейных каналов связи;

- каналов радиосвязи на базе систем беспроводного широкополосного доступа;

- GPRS/3G;

- арендованных каналов.

**13.3** Выбор способа организации каналов связи, необходимость их резервирования должны определяться экономической целесообразностью и требуемой надежностью.

**13.4** При новом строительстве объектов распределительных электрических сетей, построенных по многолучевым схемам (см. рисунок 3, 4), в качестве основного и резервного каналов связи, как правило, необходимо применять ВОЛС с прокладкой, параллельной трассам проектируемых ЛЭП. Для снижения вероятности одновременного повреждения основной и резервный каналы связи должны проходить по географически разнесенным трассам.

**13.5** При новом строительстве объектов распределительных электрических сетей, построенных по петлевым схемам (см. рисунок 2, рисунок 5-д), в качестве основного канала связи следует применять ВОЛС

с подключением каналообразующей аппаратуры по кольцевым схемам вдоль магистральных линий электропередачи (см. рисунок 7). В качестве резервного канала связи допускается использовать GPRS/3G.

**13.6** При реконструкции объектов распределительных электрических сетей допускается использовать один канал связи GPRS/3G при выполнении одного из условий:

- реконструкция объектов производится без существенных изменений в схемах построения распределительной электрической сети;

- максимально возможное время, с учетом задержек, вносимых каналом связи на передачу данных при осуществлении автоматических переключений в электрической сети, не превышает времени, при котором возможно нарушение технологического процесса производства у потребителя;

- проектом не планируется создание системы сбора, обработки и передачи информации.

**13.7** Число жил ВОК должно определяться с учетом отдельного подключения к нему территориально-распределенных систем (АСКУЭ, телемеханика, СКЗУ) и с учетом запаса не менее 50 %. Рекомендуется к прокладке предусматривать ВОК с 12 и более жилами.

**13.8** Коэффициент готовности канала обмена информацией должен быть не ниже 0,999, суммарное время восстановления – не более 11 мин. в неделю.

**13.9** Коэффициент ошибок в каналах технологической связи должен быть не более 10<sup>-8</sup>. В случае применения каналов связи с меньшей помехозащищенностью необходимо предусматривать способы (программные, аппаратные средства) увеличения достоверности передачи данных.

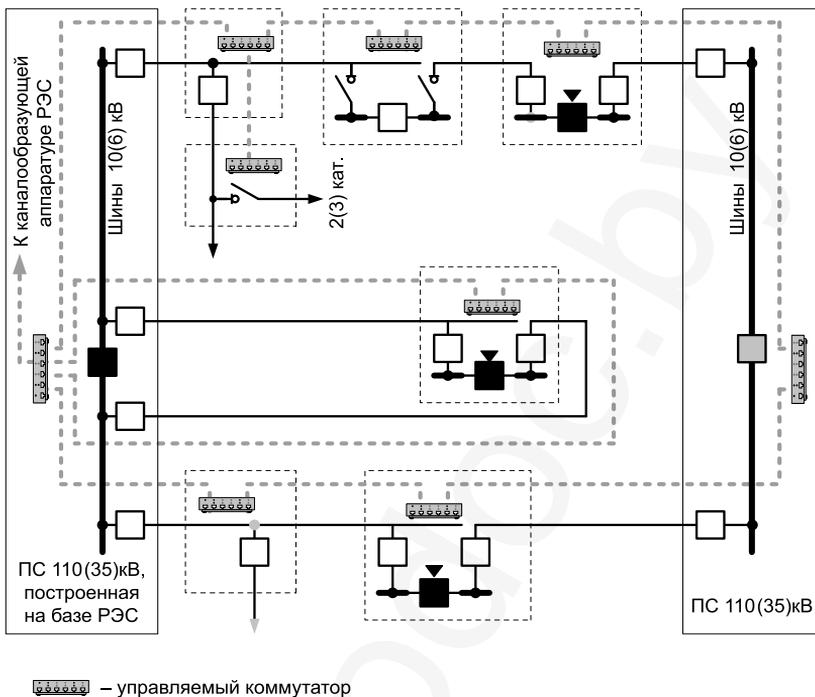


Рисунок 7 – Схема построения ВОЛС для ЛЭП, построенных по петлевым схемам

**Приложение А**  
(обязательное)

АКТ № \_\_\_\_\_

**Разграничения балансовой принадлежности электросетей  
и эксплуатационной ответственности сторон**

г. \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ г.

\_\_\_\_\_, именуем \_\_\_\_\_ в дальней-  
шем «Энергоснабжающая организация», в лице \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_, действующего на основании \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_, с одной стороны, и  
\_\_\_\_\_, имену-  
ем \_\_\_\_\_ в дальнейшем «Потребитель», в лице \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_,  
действующего на основании \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_, с другой стороны, составили настоящий Акт  
о нижеследующем.

На день составления Акта технические условия № \_\_\_\_\_  
от \_\_\_\_\_ на внешнее электроснабжение объекта \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_, находящегося по адресу \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
выполнены: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Разрешенная к использованию мощность \_\_\_\_\_ кВт.

Электроустановки потребителя относятся к \_\_\_\_\_ категории  
по надежности электроснабжения. Схема внешнего электроснабжения  
относится к \_\_\_\_\_ категории по надежности электроснабжения.

Энергоснабжающая организация не несет ответственности перед По-  
требителем за перерывы в электроснабжении при несоответствии схе-  
мы электроснабжения категории электроприемников Потребителя и по-  
вреждении оборудования, не находящегося у нее на балансе.

В соответствии с главой 3 Правил электроснабжения границы раз-  
дела устанавливаются следующими:

**I По балансовой принадлежности**

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

**II По эксплуатационной ответственности**

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

**Схема питания электроустановки****ПРИМЕЧАНИЯ**

1 Границы на схеме обозначаются: балансовой принадлежности – красной линией, эксплуатационной ответственности – синей.

2 При изменении срока действия Акта, присоединенных мощностей, схемы внешнего электроснабжения, категории надежности электроснабжения, границ балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности Акт подлежит замене.

3 Доверенность потребителя на подписание акта разграничения хранится в энергоснабжающей организации.

4 На схеме питания электроустановки указываются места установки приборов учета, параметры силовых и измерительных трансформаторов и ЛЭП.

5 Потребителю запрещается без согласования с диспетчером энергоснабжающей организации самовольно производить переключения и изменять схему внешнего электроснабжения.

6 Потребителю запрещается без согласования с энергоснабжающей организацией подключать к своим электроустановкам сторонних потребителей.

**Представитель филиала «Электрические сети»** \_\_\_\_\_

**Представитель Потребителя** \_\_\_\_\_

**Представитель владельца**

**транзитных электрических сетей** \_\_\_\_\_

**Срок действия Акта** \_\_\_\_\_

**Приложение Б**  
(обязательное)

УТВЕРЖДАЮ  
Директор

\_\_\_\_\_ ЭС  
“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_

**АКТ**  
**приемки объекта электрических сетей из комплексного**  
**капитального ремонта**  
“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_

Комиссия, назначенная \_\_\_\_\_  
приказом от « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ № \_\_\_\_\_  
в составе:  
председателя \_\_\_\_\_

(должность, Ф.И.О.)

членов комиссии \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

(должность, Ф.И.О.)

\_\_\_\_\_

(должность, Ф.И.О.)

составила настоящий акт о нижеследующем.

1 \_\_\_\_\_ предьявлен к приемке в эксплуатацию из  
(наименование РЭС)  
комплексного капитального ремонта \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (наименование объекта)

2 Ремонт осуществлялся бригадой \_\_\_\_\_  
под руководством мастера \_\_\_\_\_  
с « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ по « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_

**Таблица Б.1**

№	Наименование работ	Ед. изм.	Количество

3 В период ремонта выполнены следующие работы: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

4 Предъявлена техническая документация (прилагается):

- 4.1 \_\_\_\_\_  
 4.2 \_\_\_\_\_  
 4.3 \_\_\_\_\_

5 При приемке обнаружены следующие дефекты и недоделки:

**Таблица Б.2**

№	Наименование дефектов и недоделок	Срок устранения

6 Имеющиеся дефекты и недоделки не препятствуют нормальной эксплуатации \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (наименование объекта)

7 Полная сметная стоимость комплексного капитального ремонта \_\_\_\_\_ млн руб., фактические затраты составили \_\_\_\_\_ млн руб.

8 Работы по комплексному капитальному ремонту объекта выполнены в соответствии с ведомостью неисправностей и отвечают требованиям нормативно технической документации.

### **Заключение комиссии**

Предъявленный к приемке из комплексного капитального ремонта

\_\_\_\_\_ (наименование объекта)

принять в эксплуатацию с оценкой качества ремонта \_\_\_\_\_

Председатель комиссии \_\_\_\_\_

(Ф.И.О., подпись)

Члены комиссии \_\_\_\_\_

(Ф.И.О., подпись)

(Ф.И.О., подпись)

(Ф.И.О., подпись)

**Приложение В**  
(рекомендуемое)

**Форма документации по электронным паспортам объектов РЭС**  
Форма 1

СОГЛАСОВАНО

УТВЕРЖДАЮ

\_\_\_\_\_ ответственного лица  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

\_\_\_\_\_ ответственного лица  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

ГПО \_\_\_\_\_  
РУП \_\_\_\_\_  
ФЭС \_\_\_\_\_  
РЭС \_\_\_\_\_

**ПАСПОРТ**

ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ НАПРЯЖЕНИЕМ \_\_\_\_\_ кВ № \_\_\_\_\_  
от подстанции \_\_\_\_\_

**1 Общие положения**

- 1.1 Год постройки \_\_\_\_\_
- 1.2 Дата ввода в эксплуатацию \_\_\_\_\_
- 1.3 Дата приемки на баланс \_\_\_\_\_
- 1.4 Проектная организация \_\_\_\_\_
- 1.5 Строительно-монтажная организация \_\_\_\_\_
- 1.6 Сметная (балансовая) стоимость \_\_\_\_\_  
по состоянию на \_\_\_\_\_
- 1.7 Инвентарный номер \_\_\_\_\_
- 1.8 Общая протяженность линии, км \_\_\_\_\_
  - 1.8.1 в том числе на балансе РУП, км из них: \_\_\_\_\_
    - воздушных \_\_\_\_\_
    - кабельных \_\_\_\_\_
  - 1.8.2 в том числе на балансе потребителя, км \_\_\_\_\_

<b>2 Технические данные</b>	
2.1 Данные по проводам	Таблица 2.1 на __ листах
2.2 Данные по изоляции	Таблица 2.2 на __ листах
2.3 Данные по установленному оборудованию	Таблица 2.3 на __ листах
2.4 Данные по заземляющим устройствам	Таблица 2.4 на __ листах
2.5 Данные по опорам	Таблица 2.5 на __ листах
2.6 Данные по габаритам на пересечении с другими ВЛ, Р, С, КС, инженерными сооружениями и до земли	Таблица 2.6 на __ листах

2.7 Данные по габаритам при сближении с другими ВЛ, Р, С, КС и инженерными сооружениями	Таблица 2.7 на __ листах
2.8 Данные по негабаритным пролетам	Таблица 2.8 на __ листах
2.9 Данные по кабельным участкам	Таблица 2.9 на __ листах
2.10 Данные по кабельным муфтам	Таблица 2.10 на __ листах
2.11 Данные об основных потребителях и установке приборов учета	Таблица 2.11 на __ листах

<b>3 Измерения и испытания</b>	
3.1 Ведомость замеров сопротивлений заземляющих устройств	Таблица 3.1 на __ листах
3.2 Данные об испытании изоляции кабельных участков	Таблица 3.2 на __ листах
3.3 Данные об испытаниях повышенным напряжением изоляции кабельных участков	Таблица 3.3 на __ листах

#### 4 Поопорная схема ВЛ

<b>5 Ремонты и реконструкции</b>	
5.1 Ведомость выполненных работ по ремонтам и реконструкциям	Таблица 5.1 на __ листах
5.2 Сведения о реконструкциях и переустройстве	Таблица 5.2 на __ листах
5.3 Сведения по замене опор	Таблица 5.3 на __ листах
5.4 Ремонт, техническое обслуживание	Таблица 5.4 на __ листах

<b>6 Сведения по элементам линии</b>	
6.1 Сводные сведения по опорам	
6.1.1 Сведения о стойках опор	Таблица 6.1.1 на __ листах
6.1.2 Сведения о траверсах	Таблица 6.1.2 на __ листах
6.1.3 Сведения об изоляторах	Таблица 6.1.3 на __ листах
6.1.4 Сведения о вязках	Таблица 6.1.4 на __ листах
6.1.5 Сведения об установленном оборудовании	Таблица 6.1.5 на __ листах
6.1.6 Сведения о заземляющих устройствах	Таблица 6.1.6 на __ листах
6.2 Сводные сведения по пролетам	Таблица 6.2 на __ листах
6.3 Сводные сведения по пролетам пересечения и сближения	Таблица 6.3 на __ листах
6.4 Координаты GPS опор	Таблица 6.4 на __ листах
6.5 Сведения о нагрузках по стороне 10 кВ	Таблица 6.5 на __ листах

Дата создания \_\_\_\_\_  
 Дата редактирования \_\_\_\_\_  
 Составил \_\_\_\_\_  
 Проверил \_\_\_\_\_

**Таблица 2.1 – Данные по проводам**

№ п/п	Наименование пролета		Год монтажа	Марка провода	Длина провода, Зпр/км	Длина провода, 1пр/км
	Начало пролета	Конец пролета				
1	2	3	4	5	6	7

ИТОГО ПО МАРКАМ (к таблице 2.1):

№ п/п	Марка	Длина участков, Зпр/км	Длина участков, 1пр/км

Примечание – Каждой строкой таблицы 2.1 должен быть определен пролет, ограниченный опорами, ТП, ЗТП, ПС, РП. Начало и конец пролета определяются диспетчерскими наименованиями объектов электрической сети, которыми он ограничен.

**Таблица 2.2 – Данные по изоляции**

№ п/п	Наименование опоры	Тип изоляторов	Кол-во, шт.	Год установки
1	2	3	4	5

ИТОГО ПО ТИПАМ (к таблице 2.2):

№ п/п	Тип	Кол-во, шт.

**Таблица 2.3 – Данные по установленному оборудованию**

№ п/п	Вид оборудования	Марка	Место установки	Количество, шт.	Год установки
1	2	3	4	5	6

Примечание – Для столбца 2 таблицы 2.3 указывается тип оборудования, устанавливаемого непосредственно на опорах (например, КТП, МТП, разрядники, ограничители перенапряжения, заземляющие устройства, разъединители наружной установки, муфты концевые и др.).

ИТОГО ПО ВИДАМ (к таблице 2.3):

№ п/п	Вид	Кол-во шт.

Примечание – Каждой строкой таблицы 2.1 должен быть определен пролет, ограниченный опорами, ТП, ЗТП, ПС, РП. Начало и конец пролета определяются диспетчерскими наименованиями объектов электрической сети, которыми он ограничен.

**Таблица 2.4 – Данные по заземляющим устройствам**

№ опоры	Заземляющие устройства					
	Назначение	Норма сопротивления, Ом	Измеренное сопротивление, Ом	Расчетное сопротивление на сезон, Ом	Дата измерения	Дата установки
1	2	3	4	5	6	7

**Таблица 2.5 – Данные по опорам**

№ п/п	Тип опоры	Материал стоек	Количество стоек, шт.	Год установки	Номера опор
1	2	3	4	5	6

ИТОГО ОПОР: \_\_\_\_\_ (шт.)

**Таблица 2.6 – Данные по габаритам на пересечении с другими ВЛ, Р, С, КС, инженерными сооружениями и до земли**

№ п/п	Сведения о пролете данной ВЛ				Объект пересечения		Габариты пересечения			Измерения		
	ПС, № РП, ТП, КТП, опоры		Длина пролета, м	Марка провода	Наименование	Балансовая принадлежность	Наименьшее допустимое по ПУЭ	Фактическое	Расчетное при $t=15\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $t=70\text{ }^{\circ}\text{C}$	Дата измерения	Номер протокола	Температура измерения, $^{\circ}\text{C}$ , $t$
	Начало пролета	Конец пролета										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Примечание – Объектами пересечения (столбец 6 таблицы 2.6) являются автомобильные дороги, железные дороги, линии связи, лесные смежные ВЛ и др.

**Таблица 2.7 – Данные по габаритам при сближении с другими ВЛ, Р, С, КС и инженерными сооружениями**

№ п/п	Сведения о пролете данной ВЛ				Объект сближения		Измерения			Расстояния между проводами, до опоры, объекта, при наибольшем отклонении проводов, м		
	ПС, № РП, ТП, КТП, опоры		Длина пролета, м	Марка провода	Наименование	Балансовая принадлежность	Дата измерения	Номер протокола	Температура измерения, $t$ , $^{\circ}\text{C}$	Наименьшее допустимое	Фактическое	
	Начало пролета	Конец пролета										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	

Примечание – Объектами сближения (столбец 6 таблицы 2.7) являются автомобильные дороги, железные дороги, линии связи, лесные смежные ВЛ и др.

**Таблица 2.8 – Данные по негабаритным пролетам**

№ п/п	Сведения о пролете данной ВЛ							Габариты на пересечении				Измерения		
	ПС, № РП, ТП, КТП, опоры		Длина пролета, м		Марка провода	Высота подвеса, м, на опоре с		Расстояние от точки негабарита до опоры с меньшим номером	Измеренное расстояние до земли в точке негабарита	Наименьшее допустимое по ПУЭ	Расчетное при $t=40\text{ }^{\circ}\text{C}$	Дата измерения	Номер протокола	Температура измерения, $t, \text{ }^{\circ}\text{C}$
	Начало пролета	Конец пролета	Фактического	Приведенного		меньшим номером	большим номером							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Примечание – В качестве приведенной длины пролета (столбец 5 таблицы 2.8) указывается длина среднего промежуточного пролета анкерного участка.

**Таблица 2.9 – Данные по кабельным участкам**

№ п/п	Кабельный участок					Кабельные пролеты									
	Начало (ПС, № РП, ТП, опоры)	Конец (ПС, № РП, ТП, опоры)	Балансовая принадлежность другим организациям	Длина, м	Инвентарный номер	Начало-конец пролета (ПС, № РП, ТП, муфты, опоры)	Длина пролета, м	Номинальное напряжение	Допустимый ток, А	Завод-изготовитель	Дата прокладки	Дата ввода в эксплуатацию	Строительно-монтажная организация	Проектная организация	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	

ИТОГО ПО МАРКАМ (к таблице 2.9):

№ п/п	Марка кабеля	Суммарная длина, км

**Таблица 2.10 Данные по кабельным муфтам**

Кабельный участок		Кабельные муфты (концевые и соединительные)								
Начало (ПС, № РП, ТП, опоры)	Конец (ПС, № РП, ТП, опоры)	Номер	Марка	Назначение	Дата установки	Место установки или расстояние от начала кабельного участка), м	Организация	Исполнитель	Вид по установке	Причина установки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

ИТОГО ПО МУФТАМ (к таблице 2.10):

№ п/п	Марка	Кол-во, шт.

**Таблица 2.11 – Данные об основных потребителях и установке приборов учета**

№ п/п	Потребители			Места установки приборов учета
	Наименование	Адрес	Категория	
1	2	3	4	5

**Таблица 3.1 – Ведомость замеров сопротивлений заземляющих устройств**

Дата	Номер опоры	Номер протокола	Сопротивление, Ом			Ф.И.О. мастера
			Измеренное	Норма	Расчетное на сезон	
1	2	3	4	5	6	7

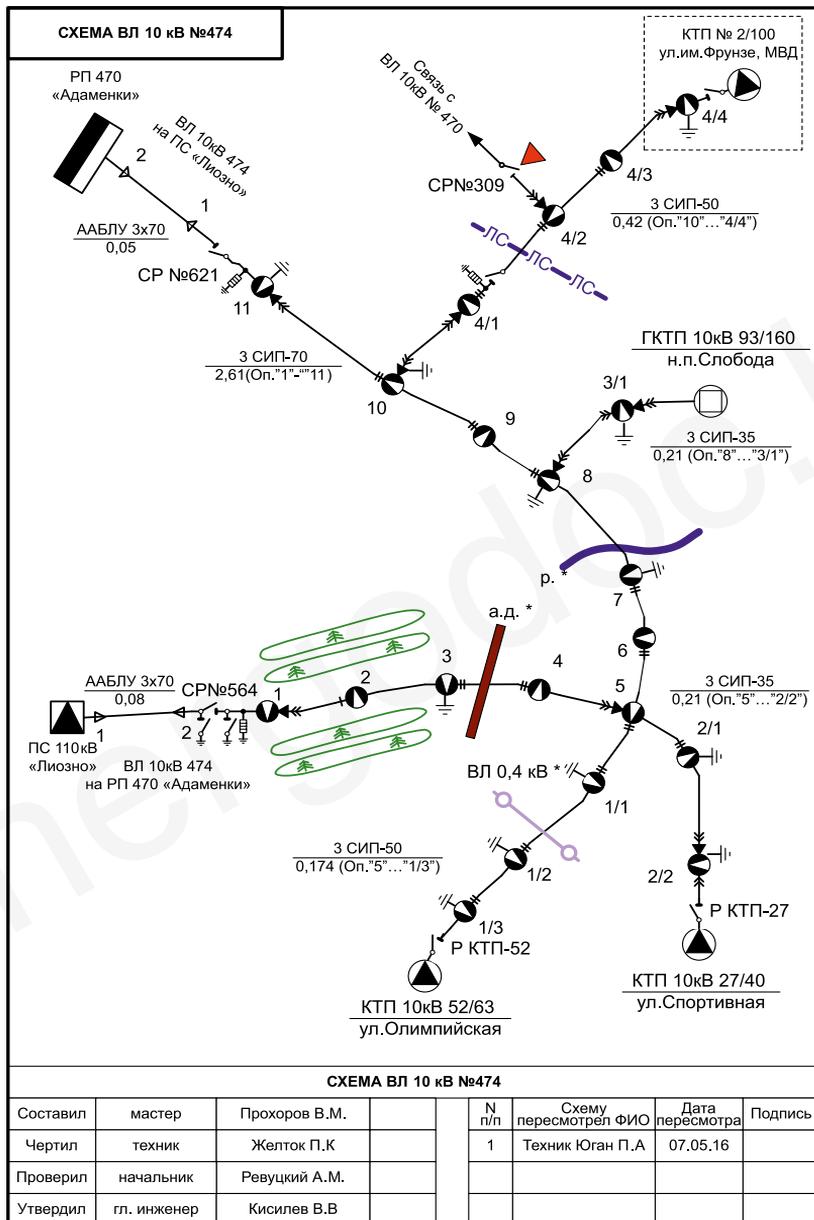
**Таблица 3.2 – Данные об испытании изоляции кабельных участков**

Дата испытания	Участок	Причина	№ протокола	Заключение	Минимальное сопротивление, МОм	Ф.И.О. мастера
1	2	3	4	5	6	7

**Таблица 3.3 – Данные об испытаниях повышенным напряжением изоляции кабельных участков**

Дата испытания	Участок	Причина	№ протокола	Заключение	Напряжение, кВ	Продолжительность, мин.	Ф.И.О. мастера
1	2	3	4	5	6	7	8

### 4. Поопорная схема ВЛ





**Таблица 5.1 – Ведомость выполненных работ по ремонтам и реконструкциям**

Дата выполнения	Место ремонта (№ опор, участок ВЛ, КЛ.)	Вид ремонта	Акт приемки		Оценка качества	Наименование работ	Ед. измерения	Объем выполненных работ	Трудозатраты, н. час	Ответственный исполнитель	
			№	Дата						Должность	Ф.И.О.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

**Таблица 5.2 – Сведения о реконструкциях и переустройстве**

Дата	Участок	Проектная организация	Строительно-монтажная организация	Объем работ	Номер акта приемки	Инвентарный номер	Протяженность линии, км
1	2	3	4	5	6	7	8

**Таблица 5.3 – Сведения по замене опор**

Дата испытания	№ опоры	Причина	Год установки	Примечания
1	2	3	4	5

**Таблица 5.4 – Ремонт, техническое обслуживание**

Дата	Участок	Причина работ, вид обслуживания	Выполненные работы		Заключение	Ответственный исполнитель
			Содержание работ, № акта приемки из ТО №2	Объем		
1	2	3	4	5	6	7

**Таблица 6.1.1 – Сведения о стойках опор**

Номер опоры	Тип опоры	Шифр опоры	Заглубление (отклонение от нормы), +/-см	Год установки	Материал стойки	Марка стойки, подкоса	Кол-во стоек, шт.	Завод-изготовитель	Балансовая принадлежность другим организациям
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

**Таблица 6.1.2 – Сведения о траверсах**

Номер опоры	Траверса		
	Марка	Кол-во, шт.	Год установки
1	2	3	4

**Таблица 6.1.3 – Сведения об изоляторах**

Номер опоры	Изоляторы		
	Марка	Кол-во, шт.	Год установки
1	2	3	4

**Таблица 6.1.4 – Сведения о вязках**

Номер опоры	Траверса		
	Марка	Кол-во, шт.	Год установки
1	2	3	4

**Таблица 6.1.5 – Сведения об установленном оборудовании**

Номер опоры	Установленное оборудование				
	Вид	Марка	Диспетчерский номер	Кол-во, шт.	Год установки
1	2	3	4	5	6

**Таблица 6.1.6 – Сведения о заземляющих устройствах**

Номер опоры	Заземляющие устройства					
	Назначение	Норма, Ом	Измеренное, Ом	Расчетное сопротивление на сезон, Ом	Дата изменения	Год установки
1	2	3	4	5	6	7

**Таблица 6.2 – Сводные сведения по пролетам**

№ п/п	Начало пролета (ПС, № РП, ТП, опоры)	Конец пролета (ПС, № РП, ТП, опоры)	Длина пролета, м	Кол-во проводов	Марка провода	Дата монтажа	Балансовая принадлежность другим организациям	Объект пересечения, сближения	Характеристика местности	Инвентарный №	Ширина просеки, м	Высота лесного массива, м	Ф.И.О. мастера
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица 6.3 – Сводные сведения по пролетам пересечения и сближения

№	№		Сведения о пролете данной ВЛ		Объект пересечения	Сведения о пролете другой ВЛ		Сведения о пересечении					Измерения		Сведения о сближении	
	Начало пролета	Конец пролета	фактического	приведенного		фактического	приведенного	Расстояние, м, от точки пересечения до опоры с	Измеренное расстояние до земли, м	Габариты на пересечении, м	Дата измерения	Номер протокола	Температура при измерении	Расстояние между опорами, до наибольшем отклонении проводов, м	фактическое	
1	ПС, № РП, ТП, КТП, опоры	Длина пролета, м	Марка провода	Высота подвеса, м, на опоре с	Вид	Наименование	Балансовая принадлежность	Длина пролета, м	Высота подвеса, м, на							Расстояние, м, от точки пересечения до опоры с <td rowspan="2">Измеренное расстояние до земли, м <td rowspan="2">Габариты на пересечении, м</td> <td rowspan="2">Дата измерения</td> <td rowspan="2">Номер протокола</td> <td rowspan="2">Температура при измерении</td> <td rowspan="2">Расстояние между опорами, до наибольшем отклонении проводов, м</td> </td>
2	меньшим номером	большим номером	фактического	приведенного						фактического	приведенного	Марка провода	левого опоры по направлению данной ВЛ	правой опоры по направлению данной ВЛ	меньшим номером данной ВЛ	
3																
4																
5																
6																
7																
8																
9																
10																
11																
12																
13																
14																
15																
16																
17																
18																
19																
20																
21																
22																
23																
24																
25																
26																
27																
28																

**Таблица 6.4 – Координаты GPS опор**

№ опоры	Широта	Долгота
	N/S	E/W
1	2	3

**Таблица 6.5 – Сведения о нагрузках по стороне 10 кВ**

Нагрузка	Часы																								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Рабочий день, лето, А																									
Рабочий день, зима, А																									
Выходной день, лето, А																									
Выходной день, зима, А																									

## Приложение В (обязательное)

Форма 2

СОГЛАСОВАНО

УТВЕРЖДАЮ

\_\_\_\_\_

ответственное лицо

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

\_\_\_\_\_

ответственное лицо

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

ГПО \_\_\_\_\_

РУП \_\_\_\_\_

ФЭС \_\_\_\_\_

РЭС \_\_\_\_\_

### ПАСПОРТ

КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ НАПРЯЖЕНИЕМ \_\_\_\_\_ кВ № \_\_\_\_\_  
от подстанции \_\_\_\_\_

#### 1 Общие положения

- 1.1 Год постройки \_\_\_\_\_
- 1.2 Дата ввода в эксплуатацию \_\_\_\_\_
- 1.3 Дата приемки на баланс \_\_\_\_\_
- 1.4 Проектная организация \_\_\_\_\_
- 1.5 Строительно-монтажная организация \_\_\_\_\_
- 1.6 Сметная (балансовая) стоимость \_\_\_\_\_  
по состоянию на \_\_\_\_\_
- 1.7 Инвентарный номер \_\_\_\_\_
- 1.8 Общая протяженность кабельных линий, км \_\_\_\_\_
- 1.8.1 в том числе на балансе РУП, км \_\_\_\_\_
- 1.8.2 в том числе на балансе потребителя, км \_\_\_\_\_
- 1.9 Сведения о грунтах на трассе \_\_\_\_\_

<b>2 Технические данные</b>	
2.1 Данные по кабельным участкам	Таблица 2.1 на __ листах
2.2 Данные по кабельным муфтам	Таблица 2.2 на __ листах
2.3 Данные по защите от коррозии блуждающими токами	Таблица 2.3 на __ листах
2.4 Данные по защите от химической коррозии	Таблица 2.4 на __ листах
2.5 Данные по защите от механических повреждений	Таблица 2.5 на __ листах
2.6 Данные по узким местам	Таблица 2.6 на __ листах

2.7 Данные об основных потребителях и установке приборов учета	Таблица 2.7 на __ листах
2.8 Сведения о пересечениях и сближениях с коммуникациями	Таблица 2.8 на __ листах

<b>3 Измерения и испытания</b>	
3.1 Ведомость замеров сопротивлений заземляющих устройств	Таблица 3.1 на __ листах
3.2 Данные об испытаниях изоляции кабельных участков	Таблица 3.2 на __ листах
3.3 Данные об испытаниях повышенным напряжением изоляции кабельных участков	Таблица 3.3 на __ листах

<b>4. Графические данные</b>	
4.1 Схема кабельной линии	
4.2 Схема–планшет кабельной линии	

<b>5 Ремонты и реконструкции</b>	
5.1 Сведения о повреждениях и ремонтах	Таблица 5.1 на __ листах
5.2 Сведения о реконструкциях и переустройстве	Таблица 5.2 на __ листах

<b>6 Технические данные по воздушным участкам</b>	
6.1 Данные по проводам	Таблица 6.1 на __ листах
6.2 Данные по изоляции	Таблица 6.2 на __ листах
6.3 Данные по установленному оборудованию	Таблица 6.3 на __ листах
6.4 Данные по заземляющим устройствам	Таблица 6.4 на __ листах
6.5 Данные по опорам	Таблица 6.5 на __ листах
6.6 Данные по габаритам на пересечении с другими ВЛ, Р, С, КС, инженерными сооружениями и до земли	Таблица 6.6 на __ листах
6.7 Данные по габаритам при сближении с другими ВЛ, Р, С, КС и инженерными сооружениями	Таблица 6.7 на __ листах
6.8 Данные по негабаритным пролетам	Таблица 6.8 на __ листах

<b>7 Сведения по элементам воздушных участков</b>	
7.1 Сведения о стойках опор	Таблица 7.1 на __ листах
7.2 Сведения о траверсах	Таблица 7.2 на __ листах
7.3 Сведения об изоляторах	Таблица 7.3 на __ листах
7.4 Сведения о вязках	Таблица 7.4 на __ листах
7.5 Сведения об установленном оборудовании	Таблица 7.5 на __ листах
7.6 Сведения о заземляющих устройствах	Таблица 7.6 на __ листах
7.7 Сводные сведения по пролетам	Таблица 7.7 на __ листах

7.8 Сводные сведения по пролетам пересечения и сближения с другой ВЛ, Р, С, КС, инженерными сооружениями и до земли	Таблица 7.8 на __ листах
7.9 Координаты GPS опор	Таблица 7.9 на __ листах
7.10 Сведения о нагрузках по стороне 10 кВ	Таблица 7.10 на __ листах

Дата создания \_\_\_\_\_  
Дата редактирования \_\_\_\_\_  
Составил \_\_\_\_\_  
Проверил \_\_\_\_\_

**Таблица 2.1 – Данные по кабельным участкам**

№ п/п	Название участка	Длина, м	Начало (№ ТП, опоры)	Конец (№ опоры)	Балансовая принадлежность другим организациям	Длина, м	Марка кабеля	Предельный ток, А	Номинальное напряжение, кВ	Завод-изготовитель	Дата прокладки	Дата ввода в эксплуатацию	Строительно-монтажная организация	Проектная организация	№ Инвентарный
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

ИТОГО ПО МАРКАМ (к таблице 2.1):

№ п/п	Марка кабеля	Суммарная длина, км

Примечания

1 Для столбцов 3, 4 таблицы 2.1 начало и конец участка определяются диспетчерскими наименованиями объектов электрической сети, которыми он ограничен (опорами, ТП, ЗТП, ПС, РП, муфтами – непосредственное место установки муфты или расстояние от начала кабельного участка, в котором она установлена, м).

2 Для столбцов 7, 8 таблицы 2.1 указываются координаты расположения объектов электрической сети, которыми ограничена данная КЛ.

**Таблица 2.2 – Данные по кабельным муфтам**

Номер муфты	Марка	Назначение	Дата установки	Место установки (ТП, опора или расстояние от начала кабельного участка, м)	Строительно-монтажная организация	Исполнитель	Вид по установке	Причина установки
1	2	3	4	5	6	7	8	9

ИТОГО ПО МАРКАМ (к таблице 2.2):

№ п/п	Марка муфты	Количество, шт.

Примечания

1 Для столбца 5 таблицы 2.2 указывается непосредственное место установки муфты (ТП, опора) или расстояние от начала кабельного участка, в котором она установлена, м.

2 Для столбца 3 таблицы 2.2 указывается назначение кабельной муфты, на которое влияет тип соединения (термоусаживаемая, соединительная, ответвительная, концевая).

3 Для столбца 8 таблицы 2.2 указываются условия использования кабельной муфты (внутренняя или внешняя установка).

**Таблица 2.3 – Данные по защите от коррозии блуждающими токами**

№ п/п	Адрес узкого участка	Длина участка, м	Характеристика коррозионности	Категория грунта	Описание выполненных мероприятий по защите от коррозии	Дата выполнения
1	2	3	4	5	6	7

Примечание – Для столбца 2 таблицы 2.3 указываются участки кабельных линий в местах сближения или пересечения с источниками блуждающих токов.

**Таблица 2.4 – Данные по защите от химической коррозии**

№ п/п	Адрес узкого участка	Длина участка, м	Коррозионность грунта	Описание выполненных мероприятий по защите от коррозии	Дата выполнения
1	2	3	4	6	7

Примечание – Для столбца 2 таблицы 2.4 указываются участки кабельных линий в местах, где предположительно возможно повреждение кабелей химической коррозией (примером таких мест являются территории химических предприятий).

**Таблица 2.5 – Данные по защите от механических повреждений**

№ п/п	Дата выполнения	Адрес узкого участка	Длина участка, м	Описание выполненных мероприятий
1	2	3	4	5

Примечание – Для столбца 3 таблицы 2.5 указываются участки кабельных линий в местах, где предположительно возможно механическое повреждение кабеля (примером таких мест являются места выхода кабеля из земли на стену здания или опору).

**Таблица 2.6 – Данные по узким местам**

№ п/п	Адрес узкого участка	Подробная характеристика узкого места и коэффициенты снижения нагрузки	Максимально допустимая расчетная нагрузка	Примечание
1	2	3	4	5

**Таблица 2.7 – Данные об основных потребителях и установке приборов учета**

№ п/п	Потребители			Места установки приборов учета
	Наименование	Адрес	Категория	
1	2	3	4	5

**Таблица 2.8 – Сведения о пресечениях и сближениях с коммуникациями**

№ п/п	Место пересечения, сближения	Наименование коммуникации	Принадлежность коммуникации	Номер чертежа	Примечание
1	2	3	4	5	6

#### Примечания

1 Коммуникациями, с которыми происходит пересечение, сближение участков кабельных линий (столбец 3 таблицы 2.7) являются трубопроводы, водопроводы, канализации, дренаж, газопроводы, теплопроводы, линии связи, железная дорога, трамвайные пути.

2 Для столбца 5 таблицы 2.8 указывается номер чертежа, на котором показаны участок кабельной линии и все возможные коммуникации сближения или пересечения (например, генплан района, прокладки кабельной линии).

**Таблица 3.1 – Ведомость замеров сопротивлений заземляющих устройств**

Дата за- мера	Номер опоры	Номер про- токола	Сопротивление, Ом			Ф.И.О. мастера
			Норма	Фактическое	Расчетное на сезон	
1	2	3	4	5	6	7

**Таблица 3.2 – Данные об испытании изоляции кабельных участков**

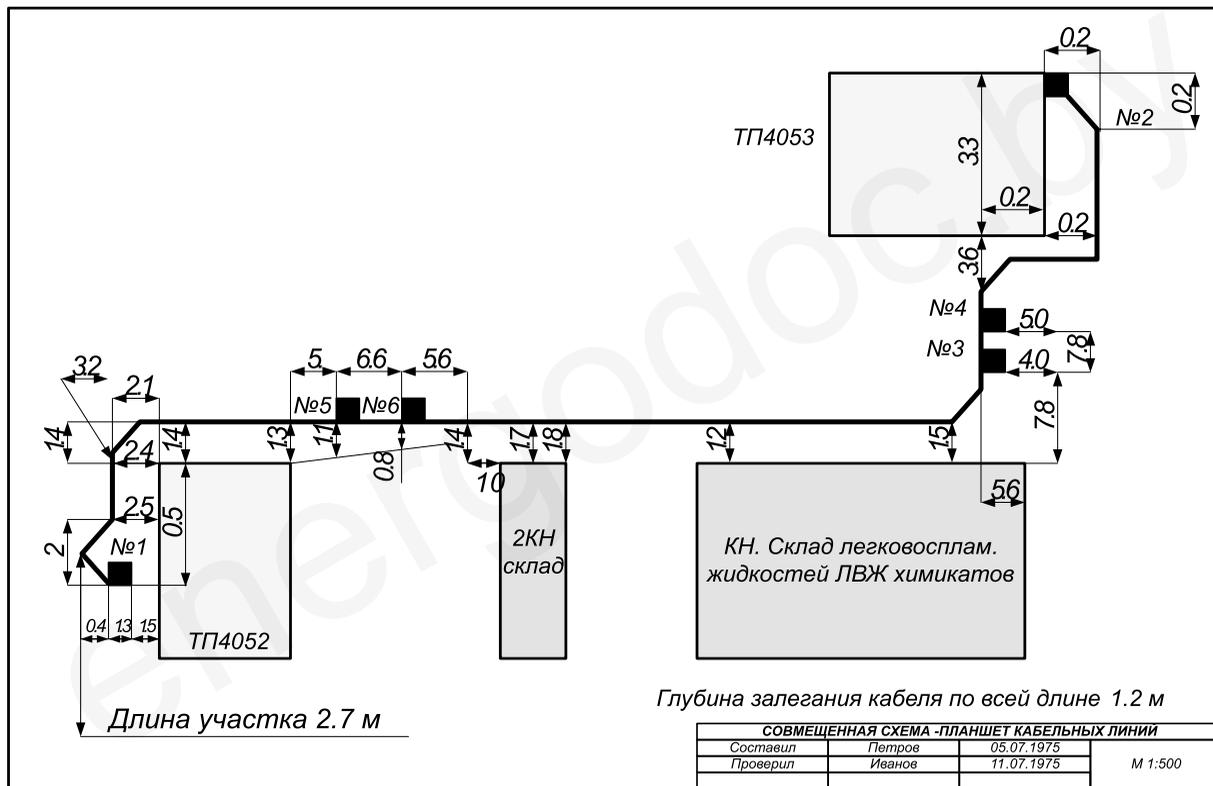
Дата испытания	Участок	Причина	№ протокола	Заключение	Минимальное сопротивле- ние, МОм	Ф.И.О. мастера
1	2	3	4	5	6	7

**Таблица 3.3 – Данные об испытаниях повышенным напряжением изоляции кабельных участков**

Дата испыта- ния	Участок	Причина	№ протокола	Заключение	Напряжение, кВ	Продолжитель- ность, мин.	Ф.И.О. ма- стера
1	2	3	4	5	6	7	8



## 4.2 Схема-планшет кабельных линий



**Таблица 5.1 – Сведения о повреждениях и ремонтах**

Дата	Место повреждения, ремонта	Характер и причина повреждения	Наименование выполненных работ	Объем работ	Исполнители
1	2	3	4	5	6

**Таблица 5.2 – Сведения о реконструкциях и переустройстве**

Дата	Участок	Проектная организация	Строительно-монтажная организация	Объем работ	Номер акта приемки	Инвентарный номер	Причина
1	2	3	4	5	6	7	8

**Таблица 6.1 – Данные по проводам**

№ п/п	Наименование участка, ответвления линий (от ТП, опоры № до ТП, опоры №)	Год монтажа	Марка провода	Длина провода, 3 пр/км	Длина провода, 1 пр/км
1	2	3	4	5	6

ИТОГО ПО МАРКАМ (к таблице 6.1):

№ п/п	Марка	Длина провода, 3 пр/км	Длина провода, 1 пр/км

**Таблица 6.2 – Данные по изоляции**

№ п/п	№ опор	Тип изоляторов	Кол-во, шт.	Год установки
1	2	3	4	5

ИТОГО ПО ТИПАМ (к таблице 6.2):

№ п/п	Тип изолятора	Кол-во, шт.

**Таблица 6.3 – Данные по установленному оборудованию**

№ п/п	Вид оборудования	Марка	Место установки	Кол-во, шт.	Год установки
1	2	3	4	5	6

ИТОГО ПО ВИДАМ (к таблице 6.3):

№ п/п	Вид	Кол-во, шт.

**Таблица 6.4 – Данные по заземляющим устройствам**

Номер опоры	Заземляющие устройства				
	Назначение	Норма сопротивления, Ом	Измеренное сопротивление, Ом	Дата измерения	Дата установки
1	2	3	4	5	6

**Таблица 6.5 – Данные по опорам**

№ п/п	Тип опоры	Материал стоек	Количество стоек, шт.	Год установки	Номера опор
1	2	3	4	5	6

ИТОГО: опор \_\_\_\_\_ шт.,  
совместной подвески \_\_\_\_\_ шт.

**Таблица 6.6 – Данные по габаритам на пересечении с другими ВЛ, Р, С, КС, инженерными сооружениями и до земли**

№ п/п	Сведения о пролете данной КЛ				Объект пересечения		Габариты на пересечении, м			Измерения		
	ПС, № РП, ТП, КТП, опоры		Длина пролета, м	Марка про- вода	Наименование	Балансовая принадлеж- ность	Наименьшее допустимое по ПУЭ	Фактическое	расчетное при t=15 °С, 40 °С и t=70 °С	Дата измере- ния	Номер про- токола	Температура измерения, t, °С
	Начало пролета	Конец пролета										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

**Таблица 6.7 – Данные по габаритам при сближении с другими ВЛ, Р, С, КС и инженерными сооружениями**

№ п/п	Сведения о пролете данной КЛ				Объект сближения		Измерения			Расстояния между проводами, до опоры, объекта, при наибольшем отклонении проводов, м	
	ПС, № РП, ТП, КТП, опоры		Длина пролета, м	Марка провода	Наименование	Балансовая принадлежность	Дата измерения	Номер протокола	Температура измерения, t, °С	Наименьшее допустимое	Фактическое
	Начало пролета	Конец пролета									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

**Таблица 6.8 – Данные по негабаритным пролетам**

№ п/п	Сведения о пролете данной КЛ					Габариты на пересечении				Измерения				
	ПС, № РП, ТП, КТП, опоры		Длина пролета, м		Марка провода	Высота подвеса, м, на опоре с		Расстояние от точки негабарита до опоры с меньшим номером	Измеренное расстояние до земли в точке негабарита	Наименьшее допустимое по ПУЭ	Расчетное при t=40 °С	Дата измерения	Номер протокола	Температура измерения, t, °С
	Начало пролета	Конец пролета	фактического	приведенного		меньшим номером	большим номером							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

**Таблица 7.1 – Сведения о стойках опор**

Номер опоры	Тип опоры	Шифр опоры	Заглубление (отклонение от нормы), +/-см	Дата установки	Материал стойки	Марка стойки, подкоса	Кол-во стоек, шт.	Завод-изготовитель	Балансовая принадлежность другим организациям
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

**Таблица 7.2 – Сведения о траверсах**

Номер опоры	Траверса		
	Марка	Кол-во, шт.	Дата установки
1	2	3	4

**Таблица 7.3 – Сведения об изоляторах**

Номер опоры	Изоляторы		
	Марка	Кол-во, шт.	Дата установки
1	2	3	4

**Таблица 7.4 – Сведения о вязках**

Номер опоры	Траверса		
	Марка	Кол-во, шт.	Дата установки
1	2	3	4

**Таблица 7.5 – Сведения об установленном оборудовании**

Номер опоры	Установленное оборудование									
	Вид	Марка	Диспетчерский номер	Кол-во, шт.	Дата установки	ТНР	Тип	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

**Таблица 7.6 – Сведения о заземляющих устройствах**

Номер опоры	Заземляющие устройства					
	Назначение	Норма сопротивления, Ом	Измеренное сопротивление, Ом	Расчетное сопротивление на сезон, Ом	Дата измерения	Дата установки
1	2	3	4	5	6	7

**Таблица 7.7 – Сводные сведения по пролетам**

№ п/п	Начало пролета (ПС, № РП, ТП, опоры)	Конец пролета (ПС, № РП, ТП, опоры)	Длина пролета, м	Кол-во проводов	Марка провода	Дата монтажа	Балансовая принадлежность другим организациям	Объем пересечения, сближения	Характеристика местности	Инвентарный №	Ширина просеки, м	Высота лесного массива, м	Ф.И.О. мастера
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14



**Таблица 7.9 – Координаты GPS опор**

№ опоры	Широта	Долгота
	N/S	E/W
1	2	3

**Таблица 7.10 – Сведения о нагрузках по стороне 10 кВ**

Нагрузка	Часы																								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Рабочий день, лето, А																									
Рабочий день, зима, А																									
Выходной день, лето, А																									
Выходной день, зима, А																									

**Приложение В**  
(обязательное)

Форма 3

СОГЛАСОВАНО

УТВЕРЖДАЮ

\_\_\_\_\_   
 ответственное лицо  
 «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

\_\_\_\_\_   
 ответственное лицо  
 «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

ГПО \_\_\_\_\_  
 РУП \_\_\_\_\_  
 ФЭС \_\_\_\_\_  
 РЭС \_\_\_\_\_

**ПАСПОРТ**

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ПУНКТА \_\_\_\_\_ кВ № \_\_\_\_\_

**1 Общие положения**

- 1.1 Тип подстанции \_\_\_\_\_
- 1.2 Завод-изготовитель (для КТП, КТПП, ГКТП, МТП) \_\_\_\_\_
- 1.3 Проектная организация \_\_\_\_\_
- 1.4 Строительно-монтажная организация \_\_\_\_\_
- 1.5 Заводской номер (для КТП, КТПП, ГКТП, МТП) \_\_\_\_\_
- 1.6 Год выпуска (для КТП, КТПП, ГКТП, МТП) \_\_\_\_\_
- 1.7 Дата ввода в эксплуатацию \_\_\_\_\_
- 1.8 Дата приемки на баланс \_\_\_\_\_
- 1.9 Инвентарный номер \_\_\_\_\_
- 1.10 Сметная (балансовая) стоимость \_\_\_\_\_  
 – по состоянию на \_\_\_\_\_
- 1.11 Количество этажей \_\_\_\_\_
- 1.12 Габаритные размеры в метрах (для ЗТП) \_\_\_\_\_  
 – высота \_\_\_\_\_  
 – длина \_\_\_\_\_  
 – ширина \_\_\_\_\_
- 1.13 Полный вес (для КТП, КТПП, ГКТП, МТП) \_\_\_\_\_

## 1.14 Материал (для ЗТП)

- кровли
- стен
- дверей
- перегородок

## 1.15 Количество вводов 6–10 кВ

- воздушных
- кабельных
- кабельных от ВЛ

## 1.16 Количество вводов 0,4 кВ

- воздушных
- кабельных
- кабельных от ВЛ

## 1.17 Балансовая принадлежность:

- строительная часть
- РУ 6–10 кВ
- трансформаторы силовые
- РУ 0,4 кВ
- передавшая организация

## 1.18 Код потребителя

## 1.19 GPS координаты

- широта, N/S
- долгота, E/W

<b>2 Технические данные</b>	
2.1 Данные по ЛЭП 6–10 кВ	Таблица 2.1 на __ листах
2.2 Данные по ЛЭП 0,4 кВ	Таблица 2.2 на __ листах
2.3 Данные по силовым трансформаторам	Таблица 2.3 на __ листах
2.4 Данные по оборудованию	Таблица 2.4 на __ листах

<b>3 Измерения и испытания</b>	
3.1 Данные замеров сопротивления заземляющих устройств	Таблица 3.1 на __ листах
3.2 Данные измерения нагрузок и напряжений присоединений 0,4 кВ	Таблица 3.2 на __ листах
3.3 Данные испытания изоляции	Таблица 3.3 на __ листах
3.4 Измерение сопротивления изоляции оборудования	Таблица 3.4 на __ листах
3.5 Испытания повышенным напряжением изоляции оборудования	Таблица 3.5 на __ листах
3.6 Ведомость замеров сопротивления петли фаза-ноль или тока однофазного короткого замыкания (минимального значения)	Таблица 3.6 на __ листах

<b>4 Графические данные</b>	
4.1 Схема электрических соединений	
4.2 Схема заземляющего устройства	
4.3 Схема ячеек ТП, РП	
4.4 Схема потребителей	

<b>5 Ремонты и реконструкции</b>	
5.1 Сведения о ремонтах и замене оборудования	Таблица 5.1 на __ листах
5.2 Результаты технического обслуживания	Таблица 5.2 на __ листах

<b>6 Сведения по элементам линии</b>	
6.1 Сведения о выключателях 6–10 кВ	Таблица 6.1 на __ листах
6.2 Сведения об автоматических выключателях 0,4 кВ	Таблица 6.2 на __ листах
6.3 Сведения о выключателях нагрузки 6–10 кВ	Таблица 6.3 на __ листах
6.4 Сведения о разъединителях 6–10 кВ	Таблица 6.4 на __ листах
6.5 Сведения о рубильниках/контакторах 0,4 кВ	Таблица 6.5 на __ листах
6.6 Сведения о разрядниках и ОПН 0,4–10 кВ	Таблица 6.6 на __ листах
6.7 Сведения о предохранителях 0,4–10 кВ	Таблица 6.7 на __ листах
6.8 Сведения о трансформаторах тока 6–10 кВ	Таблица 6.8 на __ листах
6.9 Сведения о трансформаторах напряжения 6–10 кВ	Таблица 6.9 на __ листах
6.10 Сведения о счетчиках активной энергии	Таблица 6.10 на __ листах
6.11 Сведения о счетчиках реактивной энергии	Таблица 6.11 на __ листах
6.12 Сведения об электронных счетчиках энергии	Таблица 6.12 на __ листах
6.13 Сведения о шинах 0,4–10 кВ	Таблица 6.13 на __ листах
6.14 Сведения о пакетных выключателях	Таблица 6.14 на __ листах
6.15 Сведения о фотореле	Таблица 6.15 на __ листах
6.16 Сведения о батареях статических конденсаторов	Таблица 6.16 на __ листах
6.17 Сведения о токовых реле	Таблица 6.17 на __ листах
6.18 Сведения о тепловых реле	Таблица 6.18 на __ листах

Дата создания \_\_\_\_\_  
 Дата редактирования \_\_\_\_\_  
 Составил \_\_\_\_\_  
 Проверил \_\_\_\_\_

**Таблица 2.1 – Данные по ЛЭП 6–10 кВ**

Диспетчерский номер и наименование линии	№ секции	№ ячейки	Исполнение	Направление
1	2	3	4	5

Примечания

1 Для столбца 4 таблицы 2.1 указывается вид исполнения линий 6–10 кВ (воздушная, кабельная).

2 Для столбца 5 таблицы 2.1 указывается диспетчерский номер ближайшего элемента линии (КЛ, ВЛ) по направлению от рассматриваемого в паспорте распределительного пункта.

**Таблица 2.2 – Данные по ЛЭП 0,4 кВ**

Диспетчерский номер и наименование линии	№ секции	№ панели	Исполнение	Установленная мощность, кВт	Потребители (схема соответствует категории)				
					I категории		II категории		
					Наименование по технологии	Кол-во	Наименование по технологии	Кол-во	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	

Примечание – Для столбца 4 таблицы 2.2 указываются вид исполнения линий 0,4 кВ (воздушная, кабельная).

**Таблица 2.3 – Данные по силовым трансформаторам**

Позиционное обозначение (диспетчерский №)	Марка	Мощность, кВА	Заводской номер	Напряжение первичное	Напряжение вторичное
1	2	3	4	5	6

**Таблица 2.4 – Данные по оборудованию**

№ п/п	Секция шин		Позиционное обозначение (диспетчерский №)	Вид	Тип (марка)	Дата ввода в эксплуатацию	Дата последнего капремонта
	№	V, кВ					
1	2	3	4	5	6	7	8

**Таблица 3.1 – Данные замеров сопротивления заземляющих устройств**

Дата	Сопротивление, Ом					Номер протокола
	Норма по ПУЭ		Измеренное	Расчетное по сезонам		
	Лето	Зима		Лето	Зима	
1	2	3	4	5	6	7

**Таблица 3.2 – Данные измерения нагрузок и напряжений присоединений 0,4 кВ**

Дата и время	Номер ЛЭП	Номинальный ток линии, А	Ток нагрузки по фазам, А				Напряжение, В						Ответственный исполнитель	Тип и номера приборов	№ протокола
			A	B	C	N	AN	BN	CN	AB	BC	AC			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

**Таблица 3.3 – Данные испытания изоляции**

№ п/п	Номер ячейки, наименование оборудования	Тип (марка)	Номинальное напряжение, кВ	Испытательное напряжение, кВ	Дата	Номер протокола	Заключение
1	2	3	4	5	6	7	8

**Таблица 3.4 – Измерение сопротивления изоляции оборудования**

Дата	Оборудование	Причина	№ протокола	Минимальное сопротивление, МОм	Заключение
1	2	3	4	5	6

**Таблица 3.5 – Испытания повышенным напряжением изоляции оборудования**

Дата	Оборудование	Причина	№ протокола	Напряжение, кВ	Продолжительность, мин.	Заключение
1	2	3	4	5	6	7

**Таблица 3.6 – Ведомость замеров сопротивления петли фаза-нуль или тока однофазного короткого замыкания (минимального значения)**

Дата и время замера	Номер ЛЭП	№ протокола	Сопротивление, Ом		Ток однофазного короткого замыкания, А	
			Расчетное	Измеренное	Расчетное	Измеренное
1	2	3	4	5	6	7

4 – Графические данные

4.1 – Схема электрических соединений

Номер ячейки	1	2	3	4	5
Тип камеры	КСО-366-630 УЗ	КСО-366-3н-630 УЗ		КСО-366-630 УЗ	КСО-366-3н-630 УЗ
Тип коммутационного аппарата	РВ-10/400	ВНПЗ-17	РВ 10/1000	РВ-10/400	ВНПЗ-17
Исполнение ввода	АСБ 3х95	ААБ 3х120		ААШВ 3х70	ААШВ 3х120
Дисп. номер и наименование оборудования	КЛ 10 кВ №523 ПС К.Либлихта Іс		Ввод Т1	Ввод Т2	КЛ 10 кВ № 523 ПС К.Либлихта Іс
Направление	На ТП 857 Іс	На ТП 857		На ТП 462 Іс	На ТП 461

Пример исполнения электрической  
схемы в паспорте ТП старой  
конструкции

Диспетчерский номер и наименование	КМ-2-0.38	КЛ-1 арматурный цех	КЛ-2 РУ-1	КЛ-3 сварочный цех	КЛ-4 кузнечный цех	Ввод Т-1	Панель секционная	Ввод Т-2	ВЛ-5 столлярный цех	ВЛ-6 гараж	ВЛ-7 управл. н.	ВЛ-8 ул. освещ.
Тип предохранителя	–	ПН-2-600	ПН-2-600	ПН-2-600	ПН-2-600	ПП-31	–	ПП-31	ПН-2-400	ПН-2-250	ПН-2-250	ПН-2-100
І ном. / І уст. А	–	600/400	600/400	600/400	600/400	1000/630	–	1000/630	400/250	250/125	250/80	200/10
Тип авт. выкл. (рубильн.)	А3134	РЦ-6	РЦ-6	РЦ-6	РЦ-6	РЦ-10	–	РЦ-6	РПЦ-4	РПЦ-2	РПЦ-2	РПЦ-2
І ном. / І уст. А/дел.	200/7	630	630	630	630	1000	1000	630	400	250	250	250
Исполнение ввода	АВВГ3х10	АВВБГ-4х120	АВВБГ-4х150	АВВБГ-4х150	АВВБГ-4х120	шина	шина	шина	АППБ4х3 5	АППБ4х3 5	АППБ4х3 5	АППБ4х3 5
Тип панели		ЩО-4			ЩО-70-3-35 УЗ				ЩО-4			
Номер панели	1	2			3			4				

Схема ТП № 862 "База СМУ-5" 1-ый Загородный пер. 10		
Составил	мастер Иванов И.И.	27.03.03
Чертил	техник Петров А.А.	27.03.03
Проверил	гл.инж. Вахляева Е.В.	27.03.03
Утвердил	начальник Катрч В.И.	01.04.03

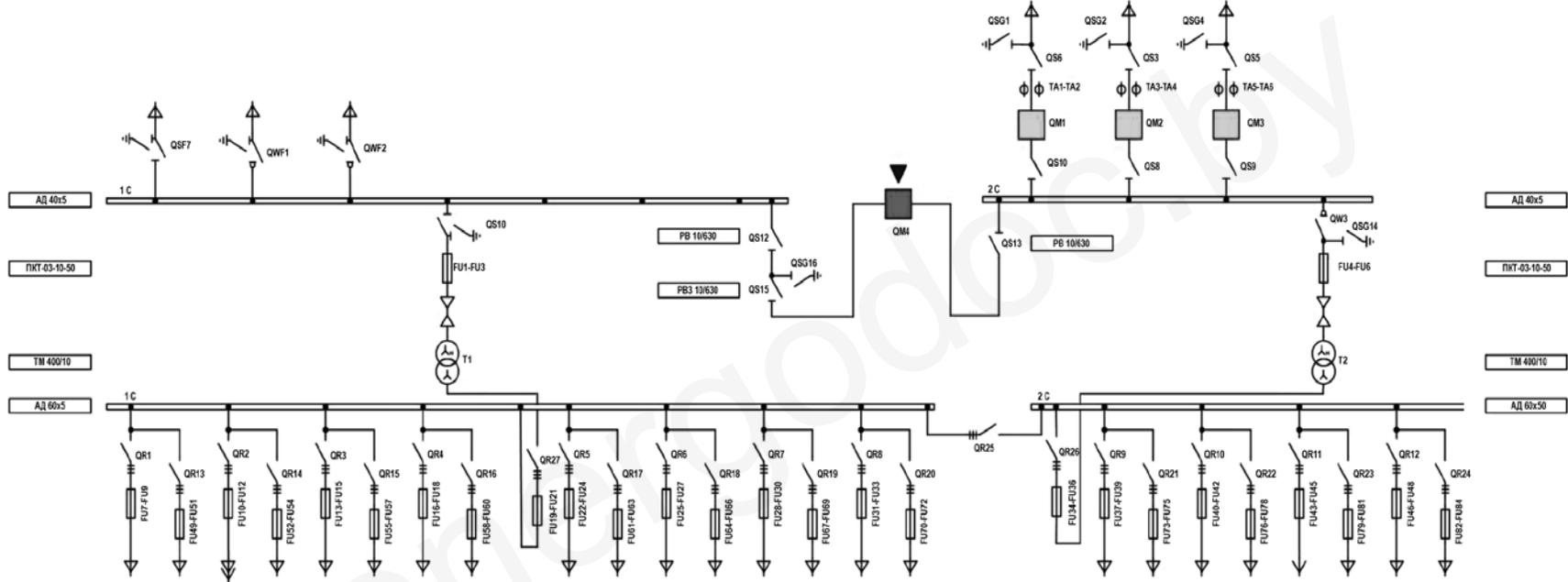
  

3			
2	гл.инж. Вахляева Е.В.	05.09.03	
1	гл.инж. Вахляева Е.В.	03.06.03	
№ п/п	Схему пересмотрел, ФИО	Дата	Подпись

Пример исполнения  
электрической схемы в  
паспорте ТП с нетиповой  
схемой

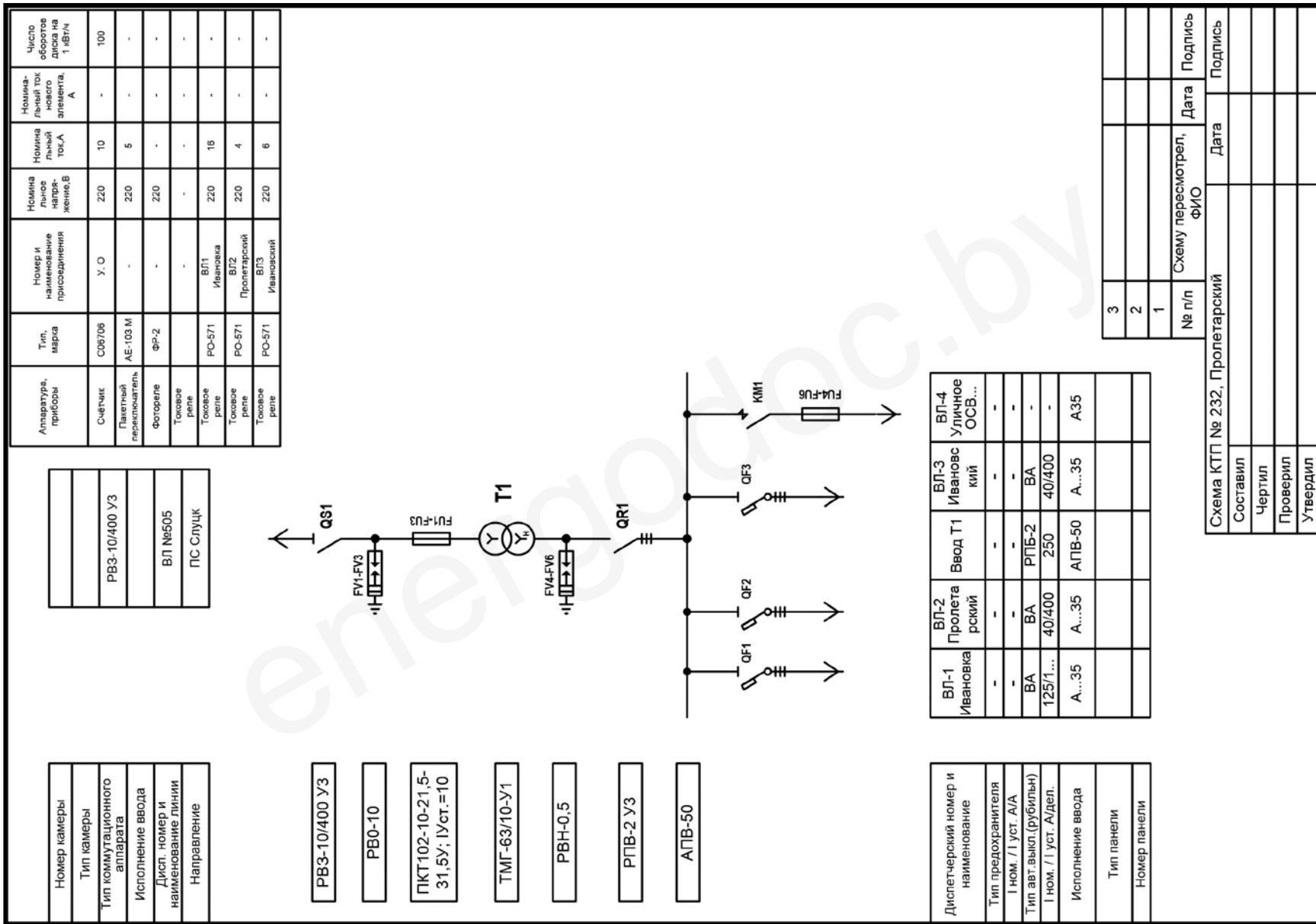
Номер камеры	1	2	3	4
Тип камеры	КСО-366-1-630	КСО-366-3н-630	КСО-366-3н-630	КСО-366-2-630-50
Тип коммутационного аппарата	РВЗ 10/630	ВНПР 10/630	ВНПР 10/630	РВЗ 10/630
Исполнение ввода	ААБ 3х120	ААБ 3х120	ААБ 3х150	ААБЛ 3х120
Дисп. номер и наименование линии	КЛ 16 кВ №18 ПС Лучинка	КЛ 10 кВ №18 ПС Лучинка	КЛ 10 кВ №18 ПС Лучинка	Ввод Т1
Направление	на ТП 80	на ТП 130	на РП 4, 1 СШ	

5	6	7	8	9
КСО-286	КСО-286	КСО-286	КСО-286	КСО-366-2-630
ВМГ-10-630	РВЗ10/400; ВМГ-10/630; РВ 10/400	РВЗ10/400; ВМГ-10/630; РВ 10/630	РВЗ10/400; ВМГ-10/630; РВ 10/630	ВНПР 10/630
АД 4хх5	ААБ 3х120	ААШВ 3х120	ААБ 3х120	ААБЛ 3х120
Камера секционирующая	КЛ 10 кВ №10 ПС Случк	КЛ 10 кВ №10 ПС Случк	КЛ 10 кВ №10 ПС Случк	Ввод Т2
	на ТП 92	на ТП 95, 2 СШ	на ТП 99	

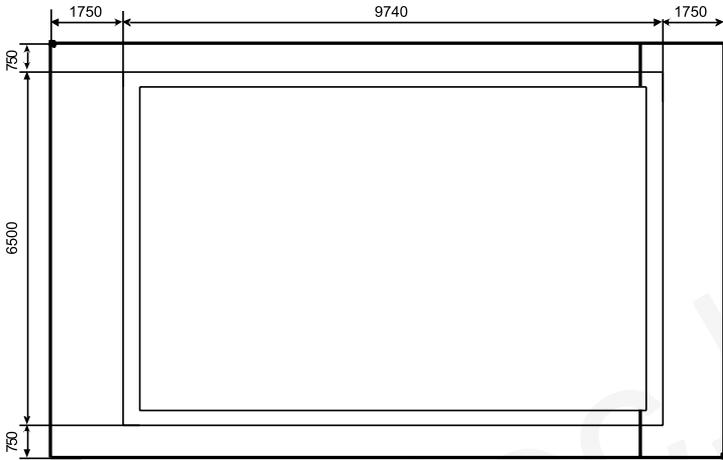


Диспетчерский номер и наименование	КЛ-1 насосная	КЛ-2 дет. сад №22	ВЛ-3 магазин №17	КЛ-4 гостиница	КЛ-5 жил. дом №116	КЛ-6 дет. сад №22	КЛ-7 жил. дом №156	КЛ-8 жил. дом №128	Ввод Т1	КЛ-6 молод. центр	КЛ-10 дет. сад №1	КЛ-11 жил. дом №140	КЛ-12 бараки	КЛ-13 жил. дом №134	КЛ-14 жил. дом №134, ...	КЛ-15 жил. дом №156	КЛ-16 дет. сад №1	Панель секционная	Ввод Т2	КЛ-17 жил. дом №113	КЛ-18 жил. дом №132 ...	КЛ-19 молод. цент...	КЛ-20 жил. дом №136	ВЛ-21 ул. освещ.	КЛ-22 магазин №2	КЛ-22 магазин №17	КЛ-24 жил. дом №118
Тип предохранителя	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2	ПН-2
И ном. / I уст. А/А	400/200	400/250	400/150	400/250	250/200	250/200	250/200	250/200	1000/600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тип авт. выкл. (рубильн.)	РПЦ-4	РПЦ-4	РПЦ-4	РПЦ-4	РПЦ-2	РПЦ-2	РПЦ-2	РПЦ-2	РЦ-10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
И ном. / I уст. А/дел.	400	250	250	400	250	250	250	250	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Исполнение ввода	АВВБГ-4х120	АВВБГ-4х120	АВВБГ-4х120	и	т.	д.																					
Тип панели	ЩО-70-3-03 УЗ			ЩО-70-3-06 УЗ				ЩО-70-3-18	и т.д.	ЩО-70-3-36	ЩО-70-3-18	и т.д.															
Номер панели	1			2				3	4	5	6	7			8			9									

Схема ТП № 12 мкр. Лесной	Подпись		
Составил мастер Иванов И.И.	27.03.03	3	
Чертил техник Петров А.А.	27.03.03	2	г.инж. Вахляева Е.В.
Проверил г.инж. Вахляева Е.В.	27.03.03	1	г.инж. Вахляева Е.В.
Утвердил начальник Катрч В.И.	01.04.03		03.06.03
		№ п/п	Схему пересмотрел. ФИО
			Дата
			Подпись



### 4.2. Схема заземляющего устройства



Заземляющие проводники

Вертикальные, шт.		Горизонтальные, м	
Круг	Уголок	Круг	Полоса

### 4.3. Схема ячеек ТП, РП расположения камер и панелей

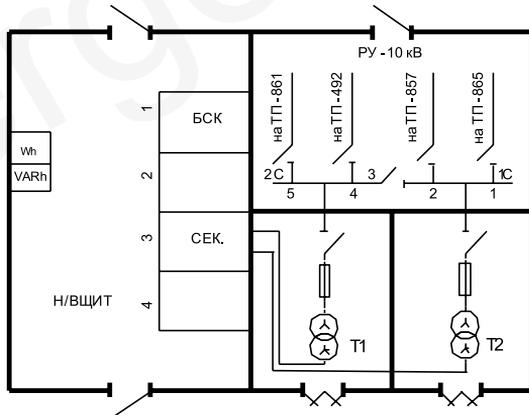


Таблица 5.1 – Сведения о ремонтах и замене оборудования

Дата	Оборудование	Причина работ, вид обслуживания	Выполненные работы		Заключение	Ответственный исполнитель	
			Содержание работ, № акта приемки из капремонта	Объем		Должность	Ф.И.О.
1	2	3	4	5	6	7	8

Таблица 5.2 – Результаты технического обслуживания

Дата	Наименование работ	Ответственный исполнитель	
		Должность	Ф.И.О.
1	2	3	4

Таблица 6.1 – Сведения о выключателях 6–10 кВ

№ п/п	Диспетчерский номер	Марка	Заводской номер	Завод-изготовитель	№ технического свидетельства ГПО «Белэнерго»	Дата		Номинальные параметры			Время откл. с приводом, мс	Время вкл. с приводом, мс	Ресурс стойкости		Отключенный КЗ по состоянию на		Содержание серебра, г	Наличие	Тип привода	Инвентарный №	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
						ввода в эксплуатацию	последнего капремонта	Ун, кВ	Ин, А	лукл, кА			механической	коммутиционной	Дата	Кол-во							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

**Таблица 6.2 – Сведения об автоматических выключателях 0,4 кВ**

№ п/п	Диспетчерский номер	Марка	Заводской номер	Завод-изготовитель	№ технического свидетельства ГПО «Белэнерго»	Дата		Номинальные параметры			Расцепитель			Размеры, мм			Тип привода	Защитная приставка		Инвентарный №	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
						ввода в эксплуатацию	последнего капремонта	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>н</sub> , А	I <sub>откл</sub> , кА	Тип	Номинальный ток, А	Номинальное напряжение, В (для независ.)	Высота	Глубина	Ширина		Марка	Ток уставки, А				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

**Таблица 6.4 – Сведения о разъединителях 6–10 кВ**

№ п/п	Поз. обозначение на схеме	Марка	Заводской номер	Завод-изготовитель	№ технического свидетельства ГПО «Белэнерго»	Дата		Номинальные параметры			Тип привода главных ножей	Тип привода заземляющих ножей	Инвентарный №	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
						ввода в эксплуатацию	последнего капремонта	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>н</sub> , А	I <sub>откл</sub> , кА						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Таблица 6.5 – Сведения о рубильниках/контакторах 0,4 кВ

№ п/п	Диспетчерский №	Марка	Завод-изготовитель	Дата		Номинальные параметры		Предельный ток КЗ, кА	Инвентарный №	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
				ввода в эксплуатацию	посл. капремонта	Un, кВ	In, А					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица 6.6 – Сведения о разрядниках и ОПН 0,4–10 кВ

№ п/п	Диспетчерский №	Марка	Завод-изготовитель	№ технического свидетельства ГПО «Белэнерго»	Дата ввода в эксплуатацию	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее допустимое напряжение, кВ	Ток утечки, мА (не более 1 мА)	Сопротивление, Ом	Инвентарный №	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица 6.7 – Сведения о предохранителях 0,4–10 кВ

№ п/п	Диспетчерский №	Марка	Дата		Номинальный ток плавкой вставки, А	Предельный ток КЗ, кА	Инвентарный №	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
			ввода в эксплуатацию	последнего капремонта						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

**Таблица 6.8 – Сведения о трансформаторах тока 0,4–10 кВ**

№ п/п	Диспетчерский номер	Функциональное назначение	Номер ячейки (ввод, линия)	Марка	Завод-изготовитель	№ технического свидетельства ГПО «Белэнерго»	Дата			Класс точности сердечника	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А		Коэффициент трансформации 11/12	Номинальная нагрузка в классе точности 0,5	Инвентарный №	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
							ввода в эксплуатацию	последней проверки	следующей проверки			первичной обмотки	вторичной обмотки						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20

**Таблица 6.9 – Сведения о трансформаторах напряжения 6–10 кВ**

№ п/п	Диспетчерский номер	Функциональное назначение	Номер ячейки (ввод, линия)	Марка	Завод-изготовитель	№ технического свидетельства ГПО «Белэнерго»	Дата			Класс точности сердечника	Номинальное напряжение, кВ			Номинальный коэффициент трансформации (Кном)	Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки, кВА	Предельная мощность, кВА	Группа соединения	Инвентарный №	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
							ввода в эксплуатацию	последней проверки	следующей проверки		первичной обмотки	вторичной обмотки	дополнительной вторичной обмотки								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

Таблица 6.10 – Сведения о счетчиках активной энергии

№ п/п	Позиционное обозначение (диспетчерский №)	Номер и наименование присоединения	Марка	Диспетчерский номер	Завод-изготовитель	№ технического свидетельства ГПО «Белэнерго»	Дата ввода в эксплуатацию	Показание	Дата следующей проверки	Позиционное обозначение		Коэффициенты трансформации		Заводской номер	Число оборотов диска на 1 кВт·ч	Класс точности серводенчика	Номинальный ток	Номинальное напряжение	Инвентарный №	Золото, г	Серебро, г	Платина, г	
										ТТ	ТН	ТТ	ТН										
1																							
2																							
3																							
4																							
5																							
6																							
7																							
8																							
9																							
10																							
11																							
12																							
13																							
14																							
15																							
16																							
17																							
18																							
19																							
20																							
21																							
22																							
23																							

Таблица 6.11 – Сведения о счетчиках реактивной энергии

№ п/п	Позиционное обозначение (диспетчерский №)	Номер и наименование присоединения	Марка	Диспетчерский номер	Завод-изготовитель	№ технического свидетельства ГПО «Белэнерго»	Дата ввода в эксплуатацию	Показание	Дата следующей проверки	Цепь 3-х или 4-х	Позиционное обозначение		Коэффициенты трансформации		Заводской номер	Число оборотов диска на 1 кВт·ч	Класс точности серводенчика	Номинальный ток	Номинальное напряжение	Инвентарный №	Золото, г	Серебро, г	Платина, г	
											ТТ	ТН	ТТ	ТН										
1																								
2																								
3																								
4																								
5																								
6																								
7																								
8																								
9																								
10																								
11																								
12																								
13																								
14																								
15																								
16																								
17																								
18																								
19																								
20																								
21																								
22																								
23																								
24																								

**Таблица 6.12 – Сведения об электронных счетчиках энергии**

№ п/п	Позиционное обозначение (диспетчерский №)	Номер и наименование присоединения	Марка	Диспетчерский номер	Завод-изготовитель	№ технического свидетельства ГПО «Белэнерго»	Дата ввода в эксплуатацию	Показание	Дата следующей проверки	Цель 3-х или 4-х	Позиционное обозначение		Коэффициенты трансформации		Заводской номер	Наличие резервного источника питания	Наличие GSM-модема	Включение в систему АСКУЭ		Номинальный ток	Номинальное напряжение	Инвентарный №	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
											ТТ	ТН	ТТ	ТН				ГПО	Потребителя						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	20	21	22	23	24

**Примечания**

- 1 Для столбцов 17, 18 таблицы 6.12 наличие указанного параметра обозначается символом «+», отсутствие – «-».
- 2 Для столбца 19 таблицы 6.12 принадлежность электронного счетчика энергии к системе АСКУЭ ГПО обозначается символом «+».
- 3 В столбце 20 таблицы 6.12 указывается наименование потребителя.

**Таблица 6.13 – Сведения о шинах 0,4–10 кВ**

№ п/п	Позиционное обозначение (диспетчерский №)	Марка	Сечение, мм х мм	Материал	Инвентарный №
1	2	3	4	5	6

Таблица 6.14 – Сведения о пакетных выключателях

№ п/п	Позиционное обозначение (диспетчерский №)	Номер и наименование присоединения	Марка	Диспетчерский номер	Дата ввода в эксплуатацию	Номинальный ток	Номинальное напряжение	Инвентарный №	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 6.15 – Сведения о фотореле

№ п/п	Позиционное обозначение (диспетчерский №)	Номер и наименование присоединения	Марка	Диспетчерский номер	Дата ввода в эксплуатацию	Номинальный ток	Номинальное напряжение	Инвентарный №	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 6.16 – Сведения о батарее статических конденсаторов

№ п/п	Позиционное обозначение (диспетчерский №)	Марка	Диспетчерский номер	Завод-изготовитель	Напряжение, кВ	Номинальная емкость, мкФ	Измеренная емкость, мкФ	Схема соединения	Номинальная мощность, кВАр	Измеренная мощность, кВАр	Инвентарный №	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Таблица 6.17 – Сведения о токовых реле

№ п/п	Позиционное обозначение (диспетчерский №)	Номер и наименование присоединения	Марка	Диспетчерский номер	Дата ввода в эксплуатацию	Номинальный ток	Номинальное напряжение	Иуст токового реле нулевой последовательности, А	Инвентарный №	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица 6.18 Сведения о тепловых реле

№ п/п	Позиционное обозначение (диспетчерский №)	Номер и наименование присоединения	Марка	Диспетчерский номер	Дата ввода в эксплуатацию	Номинальный ток	Номинальное напряжение	Иуст теплового реле, А	Инвентарный №	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

**Приложение В**  
(обязательное)

Форма 4

СОГЛАСОВАНО

УТВЕРЖДАЮ

\_\_\_\_\_   
 ответственное лицо   
 «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

\_\_\_\_\_   
 ответственное лицо   
 «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

ГПО \_\_\_\_\_   
 РУП \_\_\_\_\_   
 ФЭС \_\_\_\_\_   
 РЭС \_\_\_\_\_

**ПАСПОРТ**

СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Заводской номер \_\_\_\_\_

Номер ТП \_\_\_\_\_

**1 Общие положения**

1.1 Тип трансформатора \_\_\_\_\_

1.2 Напряжение \_\_\_\_\_ ВН (В) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ НН (В) \_\_\_\_\_

1.3 ГОСТ \_\_\_\_\_

1.4 Завод-изготовитель \_\_\_\_\_

1.5 Год изготовления \_\_\_\_\_

1.6 Мощность, кВА (Sном) \_\_\_\_\_

1.7 Вес трансформатора (полный), кг \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ масла, кг \_\_\_\_\_

1.8 Схема соединения обмоток \_\_\_\_\_

1.9 Группа соединения обмоток \_\_\_\_\_

1.10 Потери х.х, Pх, кВт \_\_\_\_\_

1.11 Напряжение КЗ Ukз, приведенное к \_\_\_\_\_

75 °С, % \_\_\_\_\_

1.12 ПотериКЗ, приведенное к 75 °С, кВт: \_\_\_\_\_

1.13 Положение анцапф \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ предельное \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ действующие \_\_\_\_\_

1.14 Обмотка, в которую установлен ПБВ \_\_\_\_\_

(РПН) \_\_\_\_\_

1.15 Реактивные потери  $Q_{xx}$ , вар \_\_\_\_\_

1.16 Сопротивление: \_\_\_\_\_

    активное  $R$ , Ом \_\_\_\_\_    реактивное  $X$ , Ом \_\_\_\_\_1.17 Ток х.х.,  $I_0$ , % \_\_\_\_\_

1.18 Диспетчерский номер \_\_\_\_\_

1.19 Инвентарный номер \_\_\_\_\_

<b>2 Технические данные</b>	
2.1 Напряжение регулирования	Таблица 2.1 на __ листах
2.2 Сведения о ремонтах и профилактических испытаниях	Таблица 2.2 на __ листах
2.3 Движение трансформатора	Таблица 2.3 на __ листах

Дата создания \_\_\_\_\_

Дата редактирования \_\_\_\_\_

Составил \_\_\_\_\_

Проверил \_\_\_\_\_

**Таблица 2.1 – Напряжение регулирования**

№ п/п	Положение	Напряжение, кВ
1	2	3

**Таблица 2.2 – Сведения о ремонтах и профилактических испытаниях**

№ п/п	Причина работ	Вид ремонта/испытаний	Выполненные работы		Заключение	Дата проведения ремонта/испытания	Ответственный исполнитель	
			Содержание работ, № акта приемки из капремонта	Объем			Должность	Ф.И.О.
1	2	3	4	5	6	7	8	9

**Таблица 2.3 – Движение трансформатора**

№ п/п	Местонахождение	№ ТП	Дата		Причина снятия/установки	Куда направлен
			установки	снятия		
1	2	3	4	5	6	7

## Приложение В (обязательное)

Форма 5

СОГЛАСОВАНО

УТВЕРЖДАЮ

\_\_\_\_\_ ответственного лица

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

\_\_\_\_\_ ответственного лица

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

ГПО \_\_\_\_\_

РУП \_\_\_\_\_

ФЭС \_\_\_\_\_

РЭС \_\_\_\_\_

### ПАСПОРТ

ЛЭП НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4 кВ № \_\_\_\_\_  
от подстанции \_\_\_\_\_

#### 1 Общие положения

1.1 Год постройки \_\_\_\_\_

1.2 Дата ввода в эксплуатацию \_\_\_\_\_

1.3 Дата приемки на баланс \_\_\_\_\_

1.4 Проектная организация \_\_\_\_\_

1.5 Строительно-монтажная организация \_\_\_\_\_

1.6 Сметная (балансовая) стоимость  
по состоянию на \_\_\_\_\_

1.7 Инвентарный номер \_\_\_\_\_

1.8 Общая протяженность линии, км  
в том числе кабеля, км \_\_\_\_\_

1.8.1 в том числе на балансе РУП, км \_\_\_\_\_

в том числе воздушных участков, км \_\_\_\_\_

в том числе кабельных участков, км \_\_\_\_\_

1.9 Тип потребителя \_\_\_\_\_

1.10 Сведения о грунтах на трассе \_\_\_\_\_

#### 2 Технические данные

2.1 Данные по кабельным пролетам	Таблица 2.1 на __ листах
2.2 Данные по кабельным муфтам	Таблица 2.2 на __ листах
2.3 Данные по защите от коррозии блуждающими токами	Таблица 2.3 на __ листах
2.4 Данные по защите от химической коррозии	Таблица 2.4 на __ листах

2.5 Данные по защите от механических повреждений	Таблица 2.5 на __ листах
2.6 Данные по узким местам	Таблица 2.6 на __ листах
2.7 Сведения о потребителях и распределительных устройствах	Таблица 2.7 на __ листах
2.8 Сведения о пересечениях и сближениях с коммуникациями	Таблица 2.8 на __ листах

<b>3 Измерения и испытания</b>	
3.1 Ведомость замеров сопротивлений заземляющих устройств	Таблица 3.1 на __ листах
3.2 Данные об испытаниях изоляции кабельных участков	Таблица 3.2 на __ листах
3.3 Ведомость замеров сопротивления петли фаза-нуль или тока однофазного короткого замыкания (минимального значения)	Таблица 3.3 на __ листах
3.4 Данные измерения нагрузок и напряжений присоединений 0,4 кВ	Таблица 3.4 на __ листах
3.5 Данные об испытаниях повышенным напряжением изоляции кабельных участков	Таблица 3.5 на __ листах
3.6 Измерение сопротивления изоляции изолированных проводов	Таблица 3.6 на __ листах
3.7 Ведомость измерения однофазного тока короткого замыкания цепи фаза-нуль (минимального значения) на участках секционирования ЛЭП	Таблица 3.7 на __ листах

<b>4 Графические данные</b>	
4.1 Схема линии	
4.2 Схема-планшет	

<b>5 Ремонты и реконструкции</b>	
5.1 Ремонты, замена опор, техническое обслуживание	Таблица 5.1 на __ листах
5.2 Сведения о реконструкциях и переустройстве	Таблица 5.2 на __ листах

<b>6 Технические данные по воздушным участкам</b>	
6.1 Данные по проводам	Таблица 6.1 на __ листах
6.2 Данные о проводах уличного освещения	Таблица 6.2 на __ листах

6.3 Данные по изоляции	Таблица 6.3 на __ листах
6.4 Данные по установленному оборудованию	Таблица 6.4 на __ листах
6.5 Данные по заземляющим устройствам	Таблица 6.5 на __ листах
6.6 Данные по светильникам уличного освещения	Таблица 6.6 на __ листах
6.7 Данные по опорам	Таблица 6.7 на __ листах
6.8 Данные по габаритам на пересечении с другими ВЛ, Р, С, КС и инженерными сооружениями	Таблица 6.8 на __ листах
6.9 Данные по габаритам при сближении с другими ВЛ, Р, С, КС и инженерными сооружениями	Таблица 6.9 на __ листах
6.10 Данные по негабаритным пролетам	Таблица 6.10 на __ листах

<b>7 Сведения по элементам воздушных участков</b>	
7.1 Сведения о стойках опор	Таблица 7.1 на __ листах
7.2 Сведения о металлоконструкциях	Таблица 7.2 на __ листах
7.3 Сведения об изоляторах	Таблица 7.3 на __ листах
7.4 Сведения об установленном оборудовании	Таблица 7.4 на __ листах
7.5 Сведения о заземляющих устройствах	Таблица 7.5 на __ листах
7.6 Сводные сведения по пролетам	Таблица 7.6 на __ листах
7.7 Сводные сведения по пролетам пересечения и сближения с другими ВЛ, Р, С, КС или инженерными сооружениями и до земли	Таблица 7.7 на __ листах
7.8 Координаты GPS опор	Таблица 7.8 на __ листах

Дата создания \_\_\_\_\_  
Дата редактирования \_\_\_\_\_  
Составил \_\_\_\_\_  
Проверил \_\_\_\_\_

**Таблица 2.1 – Данные по кабельным пролетам**

№ п/п	Название участка	Длина, м	Начало (№ ТП, опоры)	Конец (№ опоры)	Балансовая принадлежность другим организациям	Длина, м	Марка кабеля	Предельный ток, А	Номинальное напряжение, кВ	Завод-изготовитель	Дата прокладки	Дата ввода в эксплуатацию	Строительно-монтажная организация	Проектная организация	Инвентарный №
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

ИТОГО ПО МАРКАМ (к таблице 2.1):

№ п/п	Марка кабеля	Суммарная длина, км

**Таблица 2.2 – Данные по кабельным муфтам**

Номер муфты	Марка	Назначение	Дата установки	Место установки (ТП, опора или расстояние от начала кабельного участка, м)	Строительно-монтажная организация	Исполнитель	Вид по установке
1	2	3	4	5	6	7	8

ИТОГО ПО МАРКАМ (к таблице 2.2):

№ п/п	Марка муфты	Количество, шт.

**Таблица 2.3 – Данные по защите от коррозии блуждающими токами**

№ п/п	Адрес узкого участка	Длина участка, м	Характеристика коррозионности	Категория грунта	Описание выполненных мероприятий по защите от коррозии	Дата выполнения
1	2	3	4	5	6	7

**Таблица 2.4 – Данные по защите от химической коррозии**

№ п/п	Адрес узкого участка	Длина участка, м	Коррозионность грунта	Описание выполненных мероприятий по защите от коррозии	Дата выполнения
1	2	3	4	6	7

**Таблица 2.5 – Данные по защите от механических повреждений**

№ п/п	Дата выполнения	Адрес узкого участка	Длина участка, м	Описание выполненных мероприятий
1	2	3	4	5

**Таблица 2.6 – Данные по узким местам**

№ п/п	Адрес узкого участка	Подробная характеристика узкого места и коэффициенты снижения нагрузки	Максимально допустимая расчетная нагрузка	Примечание
1	2	3	4	5

**Таблица 2.7 – Сведения о потребителях и распределительных устройствах**

№ п/п	Потребители							Ответвления к вводу			
	Место установки	Наименование или Ф.И.О.	Номер абонентской карточки	Адрес	Вид по технологии	Установленная мощность, кВт	Категория	Вид по исполнению	Вид	Марка	Кол-во
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

**Таблица 2.8 – Сведения о пересечениях и сближениях с коммуникациями**

№ п/п	Место пересечения, сближения	Наименование коммуникации	Принадлежность коммуникации	Номер чертежа	Примечание
1	2	3	4	5	6

**Таблица 3.1 – Ведомость замеров сопротивлений заземляющих устройств**

Дата замера	Номер опоры	Номер протокола	Сопротивление, Ом			Ф.И.О. мастера
			Норма	Факт	Расчетное на сезон	
1	2	3	4	5	6	7

**Таблица 3.2 – Данные об испытании изоляции кабельных участков**

Дата испытания	Участок	Причина	№ протокола	Заключение	Минимальное сопротивление, МОм	Ф.И.О. мастера
1	2	3	4	5	6	7

**Таблица 3.3 – Ведомость замеров сопротивления петли фаза-ноль или тока однофазного короткого замыкания (минимального значения)**

Дата и время замера	№ протокола	Сопротивление, Ом		Ток однофазного короткого замыкания, А	
		Расчетное	Измеренное	Расчетное	Измеренное
1	2	3	4	5	6

**Таблица 3.4 – Данные измерения нагрузок и напряжений присоединений 0,4 кВ**

Дата и время	Номинальный ток линии, А	Ток нагрузки по фазам, А				Напряжение, В						Ответственный исполнитель	Тип и номера приборов	№ протокола
		A	B	C	N	AN	BN	CN	AB	BC	AC			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

**Таблица 3.5 – Данные об испытаниях повышенным напряжением изоляции кабельных участков**

Дата испытания	Участок	Причина	№ протокола	Заключение	Напряжение, кВ	Продолжительность, мин.	Ф.И.О. мастера
1	2	3	4	5	6	7	8

**Таблица 3.6 – Измерение сопротивления изоляции изолированных проводов**

Дата испытания	Участок	Причина	№ протокола	Заключение	Минимальное сопротивление, МОм	Ф.И.О. мастера
1	2	3	4	5	6	7

**Таблица 3.7 – Ведомость измерения однофазного тока короткого замыкания цепи фаза-нуль (минимального значения) на участках секционирования ЛЭП**

Дата измерения	№ опоры	№ протокола	Ток, А	
			Расчетный	Измеренный
1	2	3	4	5

4.1 – Схема линии (см. приложение В, форма 2).

4.2 – Схема-планшет (см. приложение В, форма 2).

**Таблица 5.1 – Ремонты, замена опор, техническое обслуживание**

Дата	Участок	Причина работ, вид обслуживания	Выполненные работы		Заключение	Ответственный исполнитель
			Содержание работ, № акта приемки из ТО № 2	Объем		
1	2	3	4	5	6	7

**Таблица 5.2 – Сведения о реконструкциях и переустройству**

Дата	Участок	Проектная организация	Строительно-монтажная организация	Объем работ	Номер акта приемки	Инвентарный номер	Причина
1	2	3	4	5	6	7	8

**Таблица 6.1 – Данные по проводам**

№ п/п	Наименование участка, ответвления линий (от ТП, опоры № до ТП, опоры №)	Год монтажа	Марка провода	Длина провода, 1 пр/км
1	2	3	4	5

ИТОГО ПО МАРКАМ (к таблице 6.1):

№ п/п	Год	Длина провода, 1 пр/км

**Таблица 6.2 – Данные о проводах уличного освещения**

№ п/п	Наименование участка, ответвления линий (от ТП, опоры № до ТП, опоры №)	Год монтажа	Марка провода	Длина провода, 1 пр/км
1	2	3	4	5

ИТОГО ПО МАРКАМ (к таблице 6.2):

№ п/п	Год	Длина провода, 1 пр/км

ИТОГО ПО ГОДАМ (к таблице 6.2):

№ п/п	Год	Длина провода, 1 пр/км

**Таблица 6.3 – Данные по изоляции**

№ п/п	№№ опор	Тип изоляторов	Кол-во, шт.
1	2	3	4

**Таблица 6.4 – Данные по установленному оборудованию**

№ п/п	Вид оборудования	Марка	Место установки	Кол-во, шт.	Год установки
1	2	3	4	5	6

ИТОГО ПО ВИДАМ (к таблице 6.4):

№ п/п	Вид	Кол-во, шт.

**Таблица 6.5 – Данные по заземляющим устройствам**

Номер опоры	Заземляющие устройства				
	Назначение	Норма сопротивления, Ом	Измеренное сопротивление, Ом	Дата измерения	Дата установки
1	2	3	4	5	6

**Таблица 6.6 – Данные по светильникам уличного освещения**

№ п/п	№ опор	Тип	Количество		
			Количество	в т. ч. на балансе	
				РЭС	Сторонних организаций
1	2	3	4	5	6

ИТОГО ПО ТИПАМ (к таблице 6.6):

№ п/п	Тип	Кол-во, шт.

**Таблица 6.7 – Данные по опорам**

№ п/п	Тип опоры	Материал стоек	Количество стоек, шт.	Год установки	Номера опор
1	2	3	4	5	6

ИТОГО: опор \_\_\_\_\_ (шт.),  
совместной подвески \_\_\_\_\_ (шт.).

**Таблица 6.8 – Данные по габаритам на пересечении с другими ВЛ, Р, С, КС, инженерными сооружениями и до земли**

№ п/п	Сведения о пролете данной ВЛ				Объект пересечения		Габариты на пересечении, м			Измерения		
	№ ТП, опоры		Длина пролета, м	Марка пров-вода	Наименование	Балансовая принадлежность	Наименьшее допустимое по ПУЭ	Фактическое	Расчетное при $t=15\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $t=70\text{ }^{\circ}\text{C}$	Дата измерения	Номер протокола	Температура измерения, $t, \text{ }^{\circ}\text{C}$
	Начало пролета	Конец пролета										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

**Таблица 6.9 – Данные по габаритам при сближении с другими ВЛ, Р, С, КС и инженерными сооружениями**

№ п/п	Сведения о пролете данной ВЛ				Объект сближения		Измерения			Расстояния между проводами, до опоры, объекта, при наибольшем отклонении проводов, м	
	№ ТП, опоры		Длина пролета, м	Марка пров-вода	Наименование	Балансовая принадлежность	Дата измерения	Номер протокола	Температура измерения, $t, \text{ }^{\circ}\text{C}$	Наименьшее допустимое	Фактическое
	Начало пролета	Конец пролета									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

**Таблица 6.10 – Данные по негабаритным пролетам**

№ П/п	Сведения о пролете данной ВЛ						Габариты на пересечении				Измерения		
	№ ТП, опоры		Длина пролета, м	Марка провода	Высота подвеса, м, на опоре с		Расстояние от точки негабарита до опоры с меньшим номером	Измеренное расстояние до земли в точке негабарита	Наименьшее допустимое по ПУЭ	Расчетное при $t=40\text{ }^{\circ}\text{C}$	Дата измерения	Номер протокола	Температура измерения, $t, \text{ }^{\circ}\text{C}$
	Начало пролета	Конец пролета			меньшим номером	большим номером							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

**Таблица 7.1 – Сведения о стойках опор**

Номер опоры	Тип опоры	Шифр опоры	Заглубление (отклонение от нормы), +/-см	Дата установки	Материал стойки	Балансовая принадлежность другим организациям	Стойка, подкос				Приставка			
							Марка		Кол-во стоек, шт.	Завод-изготовитель	Марка приставок	Кол-во стоек, шт.	Материал	Завод-изготовитель
							Стойки	Подкоса						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

**Таблица 7.2 – Сведения о металлоконструкциях**

Номер опоры	Металлоконструкции		
	Вид	Марка	Количество, шт.
1	2	3	4

**Таблица 7.3 – Сведения об изоляторах**

Номер опоры	Изоляторы	
	Марка	Кол-во, шт.
1	2	3

**Таблица 7.4 – Сведения об установленном оборудовании**

Номер опоры	Установленное оборудование									
	Вид	Марка	Балансовая принадлежность другим предприятиям	Диспетчерский номер	Кол-во, шт.	Дата установки	Ток уставки, А	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

**Таблица 7.5 – Сведения о заземляющих устройствах**

Номер опоры	Заземляющие устройства					
	Назначение	Норма сопротивления, Ом	Измеренное сопротивление, Ом	Расчетное сопротивление на сезон, Ом	Дата измерения	Дата установки
1	2	3	4	5	6	7

Таблица 7.6 – Сводные сведения по пролетам

№ п/п	Начало пролета (№ ТП, опоры)	Конец пролета (№ опоры)	Длина пролета, м	Ширина просеки, м	Высота лесного массива, м	Характеристика местности	Инвентарный №	Объект пересечения, сближения	Балансовая принадлеж- ность другим организациям	Наличие совмест- ной подвески		Провода			
										Линия связи (кол- во проводов)	Радиоплиния (кол- во проводов)	Марка провода	Кол-во	Год установки	Назначение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

**Таблица 7.7 – Сводные сведения по пролетам пересечения и сближения с другими ВЛ, Р, С, КС, инженерными сооружениями и до земли**

№ п/п		Сведения о пролете данной ВЛ				Объект пересечения	Сведения о пролете другой ВЛ		Сведения о пересечении				Измерения		Сведения о сближении												
		Начало пролета	Конец пролета	фактического	приведенного		Длина пролета, м	Высота подвеса, м, на	Расстояние, м, от точки пересечения до опоры с	Измеренное расстояние до земли, м	Габариты на пересечении, м	Дата измерения	Номер протокола	Температура при измерении	Расстояние между проводами, до опор, объекта, при наибольшем отклонении проводов, м	фактическое											
7	8	Вид		Наименование	фактического	приведенного	Марка провода										левой опоре по направлению данной ВЛ	правой опоре по направлению данной ВЛ	меньшим номером данной ВЛ	левой опоры другой ВЛ	от данной ВЛ	от объекта пересечения	наименьшее допустимое по ПУЭ	фактическое	расчетное при $t=15\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $t=40\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $t=70\text{ }^{\circ}\text{C}$		
1	2	3	4	5				6	7	8	9	10	11	12	13	14										15	16

Таблица 7.8 – Координаты GPS опор

№ опоры	Широта	Долгота
	N/S	E/W
1	2	3

energodoc.by

**Приложение В**  
(обязательное)

Форма 6

СОГЛАСОВАНО

УТВЕРЖДАЮ

\_\_\_\_\_   
 ответственный лицо   
 «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

\_\_\_\_\_   
 ответственный лицо   
 «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

ГПО \_\_\_\_\_   
 РУП \_\_\_\_\_   
 ФЭС \_\_\_\_\_   
 РЭС \_\_\_\_\_

**ПАСПОРТ**

ПРЕДОХРАНИТЕЛЯ-РАЗЪЕДИНИТЕЛЯ 10 КВ ВЫХЛОПНОГО ТИПА

Заводской номер \_\_\_\_\_

Место установки \_\_\_\_\_

**1 Общие положения**

- 1.1 Тип предохранителя-разъединителя \_\_\_\_\_
- 1.2 Заводской изготовитель \_\_\_\_\_
- 1.3 Год изготовления \_\_\_\_\_
- 1.4 Количество полюсов \_\_\_\_\_
- 1.5 Номинальное напряжение, В \_\_\_\_\_
- 1.6 Номинальное рабочее напряжение, В \_\_\_\_\_
- 1.7 Номинальный ток основания, А \_\_\_\_\_
- 1.8 Номинальный ток отключения, кА \_\_\_\_\_
- 1.9 Апериодическая составляющая номинального тока отключения, кА \_\_\_\_\_
- 1.10 Тип плавкой вставки \_\_\_\_\_
- 1.11 Номинальный ток плавкой вставки, А \_\_\_\_\_
- 1.12 Тип оперативной штанги \_\_\_\_\_
- 1.13 Дата ввода в эксплуатацию \_\_\_\_\_
- 1.14 Диспетчерский номер \_\_\_\_\_
- 1.15 Инвентарный номер \_\_\_\_\_
- 1.16 Вес, кг \_\_\_\_\_

<b>2 Технические данные</b>	
2.1 Сведения о ремонтах и профилактических испытаниях	Таблица 2.1 на __листах
2.2 Движение предохранителя-разъединителя	Таблица 2.2 на __листах

Дата создания \_\_\_\_\_  
Дата редактирования \_\_\_\_\_  
Составил \_\_\_\_\_  
Проверил \_\_\_\_\_

**Таблица 2.1 – Сведения о ремонтах и профилактических испытаниях**

№ п/п	Причина работ	Вид ремонта/испытания	Выполненные работы		Заключение	Дата проведения ремонта/испытаний	Ответственный исполнитель	
			Содержание работ, № акта приемки из капремонта	Объем			Должность	Ф.И.О.
1	2	3	4	5	6	7	8	9

**Таблица 2.2 – Движение предохранителя-разъединителя**

№ п/п	Местонахождение	№ ВЛ	№ опоры	Дата		Причина снятия/установки	Куда направлен
				Установки	Снятия		
1	2	3		4	5	6	7

## Приложение В (обязательное)

Форма 7

СОГЛАСОВАНО

УТВЕРЖДАЮ

\_\_\_\_\_

ответственное лицо

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

\_\_\_\_\_

ответственное лицо

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

ГПО \_\_\_\_\_

РУП \_\_\_\_\_

ФЭС \_\_\_\_\_

РЭС \_\_\_\_\_

### ПАСПОРТ

#### РЕКЛОУЗЕРА

Заводской номер \_\_\_\_\_

Место установки \_\_\_\_\_

#### 1 Общие положения

- 1.1 Тип реклоузера \_\_\_\_\_
- 1.2 Завод-изготовитель \_\_\_\_\_
- 1.3 Год изготовления \_\_\_\_\_
- 1.4 Номинальное напряжение, В \_\_\_\_\_
- 1.5 Номинальный ток, А \_\_\_\_\_
- 1.6 Номинальный ток отключения, кА \_\_\_\_\_
- 1.7 Номинальная частота, Гц \_\_\_\_\_
- 1.8 Ток термической стойкости, кА/сек \_\_\_\_\_
- 1.9 Напряжение цепей управления, В \_\_\_\_\_
- 1.10 Механический ресурс, ВО \_\_\_\_\_
- 1.11 Коммутационный ресурс \_\_\_\_\_
- при номинальном токе (операций «ВО») \_\_\_\_\_
- при номинальном токе отключения (операций «ВО») \_\_\_\_\_
- 1.12 Собственное время отключения коммутационного аппарата, мс \_\_\_\_\_
- 1.13 Собственное время работы РЗА, мс \_\_\_\_\_
- 1.14 Цикл АПВ \_\_\_\_\_

- 1.15 Степень защиты изделий оболочками по ГОСТ 14254-96 \_\_\_\_\_
- 1.16 Масса коммутационного модуля, кг \_\_\_\_\_
- 1.17 Габариты коммутационного модуля ШхВхГ, мм \_\_\_\_\_
- 1.18 Масса шкафа управления, кг \_\_\_\_\_
- 1.19 Габариты шкафа управления ШхВхГ, мм \_\_\_\_\_
- 1.20 Диспетчерский номер \_\_\_\_\_
- 1.21 Инвентарный номер \_\_\_\_\_

<b>2 Технические данные</b>	
2.1 Сведения о трансформаторах тока	Таблица 2.1 на __ листах
2.2 Сведения о трансформаторах напряжения	Таблица 2.2 на __ листах
2.3 Сведения о системе питания	Таблица 2.3 на __ листах
2.4 Сведения об электронных счетчиках энергии	Таблица 2.4 на __ листах
2.5 Сведения о микропроцессорном терминале	Таблица 2.5 на __ листах
2.6 Сведения об организации каналов связи	Таблица 2.6 на __ листах

<b>3 Измерения и испытания</b>	
3.1 Измерение переходного сопротивления контактов	Таблица 3.1 на __ листах
3.2 Испытания повышенным напряжением промышленной частоты	Таблица 3.2 на __ листах
3.3 Испытания напряжением грозового импульса	Таблица 3.3 на __ листах

<b>4 Ремонты и реконструкции</b>	
4.1 Сведения о ремонтах и профилактических испытаниях	Таблица 4.1 на __ листах
4.2 Движение реклоузера	Таблица 4.2 на __ листах

Дата создания \_\_\_\_\_  
 Дата редактирования \_\_\_\_\_  
 Составил \_\_\_\_\_  
 Проверил \_\_\_\_\_

Таблица 2.1 – Сведения о трансформаторах тока

№ п/п	Диспетчерский номер	Функциональное название	Марка	Количество	Завод-изготовитель	№ технического свидетельства ГПО «Белэнерго»	Инвентарный №	Дата			Класс точности сердечника	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А		Коэффициент трансформации I1/I2	Номинальная нагрузка класса точности 0,5S	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
								ввода в эксплуатацию	последней проверки	следующей проверки			первичной обмотки	вторичной обмотки					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20

Таблица 2.2 – Сведения о трансформаторах напряжения

№ п/п	Диспетчерский номер	Функциональное название	Марка	Завод-изготовитель	№ технического свидетельства ГПО «Белэнерго»	Инвентарный №	Дата			Класс точности сердечника	Номинальное напряжение, кВ			Номинальный коэффициент трансформации, Кном	Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки, кВА	Предельная мощность, кВА	Группа соединения	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
							ввода в эксплуатацию	последней проверки	следующей проверки		первичной обмотки	вторичной обмотки	дополнительной вторичной обмотки							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	20	21	22

Таблица 2.3 – Сведения о системе питания

Оперативное питание				Бесперебойное питание					
Тип оперативного питания	Напряжение оперативного питания, В	Потребляемая мощность, ВА	Максимальная потребляемая мощность, ВА	Кол-во аккумуляторов, шт.	Номинальное напряжение батареи, В	Номинальная емкость батареи, А·ч	Время работы от АКБ, ч	Количество ключений от батареи	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 2.4 – Сведения об электронных счетчиках энергии

№ п/п	Диспетчерский номер	Номер и наименование присоединения	Марка	Место установки	Завод-изготовитель	№ технического свидетельства ГПО «Белэнерго»	Дата ввода в эксплуатацию	Показание	Дата следующей проверки	Цепь 3-х или 4-х	Позиционное обозначение		Коэффициенты трансформации		Заводской номер	Наличие резервного источника питания	Наличие GSM-модема	Включение в систему АСКУЭ		Номинальный ток	Номинальное напряжение	Инвентарный №	Золото, г	Серебро, г	Платина, г
											ТТ	ТН	ТТ	ТН				ГПО	Потребитель						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	20	21	22	23	24

## Примечания

1 Для столбцов 17, 18 таблицы 2.4 наличие указанного параметра обозначается символом «+», отсутствие – «-».

2 Для столбца 19 таблицы 2.4 принадлежность электронного счетчика энергии к системе АСКУЭ ГПО обозначается символом «+».

3 В столбце 20 таблицы 2.4 принадлежность электронного счетчика энергии к системе потребительского АСКУЭ указывается наименование потребителя.

**Таблица 2.5 – Сведения о микропроцессорном терминале**

1	2	Направленная защита от повышения тока последовательностей			6	7	8	Максимальная токовая защита			12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
		прямой	нулевой	обратной				Токовая отсечка	Защита нулевой последовательности	Защита от повышения тока обратной последовательности																

Примечание:

1. Для столбцов 3–22 таблицы 2.5 наличие указанной функции обозначается символом «+», отсутствие – «-».
2. В столбце 23 таблицы 2.5 указываются наименования защит, не указанных в столбцах 3–22.

**Таблица 2.6 – Сведения об организации каналов связи**

№ п/п	Оборудование связи	Тип (марка)	Дата ввода в эксплуатацию	Интерфейс связи	Протокол передачи данных
1	1	2	3	4	5

**Таблица 3.1 – Измерение переходного сопротивления контактов**

Дата	Оборудование	Причина	№ протокола	Минимальное сопротивление, мкОм	Заключение
1	2	3	4	5	6

**Таблица 3.2 – Испытания повышенным напряжением промышленной частоты**

Дата	Оборудование	Причина	№ протокола	Напряжение, кВ	Продолжительность, мин.	Заключение
1	2	3	4	5	6	7

**Таблица 3.3 – Испытания напряжением грозового импульса**

Дата	Оборудование	Причина	№ протокола	Напряжение, кВ	Заклучение
1	2	3	4	5	6

**Таблица 4.1 – Сведения о ремонтах и профилактических испытаниях**

№ п/п	Причина работ	Вид ремонта/испытания	Выполненные работы		Заклучение	Дата проведения ремонта/испытаний	Ответственный исполнитель	
			Содержание работ, № акта приемки из капремонта	Объем			Должность	Ф.И.О.
1	2	3	4	5	6	7	8	9

**Таблица 4.2 – Движение реклоузера**

№ п/п	Местонахождение	№ ВЛ	№ опоры	Дата		Причина снятия/установки	Куда направлен
				установки	снятия		
1	2	3		4	5	6	7

## Приложение Г (справочное)

### Условно-графические обозначения элементов электрических сетей, используемые при составлении паспортной документации объектов РЭС

**Таблица Г.1 – Условные обозначения железобетонных стоек  
типовых опор 0,4–10 кВ**

Обозначение	Тип стойки	Обозначение	Тип стойки
	СНВ-2.7-11		СК22.1-1.1 и СК22.2-1.1
	СВ110-1а и СВ110-35		СВ95-2-в и СВ95-20(25)
	СВ105-3.5		СНВ-1.1-9
	СВ164-12		

**Таблица Г.2 – Пример построения условных обозначений опор  
10 (6) кВ со стойками типа СНВ-2.7-11**

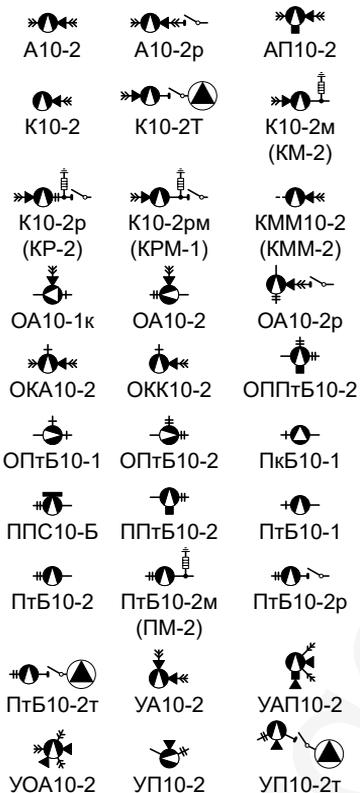
№ п/п	Условное обозначение	Описание
1		<p>Тип опоры П10-1Б – промежуточная опора для ненаселенной местности складывается из:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li> – ж/б стойка марки СНВ-2.7-11 – 1 шт.;</li> <li>– одинарное крепление проводов на штыревых изоляторах (одна черточка на условном обозначении провода), количество изоляторов – 3 шт., траверса М1 – 1 шт.</li> </ul>
2		<p>Тип опоры П10-2Б – промежуточная опора для населенной местности складывается из:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li> – ж/б стойка марки СНВ-2.7-11 – 1 шт.;</li> <li>– двойное крепление проводов на штыревых изоляторах (две черточки на условном обозначении провода). количество изоляторов – 6 шт., траверса М2 – 1 шт.</li> </ul>

№ п/п	Условное обозначение	Описание
3		Тип опоры УП 10-1Б – угловая промежуточная опора для не-населенной местности из: <ul style="list-style-type: none"> <li>● – ж/б стойка марки СНВ – 2.7-11 – 1 шт.;</li> <li>▼ – подкос марки СНВ – 2.7-11 – 1 шт.;</li> <li>– – двойное крепление проводов на штыревых изоляторах (две черточки на условном обозначении провода). количество изоляторов – 6 шт., траверса М8 – 3 шт.</li> </ul>
4		Тип опоры УА 10-2Б – угловая анкерная опора для населенной местности складывается из: <ul style="list-style-type: none"> <li>● – ж/б стойка марки СНВ-2.7-11 – 1 шт.;</li> <li>▼ – подкос марки СНВ-2.7-11 – 2 шт.;</li> <li>– – анкерное крепление проводов в натяжных гирляндах из двух изоляторов (две стрелочки на условном обозначении провода), количество натяжных изоляторов в гирляндах – 12 шт., траверса М9 – 3 шт.</li> </ul>
5		Тип опоры П2П10-2Б – промежуточная повышенная опора на железобетонных приставках складывается из: <ul style="list-style-type: none"> <li>● – ж/б стойка марки СНВ-2.7-11 – 1 шт.;</li> <li>■ – приставка ПТ2.2-4.25 – 2 шт.</li> </ul>
6		Тип опоры П4П10-2Б – промежуточная повышенная опора на железобетонных приставках складывается из: <ul style="list-style-type: none"> <li>● – ж/б стойка марки СНВ-2.7-11 – 2 шт.;</li> <li>■ – приставка ПТ2.2-4.25 – 4 шт.</li> </ul>

**Таблица Г.3 – Пример построения условных обозначений опор 10 (6) кВ со стойками типа СВ110-1а, СВ105-3.5, СВ164-12.**

№ п/п	Условное обозначение	Описание
1		Стойка и подкос марки СВ110-1а с анкерным креплением проводов из 6 натяжных гирлянд по 2 изолятора в гирлянде (две стрелочки) с траверсой ТМ-6 – 1 шт. и ОГ-2 – 2 шт. с 4 железобетонными приставками
2		Тип опоры П10-2 – опора промежуточная для населенной местности со стойкой марки СВ105-3.5, крепление проводов двойное на штыревых изоляторах (две черточки), количество изоляторов – 6 шт, траверса ТМ-3 – 1 шт.
3		Тип опоры А 35/10 – переходная анкерная опора, стойка и подкос марки СВ-164-12, крепление проводов в 6 натяжных гирляндах по 2 изолятора (стрелочки), траверса М9-35/10 – 1 шт., М6-35/10 – 1 шт.

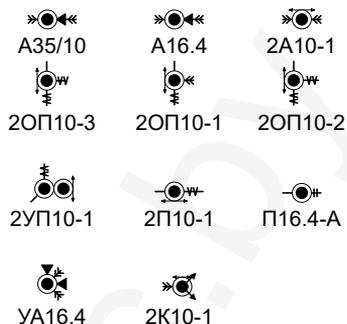
**Опоры (СВ110-1а)**



**Опоры (СВ105-3.5)**



**Опоры (СВ164)**



**Опоры (СК22.1-1.1, СК122.2-1.1)**



**Опоры (СНВ-2.7-11)**

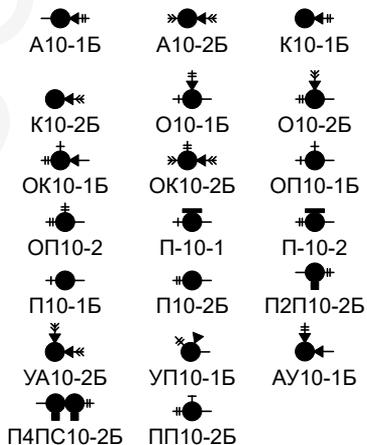


Рисунок Г.1 – Условные обозначения типовых опор 6 (10) кВ

**Таблица Г.4 – Пример построения условных обозначений ВЛ, ВЛИ 0,4 кВ и их элементов на базе железобетонных стоек**

№ п/п	Условное обозначение	Описание
1		П65-1 – промежуточная для 2–5 проводов; стойка СВ95-2-в; провод неизолированный; крепление промежуточное
2		П4-9 – промежуточная для 8–9 проводов; стойка СВ110-1а; крепление промежуточное; совместная подвеска двух ВЛ 0,4 кВ
3		УА-II-О4Б – угловая анкерная для 2–5 проводов; стойка СНВ-2,7-11; провода неизолированные; крепление анкерное
4		ПП5-9 – переходная промежуточная для 2–9 проводов; стойка СВ110-1а; железобетонная приставка; провода неизолированные; крепление промежуточное
5		П1к – промежуточная; стойка СВ95-2-В; провода изолированные; крепление промежуточное
6		УА-I-О4Б – угловая анкерная; стойка СНВ-1,1-9; подкос из стойки СНВ-1,1-9; провод неизолированный; крепление анкерное
7		П2к-1 – промежуточная; стойка СВ95-20(25); провода изолированные; крепление промежуточное; совместная подвеска двух ВЛ 0,4 кВ
8		А2нк-2 – анкерная; стойка СВ110-35; подкос из стойки СВ110-35; провода силовой цепи неизолированные, крепление анкерное; провода уличного освещения изолированные, крепление анкерное
9		А3к2 – анкерная с изолированными проводами; стойка СВ110-35; подкос из стойки СВ110-35; совместная подвеска двух силовых линий и одной линии уличного освещения; крепление проводов анкерное
10		ППУ4-5-О – угловая промежуточная с оттяжкой и металлической траверсой (надставкой); стойка СВ110-35; провода неизолированные; крепление промежуточное

**Таблица Г.5 – Пример построения условных обозначений ВЛ, ВЛИ 0,4 кВ и их элементов на базе деревянных стоек**

№ п/п	Условное обозначение	Описание
1		П1Д – промежуточная для 2–5 проводов; стойка деревянная без приставки; провод неизолированный; крепление промежуточное
2		У1ДБ – угловая анкерная для 2–5 проводов; стойка деревянная на ж/б приставке; подкос на ж/б приставке; провода неизолированные; крепление анкерное.
3		АКН-1ДД – анкерная концевая для 2–5 проводов; стойка деревянная на деревянной приставке; подкос на деревянной приставке; провода неизолированные; крепление анкерное
4		А1ДБ – анкерная для 2–5 проводов; стойка деревянная на ж/б приставке; подкос деревянный на ж/б приставке; провода неизолированные; крепление анкерное
5		ОЗД – ответвительная анкерная для 2–5 проводов; стойка деревянная С110; подкос деревянный без приставки; провода неизолированные; крепление анкерное
6		АП1ДБ – анкерная повышенная для 2–5 проводов; стойка деревянная С95 (С110) с ж/б приставкой; подкос деревянный с ж/б приставкой; провода неизолированные; крепление анкерное

**Таблица Г.6 – Условные обозначения нетиповых опор ВЛ 0,4–10 кВ**

Условное обозначение	Сокращенное наименование	Наименование
Опоры промежуточные		
	ДН	Деревянная
	ДДН	Деревянная с деревянной приставкой
	БДН	Деревянная с железобетонной приставкой
	БН	Железобетонная
	ОДН	Деревянная с оттяжкой
	ОБН	Железобетонная с оттяжкой
	УДН	Деревянная угловая
	УБН	Железобетонная угловая

Условное обозначение	Сокращенное наименование	Наименование
<b>Опоры анкерные</b>		
	АУБН	Угловая железобетонная
	АДН	Анкерная деревянная
	АБН	Анкерная железобетонная
	АОДН	Ответвительная деревянная
	АОБН	Ответвительная железобетонная

**Опоры на стойках СВ 95-2-в**

А6 5-1 (А2-5)	К6 5-1 (К2-5)	ОА6 5-1 (ОА2-5)	ОУ6 5-1 (ОУ2-5)	П6 5-1 (П2-5)	Пк6 5-1 (Пк2-5)	УА6 5-1 (УА2-5)
УА6 5-1дп	УП6 5-1 (УП2-5)	УП6 5-1оп	УП6 5-1от (УП2-5от)			

**Опоры на стойках СВ 110-(35,1-а)**

К4-9А (К4-9)	К4-9Б	КО4-9А (КО4-9)	КО4-9Б	АО4-9	П4-9	ПК4-5
ПК5-9 (ПА5)	ПОА4-5	ПП4	ПП5-9	ППУ4-5-0	ППУ4-5-ОП	ПУА4-5
ПУА4-5-9 (ПУА5)	УА4-9 (УА4)	УП4-9 (УП4)	УП4-9-0	УП4-9-ОП		

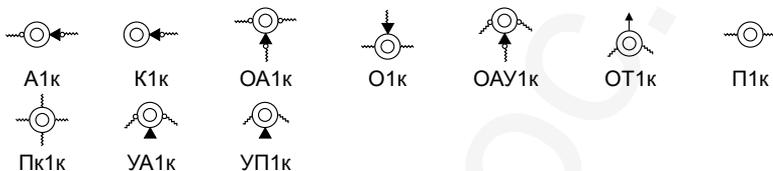
Рисунок Г.2 – Условные обозначения типовых опор ВЛ, ВЛИ 0,4 кВ

Продолжение рисунка Г.2

**Опоры на стойках СНВ-1,1-9 и СНВ-2,7-11**



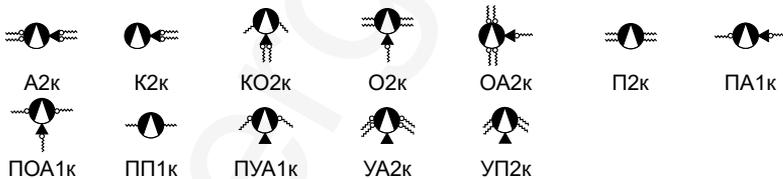
**Опоры с изолированными проводами на стойках СВ 95-2-в для одной цепи**



**Опоры с изолированными проводами на стойках СВ 95-20(25) для двух цепей**



**Опоры повышенные с изолированными проводами на стойках СВ 110-1-а**



**Опоры с неизолированными проводами силовой цепи и изолированными проводами уличного освещения на стойках СВ 110-35**

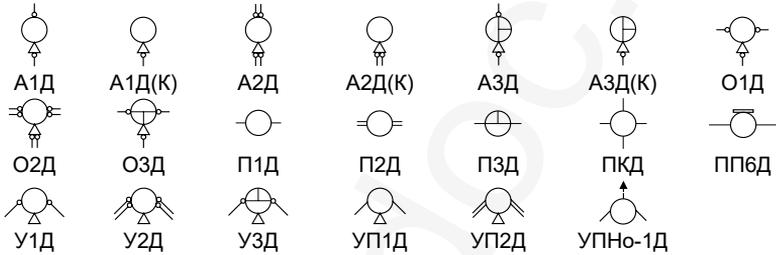


Окончание рисунка Г.2

**Опоры с изолированными проводами двух силовых линий и уличного освещения на стойках СВ 110-35**



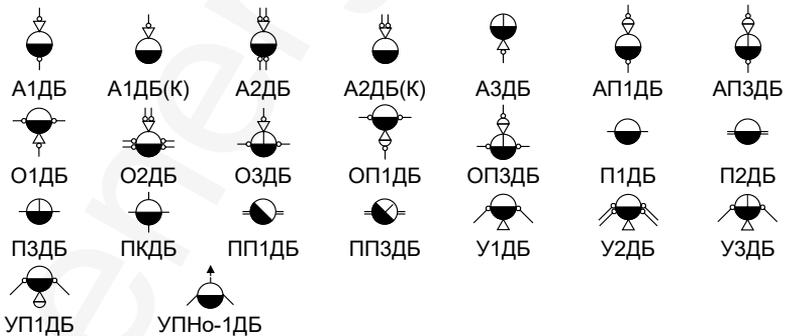
**Опоры деревянные без приставок**



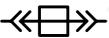
**Опоры деревянные с деревянными приставками**



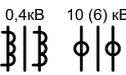
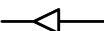
**Опоры деревянные с железобетонными приставками**

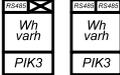
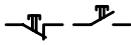


**Таблица Г.7 – Условные обозначения электрооборудования и элементов ВЛ, ТП, РП**

Условное обозначение		Наименование
Графическое	Буквенное	
		Подкос железобетонный
		Подкос деревянный
		Приставка железобетонная
		Траверса металлическая (надставка)
		Траверса металлическая
		Траверса деревянная
		Оттяжка
		Провод неизолированный, крепление промежуточное
		Провод изолированный, крепление промежуточное
		Кабельная линия, кабельный участок ВЛ (ВЛП)
		Повышенная траверса для переходных опор
		Анкерное крепление провода (для ВЛ напряжением 0,4 кВ)
		Поддерживающая изоляция
		Точка нормального токораздела
		Кабельная муфта концевая
		Кабельная муфта соединительная
	<b>МО</b>	Муфта соединительная
	<b>ВМ</b> (Q)	Выключатель масляный стационарный
	<b>ВМ</b> (Q)	Выключатель масляный на выкатной тележке
		Тележка выкатная шунтированная
	<b>ВВ</b> (Q)	Выключатель вакуумный стационарный
	<b>ВВ</b> (Q)	Выключатель вакуумный на выкатной тележке

Условное обозначение		Наименование
Графическое	Буквенное	
	<b>ВН</b> (QW)	Выключатель нагрузки
	<b>ВН</b> (QW)	Выключатель нагрузки с предохранителем
	<b>Р</b> (QS)	Разъединитель
	<b>Р</b> (QS)	Разъединитель с предохранителем
	<b>Р</b> (QS)	Разъединитель с заземляющими ножами с одним приводом
	<b>Р</b> (QS)	Разъединитель с заземляющими ножами с раздельным приводом
	<b>Р</b> (QS)	Разъединитель с заземляющими контактами
	<b>ЗН</b> (QS)	Заземляющие ножи
	<b>Р</b> (QS)	Разъединитель с двумя заземляющими ножами
		Выключатель автоматический однополюсный/трехполюсный
		Переключатель автоматический
		Контакт пускателя магнитного
		Рубильник однополюсный/трехполюсный
		Выключатель пакетный
	<b>РВ</b> (FV)	Разрядник вентильный
	<b>РТ</b> (FV)	Разрядник трубчатый

Условное обозначение		Наименование
Графическое	Буквенное	
	<b>ОПН</b> (FVN)	Ограничитель перенапряжений
	<b>ФИ</b>	Защитный искровой промежуток
		Номер опоры на магистральной ВЛ
		Номер опоры на ответвлении
	<b>С</b> (AD)	Секция шин
	<b>С</b> (AD)	Шина, выполненная проводом или кабелем
	<b>Т</b>	Трансформатор силовой
	<b>ТТ</b> (ТА)	Трансформатор тока
	<b>ТН</b> (ТВ)	Трансформатор напряжения
	<b>ПУ</b> (FU)	Предохранитель
	<b>Т</b>	Трансформаторы силовые, собственных нужд (ТСН)
		Заземление грозозащитное, защитное, рабочее
		Заземление повторное
		Воздушный ввод
		Кабельный ввод
		Кабельный ввод от ВЛ
	<b>СА</b> (PI)	Счетчик активной энергии
	<b>СР</b> (PK)	Счетчик реактивной энергии

Условное обозначение		Наименование
Графическое	Буквенное	
	<b>PIK</b>	Счетчик электрической энергии цифровой с одним (двумя) портами RS-485
	<b>BL</b>	Фотореле
	<b>РТ</b> (КА)	Реле токовое
	<b>БСК</b> (С)	Батарея статических конденсаторов
	<b>X</b>	Розетка
	<b>S</b>	Кнопка стоп/кнопка пуск
		Участок ВЛ (ВЛП), находящийся на балансе сторонней организации
		Кабельная линия, кабельный участок ВЛ (ВЛП), находящийся на балансе сторонней организации

**Таблица Г.8 – Условные обозначения объектов распределительных электрических сетей напряжением 6–10 кВ**

Условное обозначение	Буквенное обозначение	Наименование
 ПС 110кВ «Лиозно»	ПС	Подстанция напряжением 35 кВ и выше (в наименовании указывается высшее напряжение ПС)
 ЗТП 10кВ 261/160 «КЭС Адаменки»	ЗТП	Закрытая ТП однотрансформаторная
 ЗТП 10кВ 242/160+250 «Аксаковщина»	ЗТП	Закрытая ТП двухтрансформаторная и более
 ГКТП 10кВ 674/250 «Уваровичи»	ГКТП	Городская, комплектная трансформаторная подстанция
 КТПП 10кВ 659/63 «Покалюбичи»	КТПП	Комплектная проходная трансформаторная подстанция
 КТП 10кВ 248/250 «Взгорье»	КТП	Комплектная трансформаторная подстанция

Условное обозначение	Буквенное обозначение	Наименование
МТП 10кВ 291/160 «Долина»	МТП	Мачтовая трансформаторная подстанция
РП 10кВ 450 «Колки»	РП	Распределительный пункт открытого типа
РП 10кВ 450 «Колки»	РП	Распределительный пункт закрытого типа
RTP 10кВ 450/250 «Семеновичи»	РТП	Распределительный пункт с одним силовым трансформатором
RTP 10кВ 450/2x250 «Семеновичи»	РТП	Распределительный пункт с двумя силовыми трансформаторами
КТП 10кВ 659/63 «Воложин», Геобазы БГУ	ТП, КТП, РП, МТП и др., находящаяся не на балансе энергоснабжающей организации	Объект обрамляется штриховой рамкой и к его наименованию добавляется наименование владельца
МТП 10кВ 291/160 «Долина», МВД		

Примечание – Наименование для ЗТП, ГКТП, КТПП, КТП, МТП, РП, РТП формируется согласно следующей форме:

[ Вид объекта, класс напряжения, диспетчерский номер, установленная мощность кВА ]  
Наименование

**Таблица Г.9 – Условные обозначения ответвлений к вводам в здания (помещения)**

Условное обозначение	Наименование
Трехфазное	Трехфазное
Однофазное	Однофазное
Изолированное самонесущее (СИП) трехфазное, однофазное	Изолированное самонесущее (СИП) трехфазное, однофазное
Изолированное на тросе трехфазное, однофазное (кабель, изолированный провод)	Изолированное на тросе трехфазное, однофазное (кабель, изолированный провод)

**Таблица Г.10 – Условные обозначения объектов пересечения и сближения с ВЛ**

Условное обозначение	Наименование
	Другая ВЛ сверху*
	Другая ВЛ*
	Железная дорога
	Автомобильная дорога, улица
	Река
	Инженерное сооружение
	Контактная электрическая сеть
	Линия радиосети
	Линия связи
	Негабаритный пролет

Примечание \* Рекомендуемое цветовое решение при обозначении ВЛ напряжением 0,4–750 кВ:

- 750 кВ – ярко-зеленый (спектр 0:255:0);
- 330 кВ – синий (спектр: 0:0:255);
- 220 кВ – оранжевый (спектр 255:191:0);
- 110 кВ – бирюзовый (спектр 0:255:255);
- 35 кВ – лиловый (спектр 255:0:255);
- 20–15 кВ – коричневый (спектр 153:51:0);
- 10 кВ – черный (спектр 0:0:0);
- 6 кВ – серый (спектр 140:140:140);
- 3, 15 кВ – зеленый (спектр 0:128:0);
- 1 кВ – желтый (спектр 255:255:0);
- 0,4 кВ – сиреневый (спектр 209:163:255).

**Таблица Г.11 – Условные обозначения объектов оформления**

Условное обозначение	Наименование	Условное обозначение	Наименование
	Ферма крупного рогатого скота		Свинотоварная ферма
	Молочно-товарная ферма		Птицефабрика
	Зерносушильный комплекс		Больница
	Школа		Аэропорт

Условное обозначение	Наименование	Условное обозначение	Наименование
	Кладбище		Канализационная станция
	Ретранслятор		Водозабор
	Котельная		Торфоразработки
	Подземный кабель		Заболоченный луг
	Озеро		Болото
	Лес		Овраг
	Электростанция (ГЭС, ВЭУ, ДЭС)		Просека для ВЛ: длина, м ширина, м
	Автомобильная дорога		Демонтируемая линия
	Теплотрасса		Водопровод
	Газопровод		Канализация
	Кабель связи		Кабель радио
	Труба		Точка определения зоны растекания блуждающих токов

## Приложение Д (справочное)

### Пример расчета показателей непрерывности электроснабжения

Для примера расчета показателей непрерывности электроснабжения будут использованы данные информационной базы с выборкой из нее сведений по одному фидеру, к которому подключено 6 потребителей с общей установленной мощностью 639 кВА. Фидер представляет собой радиальную линию, принципиальная схема которого приведена на рисунке Д.1.

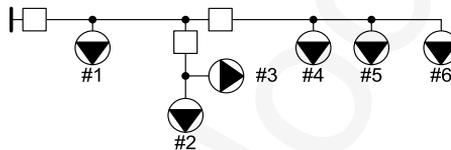


Рисунок Д.1 – Принципиальная схема рассматриваемого фидера

На основании базы данных об аварийных событиях, формируемой подсистемой ОМС, сделана выборка событий по рассматриваемому фидеру за год с дополнением недостающих сведений из баз данных, формируемых смежными подсистемами (АСКУЭ, телемеханика, база данных паспортизации электротехнического оборудования), (таблица Д.1).

**Таблица Д.1 – Выборка аварийных событий за год по фидеру**

ID	Дата	Начало события	Конец события	Длительность нарушения, мин.	Тип отключения	Отключенная нагрузка, кВА	Кол-во отключенных потребителей
1	2	3	4	5	6	7	8
1	14.02	13:12:20	13:20:30	8,2	Д	313	2
2	12.04	10:23:57	10:24:00	0,05	К	226	3
3	12.04	10:24:02	11:15:30	51,3	Д	226	3
4	17.05	16:35:01	16:53:43	18,7	Д	313	2
5	28.05	17:05:30	17:05:33	0,05	К	313	2
6	28.05	17:05:34	17:05:36	0,03	К	226	3
7	22.06	15:36:07	16:22:04	45,9	Д	313	2
8	02.07	10:23:06	10:23:09	0,05	К	226	3
9	02.07	10:23:10	10:23:13	0,05	К	226	3

Окончание таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8
10	23.07	21:43:17	22:10:13	26,9	Д	313	2
11	07.08	05:04:03	05:04:06	0,05	К	226	3
12	07.08	05:04:07	05:55:13	51,1	Д	226	3
13	12.08	23:44:12	23:44:15	0,05	К	313	2
14	22.08	03:02:11	03:02:14	0,05	К	226	3
15	22.08	15:23:12	15:23:15	0,05	К	313	2
16	22.08	15:23:16	15:23:19	0,05	К	313	2
17	15.09	09:23:13	10:05:03	41,8	Д	226	3
18	20.09	17:34:12	17:57:03	23,1	Д	226	3
19	30.09	14:06:38	14:40:10	34,5	Д	313	2
20	12.10	21:10:15	22:20:10	70,1	Д	226	3
21	17.10	16:15:23	16:15:25	0,03	К	313	2
22	17.10	16:15:26	16:15:29	0,05	К	313	2
23	25.11	15:10:10	16:02:30	52,3	Д	226	3
24	13.12	13:09:04	13:09:07	0,05	К	226	3
25	13.12	13:09:08	13:09:12	0,06	К	313	2
26	15.12	04:12:12	04:44:34	32,4	Д	226	3

## Примечания

1 Столбец 1 – идентификатор события, используемый в качестве первичного ключа для организации взаимосвязи между отдельными таблицами баз данных.

2 Столбец 6 – отключения классифицируются согласно 10.1.2 настоящего технического кодекса. Принятые сокращения: Д – длительный перерыв электроснабжения; К – кратковременный перерыв электроснабжения.

3 Столбец 7 – значение отключенной нагрузки, определяемой на основании анализа положения коммутационных аппаратов при каждом аварийном событии, топологии электрической сети, а также данных от системы АСКУЭ или прогнозных значений графика электрических нагрузок (см. 10.2.4 настоящего технического кодекса).

4 Столбец 8 – количество отключенных потребителей при рассматриваемом аварийном событии определяется количеством нарушенных договоров на электроснабжение между потребителем и электроснабжающей организацией.

На основании анализа топологии распределительной электрической сети сформирована таблица, отражающая отключения каждого из потребителей, с которым заключен договор на электроснабжение, при всех аварийных отключениях (таблица Д.2).

Таблица Д.2 – Отключения каждого из потребителей

ID	ID_event	Наименование отключенных потребителей	Отключенная мощность
1	2	3	4
1	1	#2, #3	313
2	2	#4, #5, #6	226
3	3	#4, #5, #6	226
4	4	#2, #3	313
5	5	#2, #3	313
6	6	#4, #5, #6	226
7	7	#2, #3	313
8	8	#4, #5, #6	226
9	9	#4, #5, #6	226
10	10	#2, #3	313
11	11	#4, #5, #6	226
12	12	#4, #5, #6	226
13	13	#2, #3	313
14	14	#4, #5, #6	226
15	15	#2, #3	313
16	16	#2, #3	313
17	17	#4, #5, #6	226
18	18	#4, #5, #6	226
19	19	#2, #3	313
20	20	#4, #5, #6	226
21	21	#2, #3	313
22	22	#2, #3	313
23	23	#4, #5, #6	226
24	24	#4, #5, #6	226
25	25	#2, #3	313
26	26	#4, #5, #6	226

Показатели SAIFI и SAIDI определяются согласно 10.2.6, 10.2.7 настоящего технического кодекса и на основании сформированной таблицы Д.1. Выделяя события, классифицируемые как длительные перерывы электроснабжения, данные показатели определяются следующим образом:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{N_T} = \frac{3+3+2+2+2+3+3+3+2+3+3+3}{6} = 5,2$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \cdot t_i}{N_T} = \frac{(2 \cdot 8,2) + (3 \cdot 51,3) + (2 \cdot 18,7) + (2 \cdot 45,9) + (2 \cdot 26,9) + (3 \cdot 51,1) + (3 \cdot 41,8) + (3 \cdot 23,1) + (2 \cdot 34,5) + (3 \cdot 70,1) + (3 \cdot 52,3) + (3 \cdot 32,4)}{6} = 205,7 \text{ мин.}$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{205,7}{5,2} = 39,5.$$

Для расчета индексов СТАИДИ и САИФИ (согласно 10.2.9 и 10.2.10) необходимо знать количество потребителей, отключенных хотя бы один раз. Проанализировав таблицу Д.2, принимаем CN=1, т.к. только потребитель #1 ни разу не был отключен в течение рассматриваемого периода. Искомые индексы определяются выражениями

$$СТАИДИ = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \cdot t_i}{CN} = \frac{(2 \cdot 8,2) + (3 \cdot 51,3) + (2 \cdot 18,7) + (2 \cdot 45,9) + (2 \cdot 26,9) + (3 \cdot 51,1) + (3 \cdot 41,8) + (3 \cdot 23,1) + (2 \cdot 34,5) + (3 \cdot 70,1) + (3 \cdot 52,3) + (3 \cdot 32,4)}{1} = 1234,7;$$

$$САИФИ = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{CN} = \frac{2+3+2+2+2+3+3+3+2+3+3+3}{1} = 31.$$

Для определения коэффициента АСАИ необходимо учесть, что величину  $\sum_{i=1}^n N_i \cdot t_i$  следует перевести в часы. Индекс вычисляется по формуле, предложенной в 10.2.11:

$$ASAИ = \frac{N_T \cdot 8760 - \sum_{i=1}^n N_i \cdot t_i}{N_T \cdot 8760} \cdot 100\% = \frac{6 \cdot 8760 - \left[ (2 \cdot 8,2) + (3 \cdot 51,3) + (2 \cdot 18,7) + (2 \cdot 45,9) + (2 \cdot 26,9) + (3 \cdot 51,1) + (3 \cdot 41,8) + (3 \cdot 23,1) + (2 \cdot 34,5) + (3 \cdot 70,1) + (3 \cdot 52,3) + (3 \cdot 32,4) \right]}{6 \cdot 8760} \cdot 100\% = 97,6\%.$$

Показатели АСАФИ и АСАДИ определяются согласно 10.2.13, 10.2.14 и на основании данных таблицы Д.1.

$$АСАФИ = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{L_T} = \frac{313 + 226 + 313 + 313 + 313 + 226 + 226 + 226 + 313 + 226 + 226 + 226}{639} = 4,92;$$

$$\begin{aligned}
 & (313 \cdot 8,2) + (226 \cdot 51,3) + (313 \cdot 18,7) + \\
 & + (313 \cdot 45,9) + (313 \cdot 26,9) + (226 \cdot 51,1) + \\
 & + (226 \cdot 41,8) + (226 \cdot 23,1) + (313 \cdot 34,5) + \\
 & + (226 \cdot 70,1) + (226 \cdot 52,3) + (226 \cdot 32,4) \\
 \text{ASIDI} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i \cdot t_i}{N_T} = \frac{639}{639} = 179,6 \text{ мин.}
 \end{aligned}$$

Для расчета индекса средней частоты кратковременных отключений необходимо воспользоваться данными таблицы Д.3.

**Таблица Д.3 – Отключение устройств**

Номер записи	Дата	Начало события	Количество операций
1	2	3	4
1	28.05	17:05:30	2
2	02.07	10:23:06	2
3	22.08	03:02:11	3
4	17.10	16:15:23	2
5	13.12	13:09:04	2

$$\text{MAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{IM}_i \cdot t_i}{N_T};$$

$$\text{MAIFI} = \frac{11 \cdot 5}{6} = 9,1.$$

Для определения индекса  $\text{MAIFI}_E$  следует отметить, что произошло пять операций выключателя.

$$\text{MAIFI}_E = \frac{\sum_{i=1}^n \text{IM}_i \cdot t_i}{N_T};$$

$$\text{MAIFI}_E = \frac{5 \cdot 5}{6} = 4,1.$$

На примере другого фидера рассмотрим анализ динамики изменения показателей непрерывности электроснабжения потребителей. Для этого необходим суммарный набор показателей SAIDI за последние пять лет, но для примера достаточно будет рассмотреть данные за один месяц (таблица Д.4).

**Таблица Д.4 – Значения SAIDI и ln(SAIDI/day) для одного месяца (марта)**

Дата	SAIDI/day (min)	ln(SAIDI/day)	Дата	SAIDI/day (min)	ln(SAIDI/day)
1 марта 2001	10,121	2,314	17 марта 2001	13,580	2,609
2 марта 2001	1,187	0,171	18 марта 2001	0	День не учтен, т.к. ни один потребитель не был отключен
3 марта 2001	0,853	-0,159	19 марта 2001	1,598	0,469
4 марта 2001	5,555	1,715	20 марта 2001	0,288	-1,245
5 марта 2001	1,365	0,311	21 марта 2001	1,300	0,262
6 марта 2001	0,300	-1,204	22 марта 2001	0,360	-1,021
7 марта 2001	0,989	-0,011	23 марта 2001	8,580	2,149
8 марта 2001	1,255	0,227	24 марта 2001	0,732	-0,312
9 марта 2001	0,600	-0,510	25 марта 2001	0,250	-1,386
10 марта 2001	0,850	-0,162	26 марта 2001	6,355	1,849
11 марта 2001	1,025	0,025	27 марта 2001	0,500	-0,693
12 марта 2001	0	День не учтен, т.к. ни один потребитель не был отключен	28 марта 2001	1,023	0,023
13 марта 2001	1,300	0,262	29 марта 2001	5,000	1,609
14 марта 2001	2,051	0,718	30 марта 2001	6,352	1,849
15 марта 2001	0,556	-0,586	31 марта 2001	4,124	1,417
16 марта 2001	1,248	0,221			

По данным таблицы Д.4 определяем значения параметров  $\alpha$  и  $\beta$ . Принимаем  $n = 29$ , т.к. 12 и 18 марта отключений не было. В соответствии с 10.2.12 коэффициенты вычисляются по формулам

$$\alpha = \frac{\sum_{i=1}^n \ln(\text{SAIDI}_i)}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n \ln(\text{SAIDI}_i)}{29} = 0,37;$$

$$\beta = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \ln^2(\text{SAIDI}_i)}{n}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \ln^2(\text{SAIDI}_i)}{29}} = 2,02.$$

Далее параметр  $T_{\text{MED}}$  определяется в соответствии с выражением

$$T_{\text{MED}} = e^{\alpha+2,5\beta} = e^{5,42} = 225,8 \text{ мин.}$$

После этого необходимо исключить из годового показателя SAIDI дни, в которые дневной показатель SAIDI превышает рассчитанное значение  $T_{\text{MED}}$ . В данном случае для упрощения примера рассмотрим данные для следующего месяца (апреля) (таблица Д.5).

**Таблица Д.5 – Значения SAIDI и для следующего месяца (апреля)**

Дата	SAIDI/day (min)	Дата	SAIDI/day (min)
1 апреля 2001	1,250	17 апреля, 2001	0,258
2 апреля 2001	15,320	18 апреля, 2001	5,263
3 апреля 2001	2,000	19 апреля, 2001	4,321
4 апреля 2001	0	20 апреля, 2001	0,259
5 апреля 2001	4,321	21 апреля, 2001	10,250
6 апреля 2001	1,025	22 апреля, 2001	0,278
7 апреля 2001	300,632	23 апреля, 2001	0,958
8 апреля 2001	1,235	24 апреля, 2001	1,025
9 апреля 2001	2,321	25 апреля, 2001	3,024
10 апреля 2001	1,032	26 апреля, 2001	0
11 апреля 2001	0,250	27 апреля, 2001	7,033
12 апреля 2001	0,101	28 апреля, 2001	5,555
13 апреля 2001	0,365	29 апреля, 2001	15,360
14 апреля 2001	8,300	30 апреля, 2001	1,022
15 апреля 2001	0,250		
16 апреля 2001	0		

В данном случае исключается значение 7 апреля, т.к. полученная величина SAIDI = 300,632 мин. превышает рассчитанное  $T_{\text{MED}}=225,8$  мин.

## Приложение Е (рекомендуемое)

### ОТЧЕТ о качестве услуг по передаче электроэнергии за период \_\_\_\_\_

1 Годовое потребление электроэнергии без учета потерь в передающей и распределительных электрических сетях, включая экспорт: \_\_\_\_\_ МВт·ч

2 Значение показателя ENS (непоставленная электроэнергия): \_\_\_\_\_ МВт·ч

**Таблица Е.1 – Количество и годовая продолжительность перерывов в электропередающей сети**

	Запланированные перерывы		Незапланированные перерывы	
	Количество за год	Длительность за год	Количество за год	Длительность за год
В сетях 10 кВ				
В сетях 0,4 кВ				

**Таблица Е.2 – Запланированные перерывы в электроснабжении конечных потребителей и других пользователей электропередающей сети**

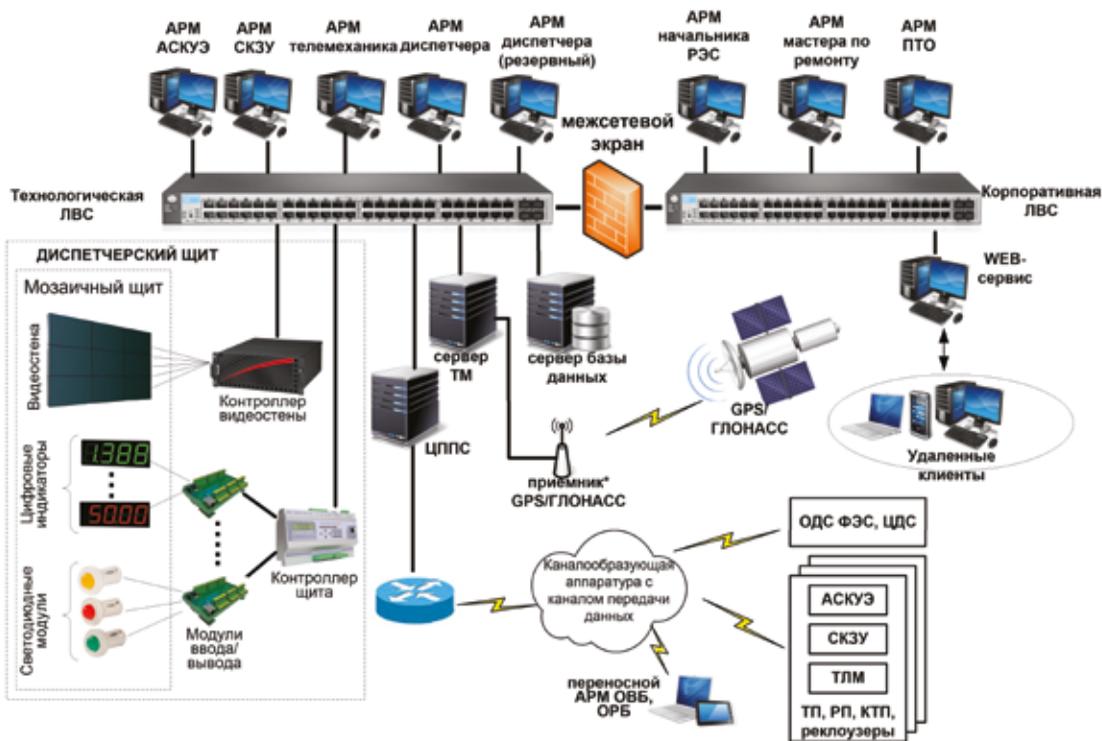
Дата	Уровень напряжения	Подстанция, источник питания	№ фидера	Время отключения	Продолжительность перерыва, мин.	Операторы распределительных сетей или пользователи, затронутые перерывом	Причина перерыва	Дата распространения объявления о запланированном перерыве
1	2	3	4	5	6	7	8	9

**Таблица Е.3 – Незапланированные перерывы в электроснабжении конечных потребителей и операторов распределительной электрической сети**

Уровень напряжения	Подстанция, источник питания	Дата	№ фидера	Время отключения	Время передачи информации ОРС	Время прибытия ОДГ, мин.	Время восстановления	Продолжительность перерыва (D), мин.	Прерванная электрическая мощность (P), МВт	Пользователи передающей сети, затронутые перерывом	Источник полученной информации	Количество успешных циклов АПВ	Причина перерыва		
													Отв.	Инд.	Детально
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Примечания

- 1 В столбце 5 указывается момент регистрации прерывания электроснабжения потребителя.
- 2 Столбец 6 – время, когда информация об отключении фидера 10 кВ была доведена до сведения диспетчера ОРС.
- 3 Столбец 7 – время (при необходимости), в течение которого оперативная группа ОТС прибыла на подстанцию для осуществления оперативных переключений.
- 4 Столбец 8 – момент восстановления электроснабжения потребителя.
- 5 Столбец 10 – электрическая мощность, передаваемая через отключенный фидер в момент отключения.
- 6 Столбец 12 – указывается способ, которым диспетчером ОРС была получена информация об отключении: С – звонки потребителей;  
Т – телесигнализация; ORD – информация от диспетчера оператора распределительной электрической сети.
- 7 Столбцы 14–16 указывают причину перерыва:
  - 14 (Отв.) – заполняется обозначением ORD в случае, если отключение произошло по причине аварий в сетях оператора распределительной сети, и OTS – в случае аварий в электроустановках оператора передающей сети и системы;
  - 15 (Инд.) – указывает общую причину перерыва: FM – форс-мажорные обстоятельства или особые метеорологические условия;
  - AT – действие третьих сторон или внешние причины; CI – внутренние причины оператора передающей сети.



Приложение Ж  
(рекомендуемое)

Рисунок Ж.1 – Типовая структурная схема построения верхнего уровня системы автоматизации распределительных электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ в РЭС

## Библиография

- [1] Правила электроснабжения  
Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 г. № 1394 (в редакции постановления Совмина от 23 октября 2015 г. N 895)
- [2] Руководящие указания по использованию условных обозначений при формировании нормальных (технологических) схем паспортов ВЛ, ВЛП 6–10 кВ распределительных сетей  
Утверждены вице-президентом концерна «Белэнерго» 15 октября 2002 г.
- [3] Методические рекомендации по созданию и ведению информационных баз данных и паспортной документации по воздушным линиям электропередачи напряжением 0,38 кВ (ВЛ, ВЛИ 0,38 кВ)  
Утверждены вице-президентом концерна «Белэнерго» 17 июля 2003 г.
- [4] Методические рекомендации по созданию и ведению информационных баз данных и паспортной документации трансформаторных подстанций 6–10/0,4 кВ (ТП, ЗТП, КТП, МТП и др.) и распределительных пунктов 6–10 кВ (РП)  
Утверждены вице-президентом концерна «Белэнерго» 1 декабря 2003 г.
- [5] Методические рекомендации по созданию и ведению информационных баз данных и паспортной документации по кабельным линиям электропередачи напряжением 0,38–10 кВ (КЛ 0,38–10 кВ)  
Утверждены вице-президентом концерна «Белэнерго» 20 мая 2004 г.
- [6] Инструкция о порядке обеспечения информационной безопасности в информационных системах Министерства энергетики Республики Беларусь  
Утверждена приказом Министерства энергетики Республики Беларусь от 18 марта 2015 г. № 50
- [7] СТП 34.20.573 Указания по учету и анализу в энергосистемах технического состояния распределительных сетей напряжением 0,38–20 кВ с воздушными линиями электропередачи
- [8] СТП 09110.20.669-06 Типовая инструкция по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи с неизолированными проводами напряжением 0,38–10 кВ
- [9] СТП 09110.20.524-12 Инструкция по разработке нормальных схем основной сети РУП-облэнерго, схем электрической сети 35–750 кВ РУП-облэнерго и нормальных схем электрических соединений энергообъектов
- [10] СТП 09110.01.2.104-07 Нормы технологического проектирования электрической части подстанции переменного тока напряжением 35–750 кВ

[11] СТП 09110.48.159-06 Нормы технологического проектирования диспетчерских пунктов энергосистем

[12] СТП 09110.20.185-09 Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 0,4–35 кВ

[13] СТП 09110.20.187-09 Методические указания по заземлению нейтрали сетей 6–35 кВ Белорусской энергосистемы через резистор

[14] СТП 09110.20.262-08 Устройство вводов линий электропередачи 220/380 В в производственные, административные и жилые здания. Технические требования

[15] СТП 09110.35.122-08 Типовые требования к проектам региональных АСКУЭ и АСКУЭ потребителей

[16] СТП 09110.35.126-09 Технические требования к проектированию региональных АСКУЭ

[17] СТП 09110.48.513-08 Руководящие указания по проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах Беларуси. Сети передачи данных

[18] СТП 09110.48.526-07 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики

[19] СТП 09110.48.528-09 Оборудование и системы телеуправления. Часть 5-104. Протоколы передачи. Доступ к сетям, использующим стандартные профили протокола передачи данных по МЭК 60870-5-104

[20] Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 6-е изд., перераб. и доп.

М.: Энергоатомиздат, 1986

[21] IEEE Std 1366-2012 IEEE Guide for Electrical Power Distribution Reliability Indices

[22] СНБ 1.02.01-96 Инженерные изыскания для строительства