



РУП “Минскэнерго”

СПРАВОЧНИК
по технической
эксплуатации
распределительных
электрических сетей
напряжением
0,4 - 10кВ

г. Минск
2011 год

Без права продажи

Руководитель проекта:

Юртаев Александр Васильевич

Составители: Желток Василий Васильевич, Железняк Александр Иосифович, Катрач Виктор Иванович, Крупа Виктор Андреевич, Рогач Юрий Анатольевич, Хайнов Валерий Александрович.

Компьютерный набор: Зенькевич Елена Николаевна

Компьютерная верстка: Лисовский Александр Иванович

Составители благодарят коллектив филиала РУП «Витебскэнерго» «Оршанские электрические сети» за информацию, предоставленную при составлении данного справочника.

Настоящий справочник (пособие) предназначено персоналу предприятий электросетей (ЭС, РЭС, ОЭП) для руководства при:

- проведении технической учебы;
- выдаче задания бригаде на работу;
- допуске к работе;
- как справочное руководство-памятка при выполнении работы;
- разработке ТК и ППР.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ. БЕЗОПАСНОСТЬ - ОСОЗНАННАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ	5
ГЛАВА 1. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4-10 кВ	7
ГЛАВА 2. ПОДГОТОВКА ОБЪЕМОВ РАБОТ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ (ТО) ВЛ 0,4-10 кВ И ТП, РП.....	12
ГЛАВА 3. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ 0,4-10 кВ.....	15
ГЛАВА 4. ОСНОВНЫЕ ДЕФЕКТЫ НА ОБЪЕКТАХ ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4-10 кВ И СОСТАВ РАБОТ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ	28
ГЛАВА 5. НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4-10 кВ	40
ГЛАВА 6. СТРЕЛЫ ПРОВЕСА ПРОВОДОВ И ГАБА- РИТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4-10 кВ	61
ПРИЛОЖЕНИЯ. СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ.....	68
ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА.....	85

ВВЕДЕНИЕ. БЕЗОПАСНОСТЬ – ОСОЗНАННАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ.

Начиная свой трудовой путь в энергетике или продолжая его на пути профессионального роста, помните: безопасность - первое, качество - второе и лишь третье - количество. Почему так? Да потому, что речь идет о Вашей жизни, о жизни и здоровье Ваших товарищей по работе, о благосостоянии Вашей семьи. Что может быть важнее самого человека!

Техника, которую сотворил человек себе во благо (в т.ч. электроустановки), жестоко бывает для неумелых и недисциплинированных. В то же время, выполнение всех Правил гарантирует Вашу безопасность. Правила написаны, как известно, трагической многолетней статистикой, написаны для того, чтобы Вы не повторили ошибок энергетиков прежних поколений и не продолжили эту жестокую статистику.

Жизнь так прекрасна! Не стоит «гибнуть за металл»! Никогда не торопитесь в электроустановках. Все десять раз обдумайте и проверьте. Освежите свою память по схемам и другим документам. Никогда не надейтесь на непроверенную информацию.

Работа в энергетике требует трезвой головы и жесткой дисциплины, в т.ч. осознанной необходимости в самодисциплине как в технологии, так и в безопасности. Главный контролёр - это Вы сами. Уважайте себя.

Достижение этих качеств - главнейшая задача при подборе и подготовке квалифицированных кадров в энергетике.

Большинство работ в электроустановках связано с отключением, со снятием напряжения с линии, кабеля, присоединения. Всегда начинайте с четкого определения состава, места и условий работ, с оценки возможности их безопасного выполнения. Только на этой основе вырисовывается картина подготовки участка и людей к работам: заявка на вывод сети в ремонт, переключения, заземления, состав техники, приборы, оснастка, защитные средства, организация и технология работ, квалификация людей, позволяющая выполнить задание безопасно, качественно и в срок.

Трагическая практика в энергетике раз за разом подтверждает, что основные наши беды кроются в неорганизованности и, как следствие, в спешке и в игнорировании обязательных этапов (действий) по обеспечению безопасности.

Помните! Нет оправдания ускорению работы в ущерб безопасности. Действия по безопасности – это неотъемлемые

части технологий, нетерпящих суеты и непоследовательности.

Как управлять безопасностью?

В реальных сегодняшних условиях, главное - это подбор и подготовка людей (тестирование, оценка возможностей, в т.ч. оценка психологической готовности персонала, поиск эффективных путей обучения и психологической реабилитации, мониторинг производственного поведения, в т.ч. в соприкосновении с техникой повышенной опасности).

Второй по значению шаг в безопасности - это создание всем участникам технологий таких условий работы, при которых «алиби» нарушителей Правил безопасности не имели бы никаких оснований (есть всё для безопасной работы).

Без сомнения, необходимо общими усилиями стремиться к замене электрооборудования на более надежное, безопасное и не требующее интенсивного обслуживания. Модернизация оборудования, автоматизация энергообъектов и другие способы общего стремления к малолюдным и эффективным технологиям позволят минимизировать потенциальные опасности при работах в энергетике.

Делом ума и чести для энергетиков нынешнего и будущих поколений должна стать безопасность нашего высокотехнологичного труда. Тем более, что это абсолютно возможно.

Высокогуманный опыт работы без травматизма имеют многие коллективы в энергетике. Есть хорошие примеры и в эксплуатации объектов энергетики, при которой их техногенная опасность для работников энергетики и населения является невысокой.

Высоко держите «марку» энергетиков. Это не только почетно, но и очень выгодно каждому.

Желаем Вам эффективного и безопасного труда на благо энергетики и Вашей семьи.

Коллектив авторов.

Глава 1. Техническая эксплуатация распределительных сетей напряжением 0,4-10 кВ.

1.1. Основные определения и требования.

Распределительные электрические сети (РС) после ввода в эксплуатацию требуют регулирования параметров и контроля состояния элементов и узлов электрических сетей с целью их последующего ремонта или замены.

Действующие объекты электрических сетей и их участки построены в разное время и с различными характеристиками. Работают объекты в многообразных условиях и требует постоянных усилий и затрат по поддержанию их в рабочем состоянии.

Основные термины, определяющие воздействия персонала на производственные объекты в процессе их использования по назначению установлены ГОСТ.

Эксплуатация - использование объекта по назначению с сохранением его качеств, с регулированием параметров и с поддержанием работоспособности за счет технического обслуживания и ремонта. Эксплуатация, таким образом, включает всю стадию работы объекта РС.

Техническая эксплуатация - часть эксплуатации, включающая регулирование параметров, техническое обслуживание и ремонт (ТЭ).

Техническое обслуживание - комплекс операций по поддержанию исправности и работоспособности объекта в процессе эксплуатации (ТО).

Капитальный ремонт - комплекс операций по восстановлению исправности и полному или близкому к полному восстановлению работоспособности и качества объекта с заменой или восстановлением любых его элементов и узлов (опоры, провода, оборудование и т.д.). (КР)

Техническим результатом капитального ремонта объекта всегда должно быть не только восстановление надежности, но и улучшение большинства его качеств за счет применения при ремонте современных материалов, оборудования и других устройств, совершенствования схемы и режимных параметров.

1.2. Состав работ при технической эксплуатации (ТЭ).

Техническая эксплуатация объектов электросетей напряжением 0,4-10кВ практически должна осуществляться:

- проверкой проекта на соответствие заданию на проектиро-

вание;

- ведением надзора за качеством строительно-монтажных работ;
- приемкой объекта в эксплуатацию;
- контролем состояния объекта в процессе эксплуатации;
- ведением технического обслуживания (ТО);
- выполнением работ по капитальному ремонту (КР);
- изменением схемы электроснабжения потребителей в зависимости от изменения их состава;
- реконструкцией объекта (при необходимости).

В соответствии с требованиями нормативных документов важнейшей составляющей технической эксплуатации является достоверный учет всех выполненных работ, внесенных изменений, материальных и трудовых затрат, а так же решение ряда расчётных задач. Для выполнения этих требований необходима системная работа по автоматизированному созданию и ведению информационных баз данных на объекты РС (ТП, РП, ЛЭП).

Только при наличии достоверных паспортных баз данных возможна автоматизация различных эксплуатационных задач на ПЭВМ:

- Формирование паспортной документации, в том числе схем объектов электросетей;
- Учет и анализ технического состояния объектов;
- Планирование и отчетность по объемам технического обслуживания и капитального ремонта;
- Планирование и учет расхода материалов и комплектующих изделий;
- Расчет по созданию оптимальных схем электросетей;
- Расчет оптимальных режимов работы объектов электросетей в нормальных и аварийных ситуациях;
- Расчет оптимизации потерь электрической энергии на ее транспорт и др.

Техническая эксплуатация предусматривает, что все планово - предупредительные (профилактические) операции и работы формируются в комплексы операций и работ, которые должны выполняться одновременно и с определенной периодичностью в течение всего срока эксплуатации объекта электросетей комплексным методом.

Во-первых все «слабые» элементы во избежание отказа всего объекта должны быть отремонтированы одновременно, т.е. иметь примерно одинаковую скорость старения и вероятность выхода из строя после ремонта.

Во-вторых, ремонты многих элементов связаны техно-

логически (например, замена проводов и выправка опор, проверка контактных соединений и ремонт заземлений).

В-третьих, значительные в РС затраты на переезды и технологические ожидания, односменность работы в полевых условиях и в световой день, ограничение продолжительности погашения потребителей при ремонте диктуют необходимость максимального совмещения различных работ на объекте (участке).

Выборочные работы в РС с выводом в ремонт допускаются в исключительных случаях:

- при устранении предаварийных дефектов;
- кратковременные режимные действия (переключение анцапф трансформатора, наладка защиты);
- иные безотлагательные работы.

В сетях формируется система ТЭ с сохранением принципиальных решений: комплексного метода работ, планирования и оптимизации по надежности, экономичности и безопасности. Выполнение работ дополняется документами, регламентирующими организацию, технологию и безопасность работ документами:

- проектами производства работ (ППР) - при необходимости;
- технологическими картами (ТК);
- программами работ - при необходимости;
- сетевым графиком работ - при необходимости;
- эксплуатационными и противоаварийными циркулярами;
- заводскими и местными инструкциями - при необходимости;
- нормами времени и расчетной «директивной продолжительностью отключения» каждого участка сети для выполнения запланированного комплекса работ;
- дополнительными мерами по безопасности и сохранению окружающей среды, в т.ч. посевов, в зоне сетевого объекта и др.

В случае выявления в процессе ремонта дополнительных физических объемов работ корректируется ведомость работ, трудоемкость и время ремонта.

1.3. Планирование работ.

Различают многолетнее, годовое и месячное планирование работ. В качестве объектов плана рекомендуется принимать линию 6÷10кВ, отдельные ТП, РП, сеть 0,4кВ от каждой ТП.

Многолетний план-график составляется на период не

менее 10-ти лет и продляется не реже чем через 8 лет.

Многолетний план-график определяет сроки (год выполнения) следующих комплексов:

- капитальный ремонт линий, ТП, РП;
- техническое обслуживание линий;
- восстановление линий (участков), ТП, РП.

Годовой план-график работ, содержит все необходимые комплексы работ, физические объемы КР, сроки работ по объектам и участкам (месяцы), трудоемкость работ и другие данные. Частью годового плана-графика являются утвержденные и прилагаемые ведомости работ и сметы.

При определении сроков производства работ в течение года должны быть учтены следующие основные факторы:

- внешние условия (возможность подъезда, наличие посевов, сезонные особенности погоды);
- возможность планового погашения потребителей, схемные и режимные особенности сети;
- равномерная загрузка персонала и сетевой техники;
- техническое состояние объектов, участков, узлов и элементов, а также наличие по периодам года материальных ресурсов и денежных средств, возможности специализированных подразделений и бригад.

Годовой план капитального строительства (восстановления, частичной реконструкции и расширения РС) составляется отдельно и реализуется, как правило, подрядными строительными-монтажными организациями (СМО) под техническим надзором специалистов распределений.

В годовых планах-графиках КР фиксируются только основные физические объемы, связанные, как правило, с материальным обеспечением. Другие работы выполняются и контролируются по ведомостям работ и месячным планам.

1.4. Приемка объектов из ремонта.

Целью приемки является определение указанных выше намеченных и достигнутых показателей системы ТЭ на конкретном объекте. При этом должны быть выявлены как недостатки, так и некачественно выполненные операции. Приемка осуществляется в два этапа: первый этап - надзор в процессе работ, второй - собственно приемка с проверкой (осмотром) готового объекта, с анализом первичных документов и оценкой показателей ремонта в совокупности.

Работа приемочной комиссии после устранения замечаний оформляется актом приемки объекта из ремонта.

В акте указываются основные объемы работ, технические недостатки, указанные выше показатели системы ТЭ на

объекте, оценка качества работ.

К акту приемки объекта прилагаются технические акты, протоколы, акты приемки из ремонта выключателей и их приводов, ВН, разъединителей и т.д.

В процессе ремонта и по его окончании вносятся необходимые изменения в схемы, паспорта, инструкции и другие документы. Особое значение имеют диспетчерские наименования, которые должны быть достаточными и постоянно идентичными в натуре, в схемах и в технических документах.

Глава 2. Подготовка объемов работ по техническому обслуживанию (ТО) ВЛ 0,4-10 кВ и ТП, РП.

2.1.Осмотр ВЛ 10кВ.

1. Состояние опор: наклон, заглубление в грунте, наличие трещин, сколов и изломов бетона, оголение арматуры, загнивание, крепление и состояние траверс, изоляторов, вязок, состояние перемычек между проводами, наличие надписей, знаков, нумерации, птичьих гнезд.

2. Состояние разъединителей: вхождение ножей, целостность изоляторов, шлейфов и их крепления к клеммам, расстояние от шлейфов до конструкций опоры, целостность заземляющих спусков, крепление и исправность привода, наличие смазки, наличие надписей, знаков, наименований, наличие в точках нормальных разрывов наименования обеих ВЛ и плаката о нормальном разрыве.

3. Состояние проводов: наличие обрывов, в т.ч. жил, наличие оплавлений, видимых провисаний или перетяжек, нарушение габаритов до земли, до ВЛ 0,4-10кВ, ВЛС, горизонтальных и других, расстояний, в т.ч. до сучьев деревьев (менее 3 м), наличие проволочных набросов, наличие под проводами строений, площадок для скота, детских площадок - одинарное крепление проводов при этом, ослабление или перетяжка шлейфов к КТП, других вводов, наличие разрядников на опорах с кабельными муфтами, на подходе к ПС, ЗТП, наличие вставок проводов меньшего сечения.

4. Уточнение схемы (конфигурации) сети с указанием всех опор и их расшифровкой (угловые, концевые, одностоечные), нанесение всех пересечений с линиями, дорогами, улицами, реками, каналами, наружными трубопроводами.

5. Уточнение количества изоляторов и их типа (фарфоровые или стеклянные) в каждой натяжной гирлянде.

2.2.Осмотр ВЛ 0,4кВ.

1. Состояние опор: наклон, заглубление, наличие трещин, сколов, оголения арматуры ж/б опор и приставок, загнивания древесины (указатель глубины), крепление траверс, крючьев, изоляторов, наличие вводов с креплением на «вырыв» крюка из опоры, качество вязок, наличие креплений перемычек спиралью (вместо «бандажа»), наличие на опоре посторонних предметов, наличие надписей и нумерации, наличие безучетных подключений объектов и в отступление от проекта светильников уличного освещения и их выключателей.

2. Состояние проводов: наличие обрывов, в т.ч. жил, наличие оплавлений, видимых провисаний или перетяжек линейных проводов и ответвлений к вводам, качество крепления проводов на трубостойках и фронтонах, наличие набросов, габариты в местах пересечений с дорогами, улицами, с др. сооружениями и линиями, наличие под проводами строений, детских площадок, наличие вводов, выполненных с нарушением ПУЭ, приближение сучьев деревьев к проводам (менее 1,5м), наличие вводов сечением менее 16мм², наличие вводов из голого провода в помещения ферм, на ответвлениях к КТП, наличие вводов в заброшенные строения, наличие на кронштейнах КТП скруток проводов вместо соединения плашечными зажимами.

3. Состояние КТП, КТПП: параметры отключающих аппаратов, наличие запоров на в/в и н/в дверках, целостность и количество заземляющих спусков, наличие фальшпанелей, наличие блокировок, наличие и уровень масла в расширителе трансформатора, плотность кожуха трансформатора, целостность разрядников, ПНБ, изоляторов на кронштейнах, состояние н/в щита, наличие сеток под кронштейнами, наличие надписей, знаков, наименования КТП, наклон шкафа, состояние фундамента, захламленность подходов, возможность подъезда к КТП, наличие наименования ВЛ 10 кВ на опоре с разъединителем. (Состояние разъединителя проверяется по перечню для ВЛ 10кВ). Состояние приборов учёта, работоспособность уличного освещения.

Прикасаться к конструкциям КТП запрещается, кроме дверки н/в щита после осмотра заземлений, разъединителя и шкафа КТП, с расстояния 8м.

4. Уточнение схем каждого н/в фидера с указанием всех типов опор, количества проводов, наличия радиопроводов, наличие проводов телевидения и телефона, вводов, пересечений с ВЛ автодорогами, железными дорогами, наружными трубопроводами.

2.3.Осмотр ЗТП и ЗРП (выполняется ОВБ).

1.Состояние н/в щитов: контактов, рубильников, предохранителей, автоматов, шин, нулевого проводника и заземляющих шин, запыленность изоляции, наличие оплавлений, наличие надписей, наименований, состояние каналов и полов, состояние отмоксти уплотнения помещения и кровли, исправность коммерческого учета, освещения, замков (указать вид замка), при наличии задания - заменить (установить) замок двери ячеек, состояние отмоксти.

2.Состояние ЗРУ 10кВ: контактов, аппаратов, приводов,

ограждений, наличие надписей и наименований, в т.ч. ЗН, уплотнений и кровли, освещения, состояния автоматов управления, автоматики, соответствие положения выключателей, соответствие схемы, соответствие плавких вставок надписям на колодках предохранителей, соответствие разъединителей и ВН нормальной схеме, сверка схемы в натуре с однолинейной схемой в ЗТП (РП) и возимым альбомом схем ЗТП, наличие замков (указать вид замка), при наличии задания заменить (установить) замок, наличие бирок на кабельных линиях, наличие мест установки изолирующих прокладок, проверка наличия надписей на точках нормального разрыва.

3. Наличие заземления трансформатора, состояние ячеек Т-1 и Т-2: уровень масла, наличие течи, состояние конденсаторов, состояние контактов, состояние запоров, наличие надписей, наименований, знаков, ящика с песком, наличие барьера. Проникновение за барьер ЗАПРЕЩАЕТСЯ.

4. Работы по уборке ЗРУ 0,4 и 10кВ, расчистке подходов выполняются по обязательному составу работ, устранение выявленных дефектов - с разрешения диспетчера РДС и в соответствии с ПТБ.

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. При аварийных осмотрах перечень оборудования ТП, РП и участки ВЛ 0,4-10 кВ для поиска устанавливаются руководителем, дающим задание на осмотр.
2. Производство любых работ при осмотре запрещается.
3. Приближение и прикосновение к опорам ВЛ 10кВ запрещается.
4. В труднопроходимых местах осмотр производится двумя лицами (участки определяются руководителем).
5. По результатам осмотров оформляется документация.

Глава 3. Техническое обслуживание объектов электросетей 0,4-10 кВ.

3.1. Состав работ при техническом обслуживании ВЛ 10кВ

1. Осмотр (низовой) силами специалистов перед отключением с проверкой опор и приставок.
2. Обрубка веток деревьев и вырубка поросли деревьев с учетом их роста до очередного капремонта ВЛ 10кВ.
3. Выправка отдельных опор и регулировка проводов в отдельных пролетах.
4. Регулировка и смазка разъединителей и приводов (без исключения), проверка соединений.
5. Замена дефектных ж/б опор и приставок при их предаварийном состоянии.
6. Измерение габаритов в местах пересечений с ЛЭП, ВЛС, дорогами, улицами, а также до земли в отдельных пролетах.
7. Испытания кабельных вставок по графику.
8. Обновление и уточнение нумерации опор, диспетчерских наименований и знаков на ВЛ, в РП и КРУН.
9. Ремонт запоров и оснащение замками приводов разъединителей, РП и ячеек КРУН и КТП.
10. Устранение несоответствий ПУЭ в местах пересечения с ВЛС и ЛЭП.
11. Верховой осмотр опор в местах пересечений с ВЛ 0,4, 10кВ, ВЛС, дорогами и улицами, на площадках выгула скота и междворов, на территориях школ и детских учреждений.
12. В задании на осмотр оговариваются: способ связи, номера телефонов, места начала и конца осмотра, пункты сбора, суточное время (контрольное). О составе рабочих и участках осмотра мастер информирует диспетчера РДС до начала осмотра. Окончанием осмотра является возвращение всех рабочих на базу.
13. При обнаружении обрыва провода, пробоя изолятора, разрядника по возможности выставляется охрана места повреждения, осмотр прекращается. Принимаются все возможные меры для срочного сообщения о повреждении в РЭС. После сообщения в РЭС электромонтер обязан лично находиться вблизи повреждения до приезда ремонтной бригады или ОВБ; если линия отключена диспетчером, последний может дать задание на продолжение осмотра. Замена нестандартных предохранителей.
14. Записи электромонтера передаются мастеру, совме-

стно определяются виды дефектов:

а) предаварийного характера - заносятся в журнал дефектов;

б) другие дефекты - заносятся в журнал осмотров.

При выполнении осмотра ОВБ все дефекты предаварийного характера передаются непосредственно при осмотре диспетчеру РДС, диспетчер принимает решение - какие из них устранить немедленно, какие занести в журнал дефектов. Другие дефекты (непредаварийные) электромонтер ОВБ в форме листка осмотра передает по приезду диспетчеру (или мастеру) для записи в журнал осмотра. Осмотр ЗТП фиксируется в карте осмотра объекта.

3.2. Состав работ при техническом обслуживании ВЛ 0,4кВ на ж/б опорах и КТП, КТПП.

1. Осмотр (низовой) силами квалифицированных рабочих с участием специалистов с проверкой ж/б опор и приставок.

2. Обрубка деревьев с учетом их роста до очередного капремонта ВЛ 0,4кВ.

3. Выправка отдельных опор, регулировка ответвлений к вводам и проводов в отдельных пролетах. Выборочный верховой осмотр ВЛ.

4. Обновление и уточнение нумерации опор, линий, диспетчерских наименований, надписей и знаков на КТП, КТПП, МТП (во всех пунктах).

5. Устранение несоответствий ПУЭ.

6. Переключение вводов по результатам замеров нагрузок по фазам

7. Ремонт светильников уличного освещения.

8. Измерение сопротивления петли фаза-нуль при изменении конфигурации сети и подключении новых потребителей. Перерасчет уставок защиты.

9. Замена дефектных опор и приставок при их предаварийном состоянии. Устранение других предаварийных дефектов на ВЛ и в КТП, КТПП.

10. Ремонт запоров и оснащение замками КТП, КТПП.

11. Измерение нагрузок и напряжений в КТП, КТПП (до отключения).

12. При необходимости, очистка изоляции и оборудования КТП, КТПП.

13. Зачистка и поджатие контактов в КТП, КТПП, замена отдельных аппаратов и деталей в соответствии с расчётными нормативами..

14. Измерение изоляции трансформатора и коммутационных аппаратов КТП, КТПП.

15. Покраска КТП, КТПП, отключающих аппаратов (при необходимости).

3.3. Состав работ при техническом обслуживании ЗРП, КРУН и ЗТП (выполняется ОВБ).

1. Осмотр оборудования 10 и 0,4кВ, проводок, освещения, строительной части, средств РЗ, автоматики, телемеханики, обогрева, замена ламп освещения, ремонт электропроводки.

2. Устранение выявленных дефектов предаварийного характера.

3. Оснащение дверей замками.

4. Очистка полов, расчистка подходов от снега и льда.

5. Измерение нагрузок и напряжений в ЗРУ 0,4кВ по вводам, всем фидерам и фазам.

6. Сверка схемы в натуре с нормальной схемой сети 10кВ, схемой в ЗТП, оснащение ЗТП изготовленной схемой, карточкой осмотра.

7. Осмотр цепей и аппаратуры управления выключателями, ТМ.

8. Осмотр электросчетчиков коммерческого учета.

9. Сверка диспетчерских наименований.

10. Замена предохранителей с несоответствующими расчету вставками.

11. Доливка масла в трансформаторы.

12. Запись в карточке осмотра ЗТП.

3.4. Состав работ при техническом обслуживании ЗТП с участием специалистов.

1. Осмотр оборудования, проводок, освещения, строительной части, средств РЗ, автоматики, телемеханики, обогрева, замена ламп освещения.

2. Устранение выявленных дефектов предаварийного характера.

3. Опробование приводов, средств РЗ, автоматики, телемеханики, обогрева, цепей управления, доливка масла в аппараты.

4. Выборочная очистка изоляции 10 и 0,4кВ в ячейках.

5. Измерение нагрузок и напряжений.

6. Сверка схемы в натуре с нормальной схемой сети 10кВ.

7. Осмотр электросчетчиков коммерческого учета.

8. Очистка полов и каналов, расчистка подходов от снега.

9. Оснащение дверей замками.

3.5. Состав работ при осмотре КТП с силовой и смешанной нагрузкой.

1. Измерение нагрузки и напряжений до отключения. Оценка вероятного роста силовой нагрузки в период максимальных нагрузок потребителя (ОЗП, уборка и т.д.).
2. Осмотр с отключением всех элементов и узлов КТП.
3. Очистка оборудования.
4. Проверка герметичности отсеков и плотности дверей.
5. Проверка контактных соединений, в первую очередь, соединений провод-клемма автомата.
6. Замена предохранителей подменными комплектами.
7. Проверка исправности приборов учета эл.энергии, уточнение коэффициента учета.
8. Проверка приборов управления уличным освещением.
9. Проверка селективности защит в КТП и у потребителей (по возможности).
10. Устранение выявленных дефектов.
11. Обновление (при необходимости) диспетчерских наименований и надписей.
12. Ремонт, замена (установка) запоров и замков.
13. Осмотр ближайших участков ВЛ 10кВ.
14. Включение КТП и линий.
15. Измерение нагрузки и напряжений (через 10-45 минут после включения).
16. Уточнение схемы, внесение изменений в паспорта и схемы.

Работы выполняются бригадой под непосредственным надзором специалиста РЭС.

3.6. Состав работ при верховой ревизии ВЛ 0,4÷10 кВ

3.6.1. Верховая ревизия ВЛ 10кВ.

1. Проверка состояния опоры по всей длине, начиная с основания, в т.ч. измерение загнивания древесины.
2. Проверка состояния и крепления траверс, других металлических узлов, крюков и штырей на деревянных опорах.
3. Внешний верховой осмотр изоляторов, проводов, вязок на всех изоляторах. Определение марки провода и оценка его общего состояния.
4. Рассоединение, зачистка и соединение траверс и рам с заземляющим проводником. Развязка вязки на одной фазе, проверка крепления изолятора (перемонтаж при необходимости), подмотка на проводе, ремонт провода (при необходимости), наложение новой вязки. Аналогично и последовательно - на подставных изоляторах и двойных креплениях, а

также - на 2-й и 3-й фазах.

5. Проверка ветвей двойных креплений (перемонтаж ослабленных).

7. Перемонтаж всех перемычек и шлейфов на проводе, выполненных способом «бандаж» или зажимами. Проверка изоляционных расстояний и натяжки перемычек и шлейфов. Установка недостающих подставных изоляторов.

8. Оснащение шлейфов к аппаратам и муфтам двухотверстными наконечниками, или взамен п.п. 7 и 8 - замена заготовленными на базе шлейфами с наконечниками. Рассоединение, зачистка и соединение двухотверстных наконечников и зажимов.

9. Осмотр мачтовых муфт.

10. Замена линейного комплекта вентильных разрядников (независимо от их внешнего состояния). Проверка их заземления на опоре и измерение сопротивления контура (при отсутствии болтового соединения в нижней части).

11. Осмотр цепной арматуры натяжных изоляторов.

12. Осмотр и ремонт проводов в пролетах (с применением вышки) при разрыве и других повреждениях провода, видимых с земли или при осмотре с опоры.

ПРИМЕЧАНИЕ:

1. При совпадении работы «верховая ревизия» с работами «замена изоляторов», «замена проводов», «замена траверс», «выправка опор вдоль оси ВЛ», «разукрупнение пролетов», «регулировка проводов» выполнение всех операций «верховой ревизии» обязательно.

2. При капитальном ремонте (один раз в 10 лет) выполняется сплошная верховая ревизия опор линии:

- на участках с большим количеством «верховых» повреждений;
- на участке, где имелся хотя бы один случай срыва изолятора, обрыва вязки, перегорания провода;
- на участках после реконструкции в период между капремонтами;
- на участках с проводами А 35 и аналогичными;
- на участках (анкерных пролетах), где имелись случаи обрыва трех фаз проводов или повреждения опор;

3. При массовых или частых «верховых повреждениях» на участке ВЛ по решению руководства РЭС выполняется неплановая верховая ревизия;

4. Выполнение верховой ревизии фиксируется в акте приемки из ремонта и в паспорте ВЛ.

3.6.2. Верховая ревизия ВЛ 0,4кВ.

1. Проверка состояния опоры, начиная с основания в

т.ч. приставки, бандажей и заземляющего спуска, с измерением загнивания древесины.

2. Проверка состояния и крепления траверс, крюков, штырей, светильников, оттяжек, других узлов.

3. Внешний верховой осмотр всех изоляторов, проводов, вязок, уточнение марки провода ВЛ и ответвлений к вводам и оценка его общего состояния.

4. Рассоединение, зачистка и соединение заземляющих проводников с нулевым проводом, с узлами. Измерение сопротивления ПЗ при отсутствии болтового соединения в спуске.

5. Установка недостающих подставных изоляторов для ответвлений к вводам и перемычек.

6. Развязка вязки на одной фазе, проверка крепления изолятора (перемонтаж при необходимости), ремонт провода (при необходимости), наложение новой вязки. Аналогично и последовательно - на 2-й, 3-й фазах и нулевом проводе, а также на подставных изоляторах и двойных креплениях.

7. Перемонтаж на опоре всех перемычек, шлейфов и ответвлений к вводам способом «бандаж» или зажимами, аналогично - на трубостойках и «фронтонных» вводах, проверка крепления изоляторов трубостоек. Проверка крепления изоляторов и крюков на фронтонах.

8. Осмотр кабельных муфт, ревизия соединений с проводами, установка недостающих разрядников 0,4кВ, замена комплекта разрядников.

9. Демонтаж проводов, выключателей и безучетных светильников на фазных проводах, демонтаж других посторонних предметов.

10. Осмотр и ремонт проводов в пролетах (с применением вышки) при разрыве и других повреждениях, видимых с земли или выявленных при осмотре опоры.

ПРИМЕЧАНИЕ:

1. При совпадении работы «верховая ревизия» с другими верховыми работами на ВЛ выполнение всех операций обязательно.

2. При капремонте ВЛ на ж/б опорах (один раз в 10 лет) выполняется сплошная верховая ревизия опор ВЛ. На ВЛ на ж/б опорах (один раз в 5 лет) выполняется выборочная ревизия, объем которой определяется мастером по анализу аварийности на ВЛ или непосредственно на объекте. Сплошная верховая ревизия ВЛ 0,4кВ на деревянных опорах выполняется при капремонтах.

3. При массовых или частых верховых повреждениях на участке ВЛ по решению руководства РЭС выполняется неплановая ревизия.

4. Выполнение ревизий фиксируется в акте приемки из ремонта и в паспорте ВЛ.

3.7. Состав работ при дефектации объектов распределителей 0,4-10 кВ.

3.7.1. Общие требования.

Задача дефектации - определение объемов работ предстоящего в следующем году капитального ремонта объекта (линии 6-10кВ, ТП (РП), сети 0,4кВ).

Сеть 6-10кВ, ЗТП и РП дефектуется непосредственно специалистами, другие объекты - рабочими высокой квалификации под общим руководством специалистов. Дефектация и плановый низовой осмотр объектов в году дефектации совмещаются.

Дефектация выполняется с применением биноклей, высотомеров, рулеток, щупов для проверки загнивания древесины.

Качество дефектации в значительной мере определяет экономичность ремонта, а также надежность и экономичность эксплуатации объекта после ремонта.

3.7.2. Состав работ.

Анализ документации объекта и надежности его работы в межремонтном периоде. Разработка конкретных мероприятий на объекте:

- по повышению надежности;
- по изменению схемы и конфигурации;
- по модернизации, замене и дополнительной установке оборудования, элементов и узлов;
- по ликвидации «опасных» мест;
- по энергосбережению, улучшению режимных показателей сети, по учетам;
- по автоматизации и телемеханизации.

Осмотр всех доступных элементов и узлов объекта (ВЛ 6-10кВ - по участкам) с одновременным выполнением следующих операций:

- измерение загнивания древесины опор, проверка приставок и определение их пригодности по нормам, исходя из 5-летней периодичности капитального ремонта;
- определение пригодности ж/б опор, исходя из 10-летней периодичности ремонта;
- уточнение объемов замены проводов по внешнему состоянию и в соответствии с п.1.;
- измерения габаритов и стрел провеса на пересечениях и не менее одного измерения в анкерном пролете;
- измерение длины пролетов (не менее одного в анкер-

ном пролете) и определение потребности в установке дополнительных опор;

- уточнение по ходу осмотра схемы на местности (по опорам);

- сплошное уточнение марок траверс, изоляторов, типов опор, видов оборудования и других элементов объекта, определение дефектных или требующих модернизации (устаревших);

- определение потребности в установке дополнительных, в т.ч. подставных, и других опор, оборудования, элементов и узлов;

- определение необходимости в расчистке и расширении просек, обрубке деревьев и объемов этих работ;

- определение объемов регулировки проводов, выправки опор и траверс;

- уточнение по месту предстоящей расстановки заземляющих ножей 10 кВ;

- то же иного оборудования и аппаратуры в ТП (РП) и на линиях (см. п.1).

Выявление предаварийных дефектов со срочным устранением.

Осмотр строительной части ТП (РП) и определение перечня и объемов внутренних и наружных работ. Течь кровли, разрушение дверей и другие подобные дефекты устраняются в неотложном порядке.

Выявление других дефектов на объекте согласно «Памятке при низовом осмотре».

Составление ведомостей работ при капитальном ремонте объекта с учетом мероприятий по п.1. По ЗТП (ЗРП) ведомости работ составляются отдельно на электрическую часть и строительную часть.

Составление протоколов, актов, уточнение паспортных данных и схем объекта. Передача информации по предаварийным дефектам.

При выявлении в процессе дефектации абсолютного большинства дефектных опор и проводов ВЛ 0,4-10 кВ (скрытых дефектов) принимается решение о полном восстановлении линии.

3.8. Состав работ при режимных измерениях в распредсетях

3.8.1. Общие требования

1. Непосредственно в распредсетях 0,4-10 кВ выполняются измерения токов нагрузки и напряжений.

2. Основные цели режимных измерений в распредсетях:

- определение коэффициента загрузки (по току) трансформаторов, линий и других элементов сети;
- определение уровней и отклонений напряжения в контрольных точках сети;
- разработка и реализация соответствующих мер по достижению нормальных режимных параметров сети, а также мероприятий по энергосбережению за счет оптимизации по этому фактору режимов, схем и состава работающего оборудования.

3. Измерения выполняются в периоды максимальных и минимальных нагрузок сетей (соответственно - максимальных и минимальных потерь напряжения и электроэнергии). Системные замеры, выполняемые в летний минимум и в зимний максимум энергосистемы и фиксируемые нагрузки, и напряжение на шинах 6-10 кВ ПС, не являются достаточными для распределителей по причине неполного совпадения этих периодов в энергосистеме и в ряде участков сети (например, ТП и линии 0,4кВ с сезонной нагрузкой и др.).

Подразделения электросетей должны владеть информацией о периодах максимальных нагрузок потребителей.

4. Кроме периодических измерений выполняются также выборочные (сопровождающие другие работы, например, капремонт ТП) и специальные - по разовым заданиям и программам. При этом одновременно могут выполняться измерения других параметров сети: коэффициента мощности, токов КЗ.

В связи со значительными затратами на измерения в условиях удаленности объектов необходим комплексный подход при планировании всех работ в распределителях, включая измерения.

5. При режимных измерениях должны применяться приборы с наибольшей точностью (мультиметры с цифровой индикацией, контрольные амперметры и др.).

6. Измерения выполняются непосредственно специалистами, под надзором специалистов или квалифицированными рабочими по заданию и с соответствующим инструктажем.

Результаты измерений (протоколы) анализируются руководителями ремонтного оперативного персонала электросетей. Намечаются соответствующие мероприятия по улучшению режимов и энергосбережению.

3.8.2. Состав работ

№	Объекты	Параметры и точки измерений	Срок измерений	Исполнители	Примечание
1	2	3	4	5	6
1.	ВЛ и КЛ 6-10 кВ	Ток нагрузки, коэффициент мощности головного участка, напряжение на шинах 10кВ (в начале головного участка)	а) летний и зимний месяцы; б) постоянно, в порядке контроля за режимами	Оперативный персонал Диспетчер	Системные замеры АСДУ и ТМ
2.	Все ЗТП с бытовой нагрузкой, городские КТП, ГКТП, КТПП и МТП с бытовой нагрузкой	Ток нагрузки трансформаторов 0,4кВ; токи в нуле линий 0,4кВ; фазные и междуфазные напряжения на шинах секций 0,4кВ, на всех линиях 0,4кВ, в наиболее удаленных точках линий 0,4/0,23кВ	а) зимний месяц и при ТО б) при ТО ЗТП и КР ЗТП и линий 0,4кВ, при ТО	Оперативный персонал Ремонтный персонал	
3.	Сельские ТП, ГКТП, КТПП и МТП с бытовой нагрузкой	Ток нагрузки трансформаторов 0,4кВ; токи в нуле линий 0,4кВ; фазные и междуфазные напряжения на шинах секций 0,4кВ, на всех линиях 0,4кВ в наиболее удаленных точках линий 0,4/0,23кВ	а) зимний месяц -на 3-й год после капремонта б) при КР ТП и линий 0,4кВ при ТО	Оперативный персонал Ремонтный персонал	
4.	Сельские КТП с силовой и смешанной нагрузкой	Ток нагрузки трансформаторов 0,4кВ; токи в нуле линий 0,4кВ; фазные и междуфазные напряжения на шинах секций 0,4кВ, на всех линиях 0,4кВ в наиболее удаленных точках линий 0,4/0,23кВ	а) ежегодно в месяцы, предшествующие максимуму нагрузки КТП б) при КР КТП и линий 0,4кВ, при ТО -0,4 в) в месяц максимума нагрузки - на 3-й год после капремонта	Ремонтный персонал Ремонтный персонал Оперативный персонал	

1	2	3	4	5	6
5.	Городские и сельские ЗТП со смешанной и силовой нагрузкой	Ток нагрузки трансформаторов 0,4кВ; токи в нуле линий 0,4кВ; фазные и междуфазные напряжения на шинах секций 0,4кВ, на всех линиях 0,4кВ в наиболее удаленных точках линий 0,4/0,23кВ	а) на 3-й год после КР в месяц максимума нагрузки ЗТП (потребителей) б) при ТО в) при ТО г) при КР ЗТП и линий 0,4кВ, при ТО -0,4	Оперативный персонал Оперативный персонал Ремонтный персонал Ремонтный персонал	
6.	Городские и ГКТП, КТПП, МТП с силовой и смешанной нагрузкой	Ток нагрузки трансформаторов 0,4кВ; токи в нуле линий 0,4кВ; фазные и междуфазные напряжения на шинах секций 0,4кВ, на всех линиях 0,4кВ в наиболее удаленных точках линий 0,4/0,23кВ	а) ежегодно - в месяц максимума нагрузки ТП (потребителей) б) при КР ТП и линий 0,4кВ, при ТО-0,4	Оперативный персонал Ремонтный персонал	
7.	Участки кабельных линий 6-10кВ	Токи нагрузки в нормальном, ремонтном и аварийном режимах сети	Ежегодно по результатам системных замеров в зимний максимум на ПС, выборочным измерениям в сети 6-10кВ, расчетам токораспределения по участкам фидеров на основании замеров	Оперативный персонал	

3.9. Состав работ при техническом обслуживании (ТО) и ремонте заземлений ВЛ 0,4кВ

Вариант А. ВЛ на ж/б опорах. Заземлители ПЗ отсутствуют или не выявляются.

1. Устройство спуска ПЗ на первой опоре ВЛ. Соединение его в земле сваркой с контуром ТП или прокладка в земле и соединение болтом на корпусе КТП или с заземляющей шиной ЗТП, соединение спуска с нулевым проводом на первой опоре. Операция 1 выполняется независимо от предполагаемого соединения первого ПЗ с контуром ТП.

2. Устройство спусков и заземлителей (сопротивление не более 30.0 м):

- на всех концевых опорах;
- на всех разветвительных опорах (с присоединением спуска на опоре к нулевым проводам всех направлений развилки);
- на опорах со вводами в школы, детсады, клубы, магазины, общественные здания, производственные помещения (промышленные, коммунальные, сельскохозяйственные).

3. Верховая ревизия, зачистка и перемонтаж соединений арматуры ж/б опоры с нулевым проводом на всех опорах. Смазка соединений тонким слоем солидола.

4. Отсоединение ПЗ на первой опоре от контура ТП, отсоединение нулевого провода от ТП и измерение общего сопротивления заземления линии 0,4кВ (не более 10.0 м без первого ПЗ).

5. Устройство дополнительных ПЗ на опорах при общем сопротивлении заземления линии более 10.0 м. Повторное измерение.

Вариант Б. ВЛ на ж/б или деревянных опорах. Заземлители ПЗ имеются и выявляются при осмотре.

1. Прокладка в земле нового спуска ПЗ от первой опоры, соединение его с контуром ТП сваркой или прокладка в земле и соединение болтом на корпусе КТП или с заземляющей шиной в ЗТП. Соединение нового спуска (нижней части) с нижней и верхней частями существующего спуска.

Операция 1 выполняется независимо от предполагаемого соединения первого ПЗ с контуром ТП.

2. Зачистка соединений ПЗ на всех опорах - болтовых и с нулевым проводом на опорах (при верховой ревизии ВЛ).

3. Измерение сопротивления и улучшение всех ПЗ одновременно с зачисткой и вскрытием (не более 30.0 м). Последующая смазка болтовых соединений и соединений с нулем на

опоре тонким слоем солидола.

4. Вскрытие заземлителей ПЗ (не менее одной трети от общего количества и всех ПЗ по п.2 варианта А) одновременно с зачисткой болтовых соединений.

5. Отсоединение ПЗ на первой опоре от контура ТП, отсоединение нулевого провода от ТП и измерение общего сопротивления заземления линии 0,4кВ (не более 10.0 м без первого ПЗ).

6. Устройство дополнительных ПЗ на опорах при общем сопротивлении заземления линии более 10.0 м (с доведением до 10.0 м). Повторные измерения.

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. На ВЛ с ж/б опорами, когда заземлители соединены с выпусками арматуры сваркой, измерение сопротивления ПЗ выполняется только на опорах по п.2 варианта А), но при обязательном отсоединении арматуры на ж/б опоре от нулевого провода.

2. Для измерения сопротивления ПЗ применяется прибор Ф4103М.

3. При измерениях в условиях высокой влажности грунтов технический руководитель обязан применить поправки к измеренным величинам сопротивлений ПЗ.

Глава 4. Основные дефекты на объектах электросетей напряжением 0,4-10 кВ и состав работ при капитальном ремонте

4.1. Перечень основных дефектов в сетях 10 кВ.

1. Повреждение ж/б опор, ж/б приставок транспортом с «оголением» арматуры, появлением трещин бетона.

2. Наклон опор более 20° от вертикали, размыв или обрушение грунта у опор. Смещение концевых опор от тяжения проводов, снижение габаритов на ВЛ по этой причине.

3. Аналогичное смещение траверс вдоль и поперек оси ВЛ.

4. Видимое загнивание деревянных деталей опор в месте крепления крючьев, траверс.

5. Смещение изоляторов от оси штырей, крючьев (ослабление их крепления), большой наклон штырей, крючьев вдоль оси линий (вероятность срыва изолятора).

6. Выгорание бетона в местах сочленения деталей ж/б опор.

7. Сколы и трещины изоляторов всех марок, следы ожогов, большие загрязнения, в т.ч. птичьим пометом.

8. Ослабление вязок и опускание провода по изолятору к штырю, крюку.

9. Обрыв жил и разбивка проводов (линейных и в шлейфах), оплавление проводов

10. Приближение проводов к заземленным конструкциям и к телу опор ближе 15 см.

11. Недовключение разъединителя из-за разрегулировки, искрение контактов нож-губки и в соединениях со шлейфами (наконечниках, зажимах, скрутках).

12. Обрыв заземляющего спуска разъединителя, ЗН, КРУН, КТП.

13. Несогласованное с РЭС производство строительных работ, складирование материалов, соломы, сена в охранной зоне (10м), подсыпка дорог с нарушением габаритов ВЛ до земли, нарушение других габаритов и расстояний. Устройство спортивных площадок и стоянок транспорта под ВЛ.

14. Разрегулировка проводов (разные стрелы провеса фаз в пролете), провисание или натяжение «в струну» ответвлений к вводам и шлейфов.

15. Касание проводов ветвями деревьев или их приближение к проводу в тихую погоду на расстояние менее

3,0метра.

16. Наличие птичьих гнезд на опорах.

17. Отсутствие диспетчерских наименований и нумерации или несоответствие их в натуре, в документации и схемах.

18.Отсутствие разрядников в летнее время на КТП, на подходах к ЗТП и ПС, на опорах с кабельными муфтами.

19. Наличие посторонних предметов на опорах, остатков «набросов» на проводах, захламление и недоступность подъезда к ТП и РП.

20. Наличие в непосредственной близости от действующей ВЛ недомонтированных опор, проводов ВЛ и ВЛС, наличие недействующих КТП, неотсоединенных от сети 10 кВ и 0,4кВ.

21. Наличие на краю трасс наклоненных, угрожающих падением деревьев. Рубка леса вблизи ВЛ без согласования с РЭС, то же - мелиоративные работы. Взрывные работы вблизи ВЛ и КЛ. Торфяные и лесные пожары вблизи ВЛ и КЛ.

22. Незапертые на замок привода отключенных разъединителей наружной установки, двери ЗТП, ЗРП, КРУН и других ячеек секционирования.

23. Отсутствие двойных креплений проводов в местах пересечения ВЛ с другими ВЛ и дорогами.

24. Предаварийные дефекты на пересекаемых ВЛ и ВЛС: обрывы или провисания проводов и тросов, срывы изоляторов, выпадание крючьев и штырей, сдвиг траверс, разрушение изоляторов ВЛ 35, 110, 220, 330 кВ, угрожающие падением опоры в пролет пересечения.

То же на ВЛ и ВЛС в местах сближения с ВЛ-10кВ (10м и менее).

25. Повреждение механизмами контуров заземления в земле (видимые обрывы).

26. Следы протекания тока замыкания на землю по телу ж/б опоры (оттаивание грунта зимой, осушение грунта, выгорание травы у основания опоры) или разрушение бетона, выявленное при откапывании. Наличие обозначений.

27. Затопление опор и оборудования паводковыми водами, наледи у дверей ЗТП, ЗРП, препятствующие их открыванию.

28. Протекание кровли в ТП и РП. Доступ в ТП и РП посторонних птиц, животных.

29. Нарушение внешнего покрова кабелей при несанкционированных раскопках.

30. Светящаяся корона на кабельных разделках.

31. Нагрев контактных соединений в ТП и РП.

32. Нарушение работы автоматики, ТМ, связи, ис-

точников оперативного тока, приборов учета.

33. Перегрузка по току кабелей и оборудования.

Дефекты устраняются в неотложном порядке. Сроки работ определяются: руководством РЭС и контролируются по журналу дефектов.

4.2. Перечень основных дефектов в сетях 0,4кВ

1. Повреждение ж/б опор, ж/б приставок с появлением трещин и сколов бетона с оголением арматуры.

2. Наклон опор более 20° от вертикали, смещение концевых опор в грунте от тяжения проводов. Обрыв или ослабление оттяжек.

3. Смещение траверс, изгиб штырей, крючьев.

4. Видимое загнивание опор в месте крепления траверс, крючьев. Недопустимое загнивание опор.

5. Срыв изоляторов и крюков на опорах и вводах.

6. Нарушение крепления и наклон трубостоек.

7. Ослабление вязок (опускание провода по изолятору).

8. Обрыв и развязка жил провода, большие участки оплавления, уменьшение сечения провода.

9. Приближение (с вероятностью касания) проводов и перемычек к конструкциям опор и зданий.

10. Касание неизолированных проводов сучьями деревьев. Наличие вблизи ВЛ угрожающих падением деревьев.

11. Разрегулировка проводов с провисанием верхнего провода в нижней точке на уровне или ниже другого, ослабление ответвлений к вводам. Ухудшение контактов в местах соединения проводов и ответвлений к вводам.

12. Обрыв спусков ПЗ на линии 0,4кВ. Отсутствие или обрыв спуска ПЗ на первой опоре, на опорах со вводами в животноводческие помещения, в общественные здания, в школы и детские учреждения.

13. Наличие остатков набросов на провода и посторонних предметов на опорах, возведение строений и создание стройплощадок под проводами.

14. Наличие в непосредственной близости от действующей ВЛ недемонтированных опор и проводов ВЛ, ВЛС и ВЛ радиофикации.

15. Не запертые на замок дверцы отсеков КТП, двери ЗТП, КТПП, ГКТП, отсутствие или несоответствие диспетчерских наименований на ВЛ и в ТП.

16. Не согласованные с РЭС земляные работы вблизи КЛ, опор ВЛ и ТП. Вероятность попадания воды и других стоков в ТП. Затопление опор. Нарушение габаритов до земли при строительстве дорог и сооружений.

17. «Перекас фаз» (по результатам замеров), выраженный в повышении напряжения у потребителей на одних фазах выше 230В, на других - ниже 215В. Перегрузка проводов по току. Увеличение сопротивления или обрыв «нуля» или фазы в цепи трансформатор - ввод потребителя (по жалобам потребителей на «сверх-низкое» напряжение при запуске бытовой техники). Неполнофазный режим сети 380В на клеммах трехфазных токоприемников.

18. Наличие на опорах выключателей и «безучетных» светильников. Другие безучетные подключения нагрузок.

19. Отсутствие масла в расширителе трансформатора, следы слива или выброса масла через расширитель. Течь масла из бака.

20. Нагрев контактов в щитах 0,4кВ ТП.

21. Сильное гудение трансформатора (неполнофазный режим со стороны 10 кВ).

22. Течь в кровле ЗТП.

23. Отсутствие или неисправность приборов учета в ТП, на ВЛ или у потребителя.

24. Нарушение внешнего покрова кабелей при несанкционированных раскопках.

25. Перегрузка по току кабелей и оборудования.

26. Наличие ответвлений к вводам от действующей ВЛ к «заброшенным» строениям.

Дефекты устраняются немедленно. Сроки работ определяются руководством РЭС и контролируются по журналу дефектов.

4.3. Состав работ при капитальном ремонте ВЛ 10кВ

- Ремонтные работы должны выполняться комплексным методом путем проведения всех необходимых работ одновременно силами нескольких бригад (звеньев), с максимально возможным сокращением продолжительности отключения ВЛ и погашения потребителей;

- капитальный ремонт ВЛ на ж/б опорах комплексным методом должен выполняться 1 раз в 10 лет;

- между ремонтами проводится техническое обслуживание;

- работы, не отличающиеся по своему характеру от производимых при техническом обслуживании, но выполняемые одновременно с капитальным ремонтом, осуществляются за счет средств капитального ремонта:

1. Замена дефектных опор на ВЛ.

2. Замена единичных деревянных опор (одностоечных и

сложных) на железобетонные на участках ВЛ с ж/б опорами.

3. Замена одностоечных деревянных и ж/б опор сложными ж/б опорами анкерного типа с подвесной арматурой в местах пересечений с железными дорогами, автомобильными дорогами 1 класса, с ЛС и с ВЛ РС. Перестановка или изменение типов опор ВЛ в месте пересечения при нарушении минимально допустимых расстояний: от опоры ВЛ до проводов ЛС или РС, от проводов ВЛ до проводов ЛС или РС по вертикали, от проводов ВЛ до ж/д рельсов. Замена проводов в месте пересечения ВЛ с ЛС и РС при несоответствии их маркам и сечениям по ПУЭ.

4. Замена деревянных траверс на ж/б опорах на металлические.

5. Замена ж/б траверс на металлические. При отсутствии необходимого количества узлов замена ж/б траверс на участках с проводами марки АС на траверсах, доступных для проезда телевышки, может быть отложена до следующего капремонта. При замене проводов замена ж/б траверс обязательна.

6. Вынос или реконструкция участков ВЛ и отдельных опор при нарушении ПУЭ в местах пересечений и сближений ВЛ со зданиями, сооружениями, территориями, а также - участков ВЛ и отдельных опор, эксплуатируемых в неблагоприятных условиях, установка дополнительных опор для разъединителей, ЗН и для сокращения длины пролетов.

7. Замена дефектных изоляторов.

8. Установка вторых стеклянных изоляторов в натяжных гирляндах. Замена фарфоровых подвесных изоляторов со сроком службы более 15-и лет стеклянными.

9. Сплошная верховая ревизия ВЛ. При ревизии проверяется крепление крючьев, траверс, узлов, изоляторов, заземляющих спусков, состояние древесины, ж/бетона и провода, производится сплошная перевязка вязок с подмоткой, чистка или замена загрязненных изоляторов, регулировка стрелы провеса и ревизия всех соединений проводов.

10. Ремонт разъединителей с двумя заземляющими ножами на месте установки (замена деталей, смазка, регулировка, зачистка и проверка всех соединений, замена шлейфов).

11. Установка недостающих разъединителей:

- на первых опорах всех ВЛ от ПС;
- на вторых опорах от концевых муфт кабельных вставок и выходов;
- секционирующих для выделения отпаяк и КТП с ответственными потребителями. Установка заземляющих ножей (ЗН) по утвержденной схеме расстановки.

12. Замена всех разрядников подменными комплектами (проверенным в лаборатории), измерение, проверка, ремонт и улучшение контуров заземления разрядников и опор. Установка недостающих разрядников

- на первых опорах от ЗТП,
- КРУН и РП, секционирующих сеть.

13. Замена участков провода марок А-25, ПС, а также других марок согласно расчету, плану мероприятий по снижению расхода электроэнергии на её передачу, режимной необходимости, техническому состоянию.

14. Измерение сопротивления, ремонт, проверка со вскрытием грунта и улучшение контура заземления всех разъединителей, включая разъединители КТП.

15. Выправка опор, подтяжка бандажей, подсыпка грунта.

16. Измерение стрел провеса и габаритов, доведение расстояний до нормы с учетом температуры и максимальной нагрузки ВЛ и пересекаемых ВЛ.

17. Испытание кабельных вставок и выходов, устранение дефектов.

18. Расчистка трасс от поросли быстрорастущих деревьев, вырубка отдельных подгнивших или неустойчивых деревьев по краю трассы, обрубка сучьев больших деревьев на краю трассы, исходя из допустимого расстояния от провода до сучьев – 3 м.

19. Ремонт строительной части РП и ЗТП с воздушными вводами 10 кВ (совмещение работ разных бригад).

20. Оснащение приводов разъединителей, дверей КРУН и РП замками.

21. Замена шлейфов на изолированные от разъединителя к шкафу КТП (при необходимости).

22. Установка или нанесение при помощи трафарета недостающих (или обновление) предупредительных знаков «Осторожно! Электрическое напряжение»:

- на деревянных опорах,
- на ж/б опорах в населенной местности на каждой опоре.

23. Нанесение порядковых номеров на всех опорах при помощи трафаретов или иным способом, обеспечивающим устойчивость номера.

24. Нанесение при помощи трафаретов или установка табличек с диспетчерскими наименованиями линии: - на концевых опорах, у тупиковых КТП, ГКТП, ЗТП и в точках нормального разрыва, на первых опорах от ПС, на первых отпаечных опорах, в местах пересечения с другой ВЛ-10кВ, на обеих

опорах кабельной вставки, в местах пересечения с железными, шоссейными и грунтовыми дорогами 1-5 категорий, а также на всех опорах участков с параллельно идущими линиями при расстоянии между ними менее 200м. На параллельных участках надписи наносить разным цветом. Установка табличек с диспетчерскими наименованиями разъединителей, РП и отдельных КРУН.

25. Выполнение технических мероприятий по повышению надежности электроснабжения потребителей, охране высоковольтных сетей, по устранению несоответствий ПУЭ, ПТЭ, ПТБ, РУ и эксплуатационным циркулярам.

26. Устранение других дефектов, выявленных при осмотрах и ремонте, в т.ч. «узких мест» и «ловушек» для персонала.

27. Осмотр всех участков ВЛ силами специалистов РЭС независимо от наличия на участке физических объемов капремонта. Осмотр планируется и производится не позднее, чем за 1 месяц до начала ремонта участка.

28. Составление уточненной схемы линии и других документов.

4.4. Состав работ при капитальном ремонте ВЛ 0,4кВ (с КТП, КТПШ, ГКТП, МТП, ТП).

1. Замена деревянных стоек и подкосов с недопустимым загниванием на деревянные при хорошем состоянии ж/б приставок, которое определяется при дефектации и повторно - при замене стойки.

2. Выборочная замена опор с недопустимым загниванием с деревянными стойками (с деревянными приставками и без приставок) на ж/б опоры.

3. Замена (сплошная) деревянных опор и подкосов без приставок и с любыми приставками на участках или фидерах целиком на ж/б опоры при одном из условий:

- количество стоек с недопустимым загниванием более 30% на участке;
- необходимость в изменении трассы и конфигурации фидера или участка, в т.ч. при выносе ВЛ с площадок застройки.

4. Замена деревянных и дефектных ж/б приставок на новые ж/б приставки, установка недостающих ж/б приставок к опорам без приставок (с вырезкой древесины у земли). Замена дефектных ж/б опор. Допускается не устанавливать ж/б приставки к подкосам (без загнивания), а также к стойкам, установленным 5 и менее лет назад, и на линиях, подлежащих восстановлению в ближайшие 5 лет, если загнивание опор

на уровне земли допустимое в год ремонта. Допускается установка ж/б приставок к частично поврежденным нижней части ж/б опорам (по решению специалиста).

5. Выборочное вскрытие заземлителей, зачистка соединений в зажимах, проверка соединений с нулевым проводом и с крючьями, укладка спусков, измерение сопротивления и улучшение. Измерение сопротивления заземления всей линии, устройство дополнительных. Проверка со вскрытием всех заземлений на территориях ферм, на первых и концевых опорах фидеров на вводных опорах в детсады, ясли, школы, клубы, спортивные объекты, конторы хозяйств. Смазка стальных зажимов.

6. Сплошная верховая ревизия опор, проводов, вязок, крючьев, траверс, крепления изоляторов, перемонтаж перемычек и вводов соединением «бандаж» на опорах, кронштейнах, трубостойках и других вводах. Установка защитных колпачков на деревянных стойках.

7. Выправка опор, стоек, в т.ч. с приставками, с подтяжкой бандажей и подсыпкой грунта. Проверка «якорей» и регулировка оттяжек опор.

8. Регулировка стрелы провеса проводов и ответвлений к вводам, в т.ч. ВЛИ. Подключение ответвлений к вводам через подставные изоляторы на деревянных опорах.

9. Замена ответвлений к вводам сечением менее 16мм^2 в жилые дома и постройки, а также неизолированных – ответвлений к вводам проводом СИП в местах, где невозможна обрубка деревьев, а также ответвлений к вводам в школы, д/сады и ясли, клубы, магазины, постройки ферм и в нулевых пролетах ВЛ.

10. Вынос (перестановка) отдельных опор на краю дорог и улиц, подверженных повреждению транспортом, а где это невозможно - установка отбойных ж/б приставок (одной или двух по месту).

Снятие с опор посторонних предметов.

11. Ремонт или замена светильников уличного освещения.

12. Демонтаж ответвлений к вводам:

- к нежилым домам по списку местного исполкома;
- к неиспользуемым производственным постройкам по согласованию с владельцем;
- выполненных с нарушением ПУЭ и ППБ.

13. Обрубка сучьев деревьев (на расстоянии не менее 1,5 метра от проводов до сучьев по горизонтали и 3-х метров по вертикали).

14. Переподключение ответвлений к вводам к другим

фазам для выравнивания нагрузки по результатам измерения нагрузки и напряжения.

15. Устройство трехфазных ответвлений к вводам по заявкам жителей и нарядам Энергонадзора согласно проектам.

16. Отсоединение и испытание кабельных участков ВЛ, ответвлений к вводам КЛ 0,4кВ, то же – для изолированных проводов в трубах, по конструкциям и ВЛИ.

17. Установка разрядников (где они отсутствуют) на первых опорах при кабельных вводах в ЗТП, КТПШ, КТП, ГКТП, РП.

18. Обновление и упорядочение нумерации опор.

19. Нанесение диспетчерских наименований (номеров) ВЛ 0,4кВ:

- под кронштейнами КТП, КТПШ, ЗТП;
- на первых опорах;
- на всех конечных опорах;
- на опорах, где сняты перемычки между двумя ВЛ от одной или двух ТП.

20. Измерение расстояний между проводами при пересечении с ВЛ и ВЛС всех напряжений, расстояний на опоре с ВЛС, а также габаритов до земли:

- при пересечении улиц, дорог, наружных теплотрасс (до верхней отметки теплотрассы),
- на площадке стоянки техники,
- на площадках выгула скота,
- на территориях школ и детских учреждений,
- в других местах по решению технического руководителя.

21. Капитальный ремонт КТП, КТПШ, ГКТП, МТП, ТП.

22. Составление уточненной схемы ВЛ 0,4кВ, схем и привязок КЛ 0,4кВ и вставок на местности, а также схем КТП, КТПШ, ГКТП с новыми техническими данными. Внесение других изменений в техническую документацию.

4.5. Состав работ при капитальном ремонте КТП, ГКТП, КТПШ, МТП, ЗТП и РП 10кВ.

1. Приводится обобщающий состав работ. Часть работ на реальном объекте исключается по причине отсутствия в его составе названного оборудования.

2. Осмотр, измерения токов нагрузки и напряжений непосредственно перед отключением по приезду на объект. Корректировка ведомости работ при необходимости.

3. Отсоединение ошиновки 0,4-10кВ от силовых трансформаторов, кабелей и проводов, от линейных аппаратов и от ВЛ 0,4кВ. Все отсоединенные концы оснащаются «бирками

фаз». Отсоединение и демонтаж разрядников 0,4÷10кВ, снятие всех видов предохранителей, рассоединение болтовых зажимов ПЗ на первых опорах ВЛ 0,4кВ, отсоединение приборов учета, сети оперативного тока.

4. Удаление пыли в зданиях, ячейках, отсеках и шкафах. Ремонт строительной части внутри здания. Очистка от загрязнения изоляции 0,4÷10кВ с применением бензина.

5. Измерение сопротивления изоляции силовых трансформаторов мегаомметром на 2500В по двум схемам:

- а) (обм.ВН) - (обм.НН+бак+земля),
- б) (обм.НН) - (обм.ВН+бак+земля).

Фиксируются величины сопротивлений через 15 и 60 сек и рассчитывается отношение

$$\frac{сопр.60}{сопр.15}, \text{ которое должно быть не менее } 1,3. \text{ Измере-}$$

ния выполняются при всех положениях переключателя трансформатора. «Сопротивление 60» должно быть в пределах 200÷500МОм при температурах обмотки от 0 до + 30°C.

6. Измерение мегаомметром на 1000В сопротивления фазной и междуфазной изоляции проводов коммутации (выводов, защиты, освещения, автоматики, учета и др.). Проверка изоляции трансформаторов оперативного тока. То же кабелей 0,4кВ (выводов и др.) мегаомметром на 2500В. При величине сопротивления менее 0,5МОм провода и кабели подлежат замене.

7. Проверка целостности («прозвонка») фазных и нулевых жил кабелей и проводов выводов и коммутации.

8. Измерение сопротивления контура. Вскрытие подземной части (несколько мест, начиная с точек вхождения спусков в землю). Ремонт или улучшение контура при необходимости. Рекомендуется применение измерителя заземления А 410 ЗМ. Прокладка в земле заземляющих проводников от первых опор к контуру ТП, ревизия соединений.

9. Снятие крепления проходных изоляторов 10кВ, проверка или замена уплотняющей резины, тщательный осмотр самих изоляторов, замена при необходимости, установка изоляторов на место. Обильная смазка наружной части нижних фланцев вертикальных ПНБ солидолом «С».

10. Смазка гидрофобной смазкой (солидолом «С») опорных изоляторов 10кВ в КТП, ГКТП, КТПП, также - внутренней части проходных изоляторов, баков ВМ-10кВ производства б. ГДР и других выключателей с малым изоляционным расстоянием по поверхности баков.

11. Капитальный ремонт или замена выключателей, вы-

ключателей нагрузки, разъединителей и заземляющих ножей внутренней установки, блокировочных устройств, приводов всех типов: регулировка, измерения, испытания, замена масла, очистка, смазка. Достижение необходимых для данного типа оборудования технических характеристик обязательно. Допустимые характеристики указаны в заводских и эксплуатационных инструкциях.

Особое внимание обращается на одновременность включения - отключения фаз ВМ, ВН, РВ. Неодновременность может вызвать перекрытия между фазами при оперативных переключениях, например, при отключении холостого хода трансформатора.

12. Ремонт и измерения разъемных монтажных соединений, в т.ч. соединений кабелей 0,4÷10кВ с ошиновкой. Техобслуживание кабелей и разделок в помещениях и каналах. Расцветка фаз ошиновки.

13. Ремонт или регулировка (по предварительным расчетам) аппаратуры 0,4кВ, установка недостающих и модернизация аппаратов, наладка автоматики, ТМ, приборов учета и измерений (в т.ч. замена трансформаторов тока поверенными), сплошная замена предохранителей 0,4кВ подменными комплектами (по предварительному расчету вставок), замена разрядников подменными комплектами.

14. Замена неизолированных проводов ВЛ 0,4кВ в нулевых пролетах на изолированные.

15. Доливка масла в трансформаторы, устранение подтеков масла, замена прокладок при необходимости, установка переключателя в расчетное положение. Замена трансформаторов согласно расчету по программе «Энергосбережение».

16. Ремонт сетей внутреннего электроосвещения.

17. Выправка шкафа КТП на опоре.

18. Наружный ремонт строительной части ТП (РП) всех типов по ведомости работ. Выполнение мероприятий по предотвращению попадания в помещения воды, снега, пыли, птиц, мелких животных. Покраска оборудования. Нанесение диспетчерских наименований, плакатов, знаков по ТБ, инвентарных номеров.

19. Ремонт или замена замков, запоров, устройств сигнализации.

20. Проверка крепления изоляторов 0,4кВ на «гребенках», перемонтаж соединения на «гребенках» на «зажим» или «бандаж», то же - на первых опорах ВЛ-0,4кВ.

21. ТО КЛ 0,4-10кВ (выходов). Испытание изоляции 6-10кВ ЗТП и РП. Присоединение ошиновки 0,4-10 кВ от силовых трансформаторов, кабелей и проводов, от линейных аппаратов

и от ВЛ 0,4кВ

22. Визуальный осмотр ТП (РП) и первых опор после ремонта, устранение оставшихся недоделок и подготовка к включению ТП (РП).

23. Включение под напряжение последовательно - шин 10кВ, трансформаторов, шин 0.4 кВ без нагрузки. Низовой осмотр ТП специалистом. Измерения напряжений на шинах 0.4кВ. Включение линий 0,4кВ и линий освещения (с проверкой работы фотореле и реле времени). Проверка направления вращения электродвигателей без нагрузки на валу на ближайшем объекте потребителя после его предупреждения перед включением.

24. Повторные осмотр ТП и измерения нагрузки и напряжений после 10÷15 минут работы под нагрузкой.

25. Уточнение схемы ТП (РП) и внесение изменений в паспорта, схемы и в другую техдокументацию.

Все работы выполняются под постоянным контролем специалиста.

Глава 5. Надежность работы распределительных электрических сетей напряжением 0,4-10 кВ.

Надежность - свойство объектов сохранять работоспособность с заданными (нормальными) режимами работы в условиях применения персоналом комплекса профилактических эксплуатационных воздействий.

Повреждение - событие, состоящее в нарушении исправности элемента (узла), как правило, без полной потери работоспособности объекта в целом.

Отказ - событие, состоящее в нарушении работоспособности всего объекта или участка (секции).

Повышение надежности передачи и распределения электроэнергии достигается в действующих сетях в первую очередь за счет увеличения надежности работы сетевых элементов путем их правильной эксплуатации, профилактической замены более надёжными, а также за счет их дублирования (вручную или с применением автоматики) секционирования, сетевого резервирования и своевременного выполнения набора диагностических и иных плановых работ. В новых сетях эти технические задачи решаются на стадии проектирования.

5.1. Физические и химические причины повреждения элементов электрических сетей.

Элементы электрических сетей работают в условиях большого числа видов эксплуатационных воздействий: механических усилий на провода и опоры, приложения электрического напряжения к изоляционным материалам, теплового влияния электрического тока на проводники и изоляционные материалы, химического и электрохимического влияния активных сред на материалы проводников, изоляционных изделий и других элементов сети.

В процессе эксплуатации объекта запас прочности его элементов постоянно снижается.

Элементом с наибольшей скоростью старения в распредсетях является древесина опор.

Главное её функциональное свойство - механическая прочность. Древесина должна выдерживать, не ломаясь, воздействие нагрузок от веса самой опоры и от внешних факторов: ветра, гололеда, тяжения проводов и т.д. При этом древесина может испытывать растягивающие или сжимающие

усилия, работать на изгиб или скалывание. Прочность древесины зависит от влажности и плотности.

Ухудшение механических свойств деревянных опор связано с загниванием.

Особенно подвержены гниению деревянные конструкции у поверхности земли (на уровне переменной влажности и достаточного доступа воздуха). Это загнивание крайне неблагоприятно, так как распространяется в сечении опоры, где на волокна древесины действуют наибольшие механические усилия.

Сильно поддаются гниению и горизонтальные элементы опор, где вода скапливается в трещинах, вырубках, отверстиях.

Основной принцип защиты лесоматериала от гниения заключается в том, что в древесину вводятся антисептики - вещества, которые ее отравляют и делают непригодной для питания грибов. На практике применяются два основных вида антисептиков.

Маслянистые антисептики (креозотовое масло, антраценовое масло) в процессе пропитки под давлением поступают в поры высушенной до 20-ти процентов влажности древесины.

Водорастворимые антисептики (донолит, уралит и др.) в процессе, продолжительной диффузии поступают в свежую (сырую) древесину по водным каналам пор, оставаясь при высыхании на стенках этих каналов.

Срок службы качественно пропитанных опор может достигать для отдельных пород и сортов древесины 30-и лет.

Деревянные опоры имеют также другой существенный недостаток - способность к возгоранию. Причинами возгорания могут быть пожары на лесных трассах, поражение опоры молнией, токи коротких замыканий.

Возгорание опор в сетях 10 кВ происходит при протекании токов замыкания на землю в следующей электрической цепи: внутренний проводящий канал или поверхность поврежденного изолятора - крюк или штырь - стойка опоры - приставка. При этом огонь первоначально образуется в сочленении с наибольшим переходным сопротивлением. Имеются случаи возгорания опор ВЛ 0,4кВ от накаливаемого током КЗ заземляющего спуска ПЗ.

Железобетонные опоры воздушных линий более долговечны и требуют незначительных затрат при эксплуатации. Однако, в развитых распредсетях с большими токами замыкания на землю имеются случаи повреждения ж/б стоек из-за местного их перегрева токами замыкания в точках сочленения деталей и в грунте.

Опоры, на которых имело место однофазное замыка-

ние на землю, должны тщательно осматриваться с целью выявления повреждений, снижающих механическую прочность опоры.

Большая доля отказов связана с повреждением изоляции воздушных линий, кабелей и оборудования.

Обычно разрушение изоляции элемента происходит в результате набора факторов: термического воздействия (при повышенных температурах), воздействия электрического напряжения, механических сил, влияния влаги и загрязнений.

Пробой фарфорового изолятора редко вызывает его разрушение и характеризуется обычно малозаметными оплавленными каналами, направленными через толщу изолятора к штырю или крюку по самому короткому пути.

В режиме сети 10кВ с заземленной фазой напряжение двух других фаз повышается в 1,73 раза и может вызвать повреждение их изоляции.

Значительное число отказов в РС вызвано повреждением изоляции маслonaполненного оборудования (силовых и измерительных трансформаторов, масляных выключателей, конденсаторов). Эти повреждения чаще всего являются следствием старения изоляционного масла.

Обрывы и другие повреждения проводов вызывают также значительное число отказов. Неизолированные провода ВЛ находятся в условиях многочисленных эксплуатационных воздействий, способствующих их старению и ухудшению основных свойств: механической прочности и проводимости. Ухудшение этих свойств связано с перегрузкой проводов по току, в т.ч. при длительных КЗ, несоответствием норме стрел провеса, частым влиянием погодных аномалий (гололед, ветер, мороз), коррозией (естественной и в активных локальных зонах). Кроме того, провода повреждаются токами молнии и токами сопровождения промышленной частоты, при схлестывании проводов, пробое изоляторов, падении опор, при касании ветвями и падении деревьев. Провод подвержен местным перегревам в соединениях. Наиболее активно разрушает коррозия стальные провода.

Для предохранения стальных элементов ВЛ (проводов, заземляющих спусков оттяжек и т.д.) от коррозии применяется покраска специальными лаками и эмалями. В последние годы для этой цели нашли применение «преобразователь ржавчины» и защитные антикоррозийные электротехнические смазки (ЗЭС).

Разнообразны и сложны процессы при повреждении кабелей. Основной вид повреждения кабелей с бумажной изоляцией - потеря диэлектрической прочности жильной и пояс-

ной (общей) изоляции в совокупности с ее пропиточным составом.

В сети 0,4кВ с глухо-заземленной нейтралью защита, как правило, отключает кабель до возникновения многофазного КЗ.

В сети 10кВ с изолированной нейтралью защита работает только после повреждения изоляции двух или трех жил от длительного термического действия тока замыкания на землю.

Ускоренному перерастанию однофазного замыкания в многофазное способствует и повышенное напряжение на «живых» фазах при «земле» в сети 10кВ. Образованию первоначального канала тока утечки может предшествовать сильный перегрев соединений жил кабеля с большими переходными сопротивлениями (соединительных гильз и наконечников).

При отказе защит и недопустимом нагреве бумажная изоляция обугливается по всей длине. Выдавливается и часть кабельной пропитки. Кабель становится непригодным для эксплуатации.

Пластмассовая изоляция кабелей при отказе защит расплавляется и полностью теряет свои изоляционные свойства.

Причины повреждения кабелей:

- низкое качество изготовления кабеля и кабельных материалов на заводах-изготовителях;
- недостатки монтажа;
- отсутствие полноценной диагностики и системы профилактического и качественного ремонта;
- недостатки эксплуатации (перегрев токами, повышенное сетевое напряжение, внешние воздействия);
- естественное старение кабелей, наступающее обычно после 25-и лет нормальной эксплуатации.

5.2. Гроза и электрические сети.

«Механизм» действия грозы на сети всех напряжений в принципе одни и те же.

Грозовое облако накапливает отрицательный электрический заряд. Растет напряжение между облаком (-) и землей (+). Изоляцией в этом своеобразном конденсаторе служит атмосферный воздух. Построив ВЛ на поверхности земли, человек приблизил обкладку конденсатора «земля» к обкладке «облако» и, тем самым по существу вынужденно, определил для ВЛ роль молниеотвода.

В этом принципиальное отличие наземных ВЛ от подземных КЛ с точки зрения грозового воздействия. На ВЛ 0,4÷10кВ элементами молниеотвода являются:

- провода,
- тело опоры,
- траверсы,
- гирлянды изоляции,
- заземлители опоры.

Указанные элементы имеют в цепи тока предстоящего разряда молнии свое сопротивление.

Ток молнии проходит по всем элементам (сопротивлениям) одновременно. В это суть разряда молнии в ВЛ. Ток всегда будет искать ближайший путь с наименьшим общим сопротивлением цепи.

Величины токов молнии находятся в пределах 5-200кА. Наибольшее число разрядов характеризуется токами от 10 до 20кА.

Различные зоны земной поверхности характеризуются различной грозовой активностью (разными годовым числом, силой и частотой ударов молний в землю). По этой причине подверженность линий грозовому воздействию различная. Имеются зоны иногда - целые районы, где ВЛ и в целом электросети буквально «бомбардируются» молниями и наносят большие повреждения изоляции и проводов. При этом принимаемые технические меры (улучшение контуров, усиление изоляции) практически мало дают положительных результатов.

5.3. Грозовые воздействия на электрические сети напряжением 10, 0.4кВ.

Особенность ВЛ 6-35кВ заключается в том, что они работают в режиме с изолированной нейтралью. При перекрытии изоляции одной фазы ток КЗ не возникает и линия защитой не отключается. Только при перекрытии изоляции двух или трех фаз, а также между проводами фаз произойдет КЗ и линия отключится защитой. Таким образом, факты перекрытия одиночных гирлянд (изоляторов) технически не фиксируются. По этой причине происходит неконтролируемое накопление слабых мест на ВЛ с последующей аварийностью.

Для РС 0,4-10 кВ определенную опасность представляют также удары молнии вблизи ВЛ. При этом в линиях индуктируются напряжения, достаточные по величине для перекрытия линейной изоляции и изоляционных промежутков по воздуху.

На ВЛ 0,4-10 кВ заземление опор обеспечивается только искусственными заземлителями, хотя фактически при прохождении тока молнии через опору или при замыкании на землю через опору, небольшая проводимость бетона подземной

части «пропускает» часть тока, «стекающего» с арматуры через бетон опоры и приставки в землю. Железобетонные опоры и приставки ВЛ 0,4-10 кВ также увлажняются в сыром грунте.

Железобетонная опора ВЛ 10 кВ при грозовом разряде в линию из-за кратковременности удара и достаточной проводимости арматуры практически не разрушается. Нарушения бетона и арматуры наступают только при длительной «земле» или при двух- трехфазных КЗ через две-три опоры с «землей» на различных фазах. Последнее повреждение при больших токах замыкания на землю очень опасно для опоры.

Низковольтные линии, частично защищаются от грозы деревьями, постройками и другими высокими сооружениями, играющими роль естественных молниеотводов.

Имеют аналогичную защиту и ВЛ 10кВ на лесных трассах и частично - в населенной местности.

Как и в основной сети, кратковременный ток молнии в точке прямого удара в провод ВЛ 0,4-10кВ не вызывает больших повреждений провода. Значительные ожоги и термические разрушения проводов в РС происходит при протекании токов КЗ, которые сопровождают грозовые перекрытия по изоляторам или по воздуху между проводами. Эти разрушения усугубляются большими выдержками времени защиты в РС (до нескольких секунд при зависимых характеристиках МТЗ, автоматов или предохранителей).

Для ВЛ на деревянных и с ж/б приставками опорах прямые удары молнии в опоры очень опасны. При ударе в опору большой ток молнии, мгновенно проходя по внутренним (более влажным) и неоднородным волокнам разрушает древесину опоры и деревья.

При этом опора может и возгореться. При наличии стального спуска по всей длине опоры опасность механического разрушения опоры молнией снижается, но опасность возгорания сохраняется, в т.ч. через перегретый ток молнии из-за большого удельного сопротивления стальной спуск.

Деревянные опоры и в негрозовых условиях довольно часто возгораются от спуска, накаливаемого длительно неотключаемым током однофазного замыкания.

РП, ТП и кабели в РС «защищаются» от набегающих волн перенапряжений, которые образуются на ВЛ 0,4-10кВ при прямых ударах молнии или от наведенного (индуктированного) напряжения на ВЛ вентильными разрядниками или ограничителями перенапряжения (ОПН).

5.4. Замыкание на землю фазы сети 6-10кВ с изолированной нейтралью.

Замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью одной фазы не вызывает короткого замыкания.

Большинство замыканий на землю неметаллические, а через переходное сопротивление. Часть замыканий сопровождается обрывом фаз. На большинстве подстанций применяется компенсация емкостного тока I_3 индуктивными катушками в нейтрали трансформаторов.

Замыкания фазы на землю - одно из наиболее частых повреждений в сетях 6-10 кВ. Имея в виду достаточно высокую техногенную опасность сети с "землёй", а также разрушительное действие такого режима на изоляцию, термическое действие тока I_3 на элементы сетей, необходима ускоренная ликвидация подобных повреждений.

Характерные повреждения в распредсетях.

№ п/п	Вид повреждения	Признаки на питающей ПС	Признаки в ТП	Работа потребителей на напряжении 380/220В	Меры по выявлению и устранению повреждения
1	2	3	4	5	6
1.	Пробой или разрушение изолятора на фазе ВЛ 10кВ	Полная «земля» на ПС. Фазное напряжение на поврежденной фазе 0-5кВ, на неповрежденных фазах повышается до 10кВ.		Нормальное электроснабжение по всей длине линий 10кВ	Связь с потребителями. Срочное отыскание «земли» с использованием прибора
2.	Обрыв и падение одного провода ВЛ 10кВ на землю со стороны потребителя	Перекус фаз на ПС («земля» не-полная). Фазное напряжение на поврежденной фазе 7-9 кВ, на неповрежденных фазах понижается до 4÷5.5кВ. При обрыве верхней фазы линия иногда отключается (при ветре - многократно).	Сильное гудение за трансформатором за местом повреждения (неполнофазный режим). До места повреждения трансформаторы работают нормально.	За местом повреждения электродвигатели не запускаются, вероятность их повреждения высокая. Перекус фаз в осветительной сети. До места повреждения н/в сеть работает нормально.	Приборы поиска «земли», как правило, не работают. Связь с потребителями для уточнения уровня напряжения..
3.	Обрыв и падение одного провода ВЛ 10кВ на землю со стороны питания.	Полная «земля» на ПС. Фазное напряжение на поврежденной фазе 0÷5кВ, на неповрежденных фазах повышается до 10кВ. При обрыве верхней фазы линия отключается многократно, особенно при ветре.	То же, что в п. 2.	То же, что в п. 2.	Связь с потребителями. Срочное отыскание «земли» с использованием прибора

1	2	3	4	5	6
4.	Обрыв, отгорание перемычки, шлейфа, недо-включение фазы разъединителя, выключателя	Возможно снижение нагрузки поврежденной фазы Перекос фаз на ПС («земля» неполная). Фазное напряжение на поврежденной фазе повышенное, на неповрежденных фазах пониженное, (по приборам на ПС плохо определяется).	Сильное гудение всех трансформаторов за местом повреждения (неполнофазный режим). До повреждения трансформаторы работают нормально. Опасность перегрева сердечников трансформаторов не-уравновешенными магнитными потоками.	То же, что в п. 2.	Очень важна связь с потребителями. Осмотр ВЛ, в первую очередь сложные опоры, разъединители. Приборы поиска «земли», как правило, не работают
5.	Срабатывание одного из предохранителей 10 кВ в ТП.	Не наблюдается.	Сильное гудение трансформатора (неполнофазный режим). То же, что в п. 4.	Электродвигатели не запускаются, останавливаются. Вероятность их повреждения при нагрузке на валу высокая. Перекос фаз в осветительной сети.	Связь с потребителями. Отключение трансформатора в ТП.
6.	Обрыв провода ВЛ 10кВ и падение обоих концов на землю.	Полная «земля» на ПС. Фазное напряжение на поврежденной фазе 0÷5кВ, на неповрежденных фазах повышается до 10кВ. При обрыве верхней фазы линия отключается многократно, особенно, при ветре.	Повышенное и неравномерное гудение трансформаторов за местом повреждения. До места повреждения трансформаторы работают нормально.	За местом повреждения электродвигатели работают неустойчиво. В осветительной сети «перекос» фаз, напряжение колеблется по величине.	Связь с потребителями. Поиск повреждения с использованием прибора.

1	2	3	4	5	6
7.	Пробой, полное перекрытие или разрушение двух опорных или иных изоляторов на разных фазах (в одной или разных точках сети 10 кВ).	Частые кратковременные появления «земли» на разных фазах. Затем линия отключается с неуспешным АПВ и РПВ.	Не наблюдается	Погашение потребителем при отключении ВЛ 10кВ.	Анализ информации по ТМ и учету. Допускается при поиске с прибором отсоединение одной из фаз линии на головном участке (в соответствии с ПТБ).
8.	Перекрытие по поверхности загрязненных изоляторов на разных фазах в одной или разных ТП (РП) или трещины в изоляторах всех видов на ВЛ или в ТП (РП).	Кратковременное появление «земли» на ПС. Линия многократно (в течение года) отключается с успешным АПВ и РПВ. Особенно часто, в сырую погоду, во время «точки росы», при грозовой деятельности, а также при «земле» на других линиях от этой ПС.	Возможное повреждение изоляторов, в т.ч. на выключателях 10кВ.	То же, что в п. 7.	Анализ информации по ТМ и учету повреждений. Непланный осмотр ТП с отключением. Разделение линии на участки с запиткой от разных секций шин для отыскания «земли» прибором.
9.	Схлестывание проводов ВЛ 10кВ из-за разрегулировки или сближения проводов с сучьями деревьев.	Линия многократно (в течение года) отключается с успешными АПВ и РПВ, в основном при сильном ветре, в дождь, при гололеде и снегопаде, В сырую погоду часто появляется небольшой «перекос» фаз (при касании деревьями проводов).	Не наблюдается	То же, что в п. 8.	То же, что в п. 8.

1	2	3	4	5	6
10.	Пробой или разрушение изоляторов на ВЛ или в ТП (РП) на разных фазах двух ВЛ от ПС (фазы с трансформаторами тока).	Кратковременные появления «земли», затем отключение двух или одной линий от одной ПС. Успешное включение одной ВЛ с «землей» и отключение обеих при включении второй ВЛ.	То же, что в п. 8.	То же, что в п. 7.	Анализ информации по ТМ. Поочередный поиск «земли» на ВЛ с прибором.
11.	Возгорание КТП при отказе защиты при повреждении в сети 0,4 кВ или в щите 0,4 кВ КТП.	На первой стадии возгорания защита на ПС не чувствует КЗ из-за больших переходных сопротивлений в в/в отсеке по воздуху. Линия отключается только при металлическом КЗ в в/в отсеке (повреждении дугой изоляторов 10кВ). Отключению может предшествовать «земля» (кратковременно).	От тока КЗ в сети 0,4 кВ нагреваются соединения в н/в щите, расплавляется изоляция коммутационных аппаратов, КЗ переходит в в/в отсек, алюминий при горении распыляется, пожар в в/в отсеке, появление тока КЗ в сети 10 кВ (через разрушенные в КТП в/в изоляторы).	Напряжение у потребителей колеблется и исчезает.	Сбор информации, в т.ч. от потребителей. Срочное отключение ВЛ и КТП.

1	2	3	4	5	6
12.	Резкое ухудшение контактных соединений (увеличение переходных сопротивлений) в цепях фазы или нуля ВЛ, КЛ 0,4-0,23кВ, а также в соединениях трансформатора и ТП в целом.		При осмотре выявляются перегретые соединения или отгорания.	Напряжение у потребителей на 220В сильно пониженное. Электродвигатели бытовой техники не запускаются. При их включении в сеть напряжение у потребителя резко снижается (до 140-150В). Телевизоры и аналогичная бытовая техника (без электродвигателей и неэнергоемкая) работает относительно устойчиво при пониженном напряжении (до 170В). Во всей сети 0,4 кВ асимметрия напряжений по фазам при объективно неравномерной нагрузке фаз.	Измерения нагрузки и напряжения у потребителей и в ТП в различных режимах нагрузки и на разных фазах. Вывод сети в ремонт и поиск дефектных соединений в срочном порядке. Наиболее вероятное место потери контакта – скрутки, наконечники, зажимы, соединители в кабельных муфтах (в т.ч. при «заплывающих» пробоях).
13.	Обрыв нуля в сети 0,4/0,23кВ (жила кабеля, провода ВЛ). Частичное (вероятное) наличие цепи нуля за счет ПЗ на ВЛ или соприкосновения поврежденной нулевой жилы кабеля с грунтом.		То же, что в п. 12.	В сети 0,4кВ большая асимметрия напряжений при асимметричной нагрузке фаз. Напряжение колеблется в большом интервале. У потребителей на 220В, подключенных к незагруженным фазам. Из-за высокого напряжения повреждается бытовая техника.	То же, что в п. 12.

5.5. Расчет токов короткого замыкания и выбор защит.

В соответствии с ПУЭ - 2008 в электроустановках 1 кВ с глухозаземленной нейтралью следует определить токи короткого замыкания, при замыканиях на корпус или нулевой защитный провод.

Кроме того определяются значения токов двух- и трехфазного короткого замыкания.

Действующее значение периодической составляющей максимального тока трехфазного металлического короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{к.3}^{(3)} = \frac{U_A}{\sqrt{3} \cdot (Z_T + Z_\Phi + Z_C)} = \frac{U_A}{\sqrt{3} \cdot (Z_T + \Delta Z_\Phi \cdot \ell + Z_C)}; \quad (1)$$

где U_A - расчетное междуфазное напряжение сети, В:

- 0,4 кВ для выбора оборудования (автоматов);

- 0,38 кВ для проверки чувствительности защит.

Z_T - полное сопротивление прямой последовательности трансформатора 10/0,4кВ, приведенное к напряжению 0,4 кВ, Ом;

Z_C - сопротивление системы, приведенное к напряжению 0,4 кВ, Ом;

Z_Φ - полное сопротивление фазного провода линии 0,38 кВ от шин подстанции до места повреждения, Ом;

ΔZ_Φ - Удельное сопротивление провода, Ом/км;

ℓ - длина линии, км.

Для воздушных линий 0,38 кВ расстояния между фазным и нулевым проводом разные. Поэтому и индукционные сопротивления разных фаз различны. В приложении даны величины полных сопротивлений для худшего случая – при наибольшем расстоянии между фазным и нулевым проводами. Конкретное расстояние определяется по чертежам опор. Активные сопротивления проводов в приложениях приняты при максимальной допускаемой по ПУЭ температуре 80°C для кабелей с бумажной изоляцией; 70°C - для неизолированных проводов воздушных линий; 65°C - для кабелей и проводов с резиновой и пластмассовой изоляцией.

Полное сопротивление системы представляет собой результирующее сопротивление сети 10 кВ (и более высоких напряжений) иногда принимают равным нулю. Возможность этого допущения обусловлена тем, что при приведении к напряжению 0,4 кВ сопротивление элементов сети 10 кВ уменьшаются в $(10/0,4)^2$ - 625 раз.

Сопротивление системы следует учитывать, если его значение составляет 10% и более от сопротивления трансформатора 10/0,4 кВ.

Ток двухфазного к.з. определяется по формуле:

$$I_{\text{к.з.}}^{(2)} = 0,866 \cdot I_{\text{к.з.}}^{(3)} ; \text{А или } I_{\text{к.з.}}^{(2)} = \frac{U_{\text{Л}}}{2Z_{\text{T}} + Z_{\Phi} + Z_{\text{С}}} ; \text{А} \quad (2)$$

Ток однофазного короткого замыкания между фазным и нулевым проводом линии определяется по формуле:

$$I_{\text{к.з.}}^{(1)} = \frac{U_{\Phi}}{\frac{Z_{\text{ТО}}}{3} + Z_{\Pi} + Z_{\text{С}}} ; \text{А} \quad (3)$$

Для воздушных линий формулу можно представить в виде:

$$I_{\text{к.з.}}^{(1)} = \frac{U_{\Phi}}{\frac{Z_{\text{ТО}}}{3} + [\ell(\lambda_{\Phi} + \lambda_0)]^2 + [\ell(X_{\text{С}} + X_0)]^2 + Z_{\text{С}}} ; \text{А} \quad (4)$$

где U_{Φ} - фазное напряжение, В;

$Z_{\text{ТО}}$ - полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус, Ом;

Z_{Π} - полное сопротивление петли фаза-нуль, Ом;

$Z_{\text{С}}$ - полное сопротивление системы, приведенное к напряжению 0,4 кВ, Ом;

ℓ - длина участка линии от ПС до точки к.з., км;

λ_{Φ} - удельное активное сопротивление фазного провода, Ом/км;

λ_0 - удельное активное сопротивление нулевого провода, Ом/км;

$X_{\text{С}}$ - внешнее индукционное сопротивление петли фаза-нуль, Ом/км;

X_0 - внутреннее индукционное сопротивление петли фаза-нуль, Ом/км (учитывается только для стальных проводов).

Для практических расчетов токов к.з. при определении минимальных их значений (проверка чувствительности защит) можно полные сопротивления каждого элемента сети арифметически складывать. В этом случае получится несколько заниженное значение токов к.з.

Тогда расчетная формула примет вид:

$$I_{\text{к.з.}}^{(1)} = \frac{U_{\Phi}}{\frac{Z_{\text{ТО}}}{3} + \Delta Z_{\text{П}} \cdot \ell + Z_{\text{С}}} ; \text{А} \quad (5)$$

или

$$I_{\text{к.з.}}^{(1)} = \frac{U_{\Phi}}{\frac{Z_{\text{ТО}}}{3} + \Delta Z_{\Phi} \cdot \ell + \Delta Z_{\text{С}} \cdot \ell + Z_{\text{С}}} ; \text{А} \quad (6)$$

где $\Delta Z_{\text{П}}$ - удельное полное сопротивление цепи фаз-нуль, Ом/км;

ΔZ_{Φ} - удельное полное сопротивление фазного провода, Ом/км;

$\Delta Z_{\text{С}}$ - удельное полное сопротивление нулевого провода, Ом/км;

ℓ - длина участка линии от ПС до точки к.з., км.

С целью повышения уровня токов к.з. (уменьшения сопротивления трансформатора $Z_{\text{ТО}}$) в сети 0,38 кВ следует, по возможности, предусматривать трансформаторы 10/0,4 кВ при мощности 250 кВа и ниже со схемой соединения звезда-зигзаг, а при мощности 400 кВа и выше треугольник – звезда (зигзаг) вместо звезда-звезда.

5.6 Расчет уставок аппаратов защиты.

В комплектных трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ и распределительных панелях 0,38 кВ серии ЦО-70 устанавливаемых в ЗТП в качестве защиты линий используются:

1. Автоматические выключатели серии АЗ700 с тепловыми и электромагнитными расцепителями.
2. Автоматические выключатели серии АЗ700 с тепловыми и электромагнитными расцепителями с внешним токовым реле РЭ57ІТ, включенным в нулевой провод, с действием на независимый расцепитель.
3. Автоматические выключатели серии АЕ20 с тепловыми и электромагнитными расцепителями.
4. Автоматические выключатели серии АЕ20 с тепловыми и электромагнитными расцепителями и внешним токовым реле РЭ57ІТ, включенным в нулевой провод, с действием на независимый расцепитель.
5. Автоматические выключатели серии АЕ20и АЗ700 с тепловыми и электромагнитными расцепителями, оборудован-

ные защитной приставкой типа ЗТИ-0,4, имеющей токовую защиту от междофазных и однофазных коротких замыканий на землю с действием на независимый расцепитель.

6. Автоматические выключатели серии ВА50 с тепловыми, электромагнитными или полупроводниковыми расцепителями.
7. Автоматические выключатели серии АП-50 с тепловыми и электромагнитными расцепителями максимального тока в нулевом проводе.
8. Плавкие предохранители типа ПР-2 или ПН-2.

В соответствии с требованиями действующих ПУЭ, надежное отключение поврежденного участка сети обеспечивается, если отношение наименьшего тока к.з.:

- к номинальному току плавкой вставки предохранителя будет не менее - 3;
- к номинальному току (уставке) нерегулируемого расцепителя автоматического выключателя, имеющего обратно-зависимую от тока характеристику (тепловой расцепитель) - не менее 3;
- к уставке тока мгновенного срабатывания автоматических выключателей, имеющих только электромагнитный расцепитель (отсечку) - не менее величины, равной произведению коэффициента запаса 1,1 умноженного на коэффициент, учитывающий разброс (по отношению к заводским данным).

При отсутствии заводских данных для автоматических выключателей с номинальным током до 100 А относительно уставки - не менее 1,4; для автоматических выключателей с номинальным током более 100 А - не менее 1,25.

Характеристики тепловых и электромагнитных расцепителей автоматических выключателей АЗ700, АЕ20, ВА50, АП50, АВМ, реле РЭ571Т, а также характеристики предохранителей приведены в приложениях (12-18).

При выборе параметров защитных аппаратов следует проверять их по предельной отключающей способности. Это в основном касается выбора защитных аппаратов в распределительных панелях ИСО-70. В КТП тип защитных аппаратов отходящих линий 0,38 кВ выбран, исходя из номинальной мощности силовых трансформаторов, поэтому выполнять указанную проверку не требуется.

5.7 Автоматические выключатели

Автоматические выключатели имеют электромагнитный и тепловой расцепители (автоматы серии АЗ700 и ВА могут дополнительно иметь и полупроводниковые расцепители).

Номинальный ток теплового расцепителя определяется по формуле:

$$I_{Т.Р.} = 1,1[I_{л.маx} + K \cdot I_{п.д}], \text{ А} \quad (7)$$

где: $I_{л.маx}$ - максимальный ток нагрузки линии без учета номинального тока наиболее мощного электродвигателя, А

$I_{п.д}$ - пусковой ток наиболее мощного электродвигателя, подключенного к данной линии, А

K - коэффициенты равны 0,2 или 0,4 при суммарной мощности двигательной нагрузки, равной соответственно менее или более половины общей мощности линии.

Если пусковой ток $I_{п.д}$ меньше $0,1I_{л.маx}$, то второе слагаемое этой формулы можно не учитывать.

В качестве номинального тока теплового расцепителя принимается ближайшее большее значение из данных приведенных в таблицах (12-16) приложения.

Коэффициент чувствительности защиты, выполненной с помощью тепловых расцепителей определяется

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{Т.Р.}} \geq 3 \quad (8)$$

где: $I_{\text{кз.мин}}$ - минимальное значение тока двухфазного к.з. (при наличии специальных защит в нулевом проводе) или однофазного (при отсутствии специальных защит в нулевом проводе) на нулевой провод при коротком замыкании в конце защищаемой линии, А

$I_{Т.Р.}$ - номинальный ток теплового расцепителя, значения которых приведены в таблицах 12-16 приложения.

В автоматических выключателях некоторых типов предусмотрена возможность регулировки уставки по току срабатывания тепловых расцепителей.

Значение коэффициента чувствительности для тепловых расцепителей автоматов должно быть не менее 3 (ПУЭ-2008, §1.7.79).

Если данное условие не выполняется, то на линии необходима установка секционирующего аппарата. В тех случаях, когда на подстанции типа КТП в соответствии с типовыми проектами установлен автоматический выключатель с большим номинальным током теплового расцепителя по отношению к расчетному току $I_{Т.Р.}$ и коэффициент чувствительности получается менее 3, то следует предусматривать замену выключателя, соблюдая при этом условия формул 7,8.

Если установленный в КТП автоматический выключатель имеет номинальный ток теплового расцепителя, то следует пре-

дусматривать замену выключателя на больший с одновременной заменой проводов от автомата до низковольтных изоляторов на выводах из КТП.

Автоматические выключатели наряду с тепловыми расцепителями имеют и электромагнитные расцепители (токовая отсечка). Токовая отсечка считается эффективной, если зона ее действия составляет не менее 10-15 длины линии. Эффективность токовой отсечки можно оценить, определив ее коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч.отс.}} = \frac{I_{\text{к.}}^{(2)}}{I_{\text{з.р.}}} \leq 1,2 \quad (9)$$

где: $I_{\text{з.р.}}$ - ток уставки электромагнитного расцепителя.

При защите линии автоматами АП-50Б и АЗ716Ф токи уставки электромагнитных расцепителей следует проверять по формуле:

$$I_{\text{з.р.}} \geq K_{\text{н.}} (I_{\text{л.мах}} + I_{\text{п.д.}}) \quad (10)$$

где: $I_{\text{п.д.}}$ - максимально пусковой ток запускаемых одновременно электродвигателей;

$K_{\text{н.}}=1,2$ - коэффициент надежности.

Для выключателей других типов, имеющих большую кратность тока срабатывания электромагнитного расцепителя по отношению к номинальному току, проверка по последней формуле не требуется.

5.8 Токовая защита нулевой последовательности.

При замыкании одного из фазных проводов линии на нулевой провод или корпус ток нулевой последовательности протекает в цепи, образованной этими проводами. Поэтому защита от однофазных коротких замыканий на нулевой провод может быть выполнена с контролем тока нулевой последовательности как в фазных проводах (ЗТИ-0,4), так и в нулевом проводе (выключатели АП-50, токовые реле РЭ-57ИТ). Защита ЗТИ-0,4 кроме того реагирует на короткое замыкание фазного провода на землю.

Комплектные трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ Минского электротехнического завода, оснащены токовыми защитами нулевой последовательности, выполненными с использованием токовых реле РЭ-57ИТ, включенных в нулевые провода отходящих линий. Контакты токового реле действуют на замыкание цепи независимого расцепителя автоматического выключателя линий без выдержки времени.

Ток срабатывания реле РЭ-57ИТ выбирается по условию

отстройки от тока рабочего небаланса ($I_{н.б.}$) в нулевом проводе с коэффициентом запаса (K_3) 1,4. При осветительной или другой нагрузке обусловленной однофазными токоприемниками, величина рабочего небаланса может достигать $0,5I_{л.макс.}$

Тогда ток срабатывания реле РЭ определяется выражением:

$$I_{р.э.} = K_3 \cdot 0,5 I_{л.макс} = 0,7 I_{л.макс} \quad (11)$$

Принимается ближайшее значение номинального тока реле.

При этом следует учитывать возможность регулировки тока срабатывания реле РЭ571Т.

Коэффициент чувствительности токовой защиты нулевой последовательности определяется:

$$K_{\text{ч.}} = \frac{I_{\text{к.з.мин}}^{(1)} - I_{н.б.макс.}}{I_{р.э.н.}} \geq 1,5 \quad (12)$$

где: $I_{р.э.н.}$ - ближайшее значение номинального тока реле;

$I_{\text{к.з.мин}}^{(1)}$ - минимальный ток однофазного короткого замыкания на нулевой провод в конце линии;

$I_{н.б.макс.}$ - максимальный ток небаланса (несимметрии).

Величина $K_{\text{ч.}}$ - должна быть не менее 1,5 при повреждении в самой удаленной точке линии.

В выключателях серии АП-50-2МЭТО предусмотрен максимальный расцепитель для включения в нулевой провод с током срабатывания равным $1,4I_{н.р.}$

Таким образом $I_y \geq 0,7I_{н.б.макс.}$

Коэффициент чувствительности такой защиты определяется:

$$K_{\text{ч.}} = \frac{I_{\text{к.з.мин}}^{(1)} - I_{н.б.макс.}}{I_y} \geq 1,5 \quad (13)$$

где: I_y - ток уставки нулевого расцепителя.

Для оценочных расчетов в обоих случаях можно пользоваться выражением:

$$K_{\text{ч.}} \geq \frac{I_{\text{к.з.мин}}^{(1)}}{1,6} \quad (14)$$

При однофазных коротких замыканиях токовые защиты нулевой последовательности являются основными, т.к. они имеют большую чувствительность по сравнению с защитами, выполненными на тепловых и электромагнитных расцепителях в фазных проводах линии.

5.9 Защитная приставка ЗТИ-0,4.

Приставка ЗТИ-0,4 содержит максимальную токовую защиту и токовую защиту нулевой последовательности от замыканий фазных проводов на нулевой провод и на землю. Она реагирует на разность приращений тока в фазном и нулевом проводе. Защита действует на независимый расцепитель автоматического выключателя АЕ20 и А3700. Устройства защиты имеют обратно зависимые от тока характеристики времени срабатывания.

Таблица 1 - Основные параметры устройства:

Номинальные токи защищаемой линии, А	Уставка по току, А		Ток срабатывания защиты при замыканиях на землю, А
	При междуфазных замыканиях	При 1-фазных замыканиях на нулевой провод	
63	100	40	3-7
100	160	80	
160	250	120	

Время срабатывания защиты от замыканий на землю - 0,1-0,2 секунды.

Время срабатывания защиты от междуфазных и однофазных на нулевой провод замыканий определяется по выражению:

$$t = \frac{4.2}{\frac{I_k}{I_y} - 1} = 405, \text{с} \quad (15)$$

при значениях отношения $\frac{I_k}{I_y}$ от 2 до 8 (эффективный уровень).

Уставка максимально-токовой защиты от междуфазных к.з.

$$I_{с.з.11} = 1,1(I_{л.мах} + K \cdot I_{п.д}) \text{ А.} \quad (16)$$

где: $I_{л.мах}$ - максимальный ток нагрузки линии без учета номинального тока наиболее мощного двигателя, А;

$I_{п.д}$ - пусковой ток наиболее мощного электродвигателя подключаемого к данной линии, А;

K - коэффициент = 0,2 или 0,4 принимается соответственно при суммарной мощности двигательной нагрузки равной соответственно менее или более половины общей мощности линии.

Проверка чувствительности защиты от междуфазных к.з.:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.11}}} \geq 1,5 \quad (17)$$

Ток срабатывания защиты от однофазных коротких замыканий на нулевой провод определяется из условия отстройки от наибольшего значения тока небаланса, равного половине максимального тока линии с преобладающей коммунально-бытовой (однофазной) нагрузкой.

$$I_{\text{с.з.о}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{н.б.мах}} \quad (18)$$

где: $K_{\text{н}} = 1,2$ - коэффициент надежности;

$I_{\text{н.б.мах}}$ - максимальный ток небаланса, применяемый при ком.бытовой нагрузке $0,5 I_{\text{л.мах}}$

$$I_{\text{с.з.о}} = 0,5 \cdot I_{\text{л.мах}} \quad (19)$$

Ток уставки ($I_{\text{у}}$) принимается по таблице как ближайший больший к току срабатывания ($I_{\text{с.з.о}}$)

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.мин}}^{(1)} - I_{\text{н.б.мах}}}{I_{\text{у}}} \geq 1,5 \quad (20)$$

где: $I_{\text{к.з.мин}}^{(1)}$ - минимальный ток однофазного короткого замыкания на нулевой провод (в конце линии).

5.10 Плавкие предохранители.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя типа ПР-2 или ПН-2 определяется по выражению:

$$I_{\text{н.в}} = 1,1(I_{\text{л.мах}} + (0,2-0,4) I_{\text{п.д}}), \text{ А} \quad (21)$$

и принимается как ближайшее большее значение.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{п.в.}}} \geq 3 \quad (22)$$

где: $I_{\text{к.мин}}$ - минимальное расчетное значение тока одно- или двухфазного (при наличии специальной защиты в нулевом проводе) короткого замыкания в (конце линии).

Величина коэффициента чувствительности должна быть не менее 3.

Глава 6. Стрелы провеса проводов и габариты распределительных электрических сетей напряжением 0,4-10 кВ

6.1. Измерение стрел провеса и линейных габаритов

Стрелы провеса проводов ВЛ определяются расчетными условиями по давлению ветровых нагрузок и веса гололеда на проводах с учетом веса самого провода в пролете.

В процессе эксплуатации ВЛ стрелы провеса и габариты периодически проверяются по их величине и соответствию нормативным.

Измерения стрел и габаритов проводятся:

- при вводе объектов в эксплуатацию;
- при капитальном ремонте;
- при техническом обслуживании (выборочно);
- после аварийных повреждений опор и проводов ВЛ;
- при изменении уровня (отметок) дорог, улиц, тротуаров, дамб и т.д.

Стрелы и габариты измеряются и проверяются на температурные изменения на всех пересечениях ВЛ с другими ВЛ и сооружениями, в местах пересечения и сближения ВЛ с дорогами, улицами, тротуарами, водоемами, в местах сближения к зданиям, а также не менее, чем в двух точках каждого анкерного пролета, на болотных участках ВЛ и в других местах по решению технического руководителя. Заниженные стрелы провеса проводов марки АС в условиях крайне низких температур (-25° и ниже) неизбежно приводят к обрыву проводов. Провода марки А в таких условиях «вытягиваются», снижая свое сечение, а при предельно малой стреле провеса обрываются. Увеличенные стрелы провеса снижают надежность линий при гололеде и ветре.

Наибольшая стрела провеса провода по вертикали будет всегда в середине пролета независимо от разности высоты подвеса на опорах.

6.2. Расчет стрелы провеса провода ВЛ

В общем случае стрела провеса провода ВЛ определяется по известному выражению (уравнению параболы провода):

$$C = \frac{\gamma_X \cdot \Pi^2}{8 \cdot \sigma_0}, \text{ М.}$$

где: γ_X – удельная вертикальная механическая нагрузка на провод, состоящая из веса провода и других нагрузок по условиям расчета (справочные и расчетные данные по видам проводов), кГ/м·мм²;

σ_0 – механическое напряжение на растяжение в низшей точке провода при тех же условиях (справочные и расчетные данные), кГ/м·мм²;

Напряжение в верхней точке незначительно отличается от напряжения в низшей точке провода.

Π – длина пролета ВЛ, м.

Длина провода в пролете отличается от длины пролета менее, чем на 0, 1 % (на несколько см - для проводов и пролетов, применяемых в РС).

6.3. Регулировка стрел провеса проводов на ВЛ 0,4-10кВ

При проведении капитального ремонта и технического обслуживания ВЛ 0,4-10кВ стрелы провеса проводов должны регулироваться в соответствии с таблицами, разработанными проектным институтом Белэнергосеть-проект:

1. На ВЛ 0,4кВ на деревянных опорах согласно проекта 3.407-85 «Унифицированные деревянные опоры воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 – 10кВ и 20кВ, Сельэнергопроект, 1985г.

2. На ВЛ 10кВ на железобетонных опорах согласно проекта 15250тм Т2 «Опоры на базе железобетонных стоек СВ 110-1а длиной 11м», Белэнергосеть-проект, 2002г.

3. На ВЛ 0,4кВ на железобетонных опорах согласно проекта 15250тм Т3 «Железобетонные опоры 0,38кВ на базе железобетонных стоек СВ 95-2 длиной 9,5м», Белэнергосеть-проект, 2002г.

6.4. Проверка габаритов ВЛ на температурные изменения стрел провеса проводов

Обеспечение допустимых расстояний по вертикали от токоведущих проводов ВЛ до земли или до пересекаемых сооружений является важнейшей задачей персонала электросетей. Это связано, в первую очередь, с высокой техногенной опасностью ВЛ.

Известно, что металлы проводов ВЛ (алюминий и сталь) в достаточно высокой степени подвержены линейным изменениям в зависимости от температуры воздуха и нагрева

проводов током. Температурные изменения стрел провеса проводов из этих металлов в РС довольно значительные и достигают при крайних температурах и больших пролетах до одного метра.

Соответственно увеличиваются или уменьшаются габариты. По этой причине измеренный при данной температуре габарит подлежит проверке на его изменение из-за стрелы провеса при крайних температурах воздуха в климатической зоне расположения ВЛ. Для климатической зоны РБ можно принимать крайние температуры воздуха (-30°) и ($+30^{\circ}\text{C}$). Следует иметь в виду, что стрела провеса зависит также от токовой нагрузки ВЛ. На перегруженных линиях стрела провеса увеличена (габариты снижены). Для учета этого фактора необходимы дополнительные измерения стрелы и габаритов в различных режимах ВЛ по нагрузке. Расчеты изменения стрелы провеса от нагрузки на практике крайне затруднены. В связи с высокой теплоотдачей неизолированных проводов современных РС фактор увеличения стрелы провеса от токовой нагрузки в большинстве случаев не является определяющим.

Порядок проверки габаритов по фактору температуры воздуха приведен в примерах 1 и 2.

Пример 1.

Исходные данные:

Пересечение ВЛ 10кВ с ВЛ 0,4кВ в пролете (ВЛ-10кВ сверху), допустимый габарит - 3 м, пролет ВЛ 10кВ - 80м, провод АС-50, температура воздуха в момент измерения - (-20°C), измеренный габарит - 2,3м, стрелу провеса при (-20°C) находим по таблице - 1,52м.

Обе линии не несут большой токовой нагрузки.

Проверка габарита.

Определяем стрелу провеса при ($+30^{\circ}\text{C}$) - среднеарифметическую величину по таблице.

$$(C_{+30}) = \frac{2,01 + 2,22}{2} = 2,12 \text{ м}$$

Изменение (увеличение) стрелы провеса при ($+30^{\circ}\text{C}$) по сравнению со стрелой при (-20°C) равно: $2,12 - 1,52 = 0,6\text{м}$.

Габарит от проводов ВЛ-10кВ до проводов ВЛ 0,4кВ при ($+30^{\circ}\text{C}$) станет: $2,3 - 0,6 = 1,7 \text{ м}$.

Это расстояние не соответствует норме (2м). Требуется технические меры по увеличению габарита. В расчете преднамеренно не учтено увеличение стрелы провеса проводов ВЛ 0,4кВ при плюсовых температурах, а также расположение точки пересечения двух ВЛ, от которой зависит

абсолютная величина температурного изменения стрелы провеса ВЛ 10кВ. Ближе к опоре ВЛ 10кВ изменение стрелы меньше.

Наряду с другими факторами и приближённым характером расчетов указанные допущения обеспечивают гарантированное (с запасом) соблюдение допустимых расстояний между проводами.

Пример 2.

Исходные данные:

Пересечение ВЛ 10кВ с ВЛ 35кВ (ВЛ 35кВ - сверху), пересечение организовано вблизи опоры ВЛ 35кВ, допустимый габарит – 3 м, измеренный при температуре (+30°C) габарит - 3,3м, пролет ВЛ 10кВ - 80м; провод АС-50, стрела провеса (C_{+30}) = 2,12 м, обе линии не несут большой токовой нагрузки.

Проверка габарита.

Определяем стрелу провеса ВЛ 10кВ при (-30°C) - среднеарифметическую величину по таблице 4.1.

$$(C_{-30}) = \frac{1,52 + 1,23}{2} = 1,38 \text{ м}$$

Изменение стрелы при (-30°C) по сравнению со стрелой при (+30°C) равно: $2,12 - 1,38 = 0,74\text{м}$.

Расстояние между проводами ВЛ 10кВ и ВЛ 35кВ станет при температуре (-30°C): $3,3 - 0,74 = 2,56 \text{ м}$.

Это расстояние меньше допустимого (3 м).

Требуется технические меры по увеличению габарита между проводами пересекающихся ВЛ. Так как измерение габарита выполнено при максимальной плюсовой температуре, изменение стрелы провода ВЛ 35кВ в расчете не учитывается.

При измерении расстояния между проводами пересекающихся ВЛ в условиях крайних минусовых температур и последующей проверке габаритов при крайних плюсовых температурах необходимо увеличение стрелы провеса провода ВЛ 35кВ. При этом используются характеристики и таблицы стрел провеса проводов конкретной ВЛ 35кВ.

В обоих примерах термическое действие токов нагрузки на стрелу провеса незначительное и в расчетах не учитывается. Проверка габаритов на температурные изменения стрел выполняется при всех измерениях габаритов ВЛ.

При любых измерениях, расчетах и проверках габаритов необходимо следовать логике «наихудшего варианта» по сближению проводов ВЛ с землей или с другими сооружения-

ми. Наихудший вариант наступает, как правило, при совпадении по знаку нескольких факторов. Например, при высокой температуре воздуха, большой нагрузке ВЛ, ошибках в определении характеристик ВЛ и стрел провеса.

После принятия технических мер по увеличению габаритов проводятся послеремонтные измерения стрел и габаритов и повторная проверка на температурные изменения.

Габариты в распредсетях (ПУЭ-2008).

ВЛ 0,4кВ		
1	Провод летом - земля, проезжая улица	6м
2	Ответвление к вводу в дом летом - земля, непроезжие дорожки, тротуары	3,5м
3	Провод при наибольшем отклонении - окно, терраса, балкон	1,5м
4	То же - глухая стена здания	1,0м
5	То же - ветви деревьев	1,0м
6	Провод - провод ВЛ 0,4кВ по вертикали при пересечении (при 15°C)	1,0м
7	Провод - опора пересекаемой ВЛ 0,4кВ	2,0м
8	Провод летом - провод ВЛС или КЛС при пересечении	1,25м
9	Провод - провод ВЛС или КЛС на опоре при совместном подвесе	1,5м
10	Опора - провод пересекаемой ВЛС, КЛС	2,0м
11	Заземлитель или ж/б опора - подземная КЛС: а) в населенной местности, б) в ненаселенной местности	3,0м; 10,0м
12	Незаземленная деревянная опора - подземная КЛС: а) в населенной местности, б) в ненаселенной местности	2,0м; 5,0м
13	КЛ 0,4кВ - опора ВЛ или заземлитель опоры(в ответвленных условиях)	1,0м
14	Кабельная опора ВЛ 0,4кВ - проекция провода ВЛС на землю -	высота оп.ВЛС
15	Провод ВЛ 0,4 - провод ВЛС при сближении по горизонтали	2,0м
16	То же в стесненных условиях	1,5м
17	То же при параллельном следовании	высота опоры ВЛ
18	Провод ввода ВЛ 0,4 - провод ввода ВЛС, кабели и спуски теле и радиоантенн	1,5м
19	Провод летом - головка трамвайного рельса	8,0м
20	Провод летом - улица с троллейбусной линией	10,5м
21	Провод летом - трос контактного провода городского транспорта	1,5м
22	Провод летом - трубопровод (его элементы) при пересечении	1,0м

23	Провод-трубопровод при параллельном следовании а) в стесненных условиях при наибольшем отклонении провода ВЛ	высота оп.ВЛ; 1,0м
24	Опора ВЛ - трубопроводы всех видов	1,0м
25	То же - колодцы, гидранты	2,0м
26	То же - бензиновые колонки	10,0м
27	То же - кабели электрические	1,0м
28	То же - кабели электрические в трубе	0,5м
29	КЛ - газопровод до 0,588 МПа	1,0м
30	КЛ - газопровод от 0,588 до 1,176 МПа	2,0м
31	Провод летом - полотно автодороги I, II категорий. Остальные дороги	7м; 6 м
32	То же - до транспортного средства на дороге по вертикали	2,5м
ВЛ 10кВ		
1	Провод пересекающей ВЛ при наибольшем отклонении - опора пересекаемой ВЛ	6,0м
2	Провод - провод пересекаемый ВЛ-10кВ; 0,4кВ	2 м
3	То же - то же ВЛ 1-10; 35кВ	3 м
4	То же - то же ВЛ 330кВ	5 м
5	Ось ВЛ 10кВ - ось ВЛ 10кВ при параллельном следовании	высота опоры
6	Крайний провод ВЛ 10кВ - крайний провод ВЛ 10кВ в стесненных условиях и на подходах	2,5м
7	Заземлитель, опора - КЛС	10,0м
8	Кабельная вставка - опора ВЛС (незаземленная)	2,0м
9	То же - опора ВЛС с заземлением или ее заземлитель	10,0м
10	Опора - провод ВЛС	7,0м
11	Опора ВЛС - проекция провода ВЛ	15,0м
12	Провод ВЛ летом на ж/б опорах - провод ВЛС	2,0м
13	Провод ВЛ на деревянных опорах летом - провод ВЛС	4,0м
14	Провод ВЛ - провод ВЛС при параллельном следовании	высота опоры ВЛ 10кВ
15	Провод ВЛ при наибольшем отклонении - провод ВЛС при параллельном следовании в стесненных условиях	2,0м
16	Опора ВЛ - ось контактной сети ж.д.	высота опоры ВЛ+2,5 м
17	То же - то же в стесненных условиях	3,0м
18	Провод летом - головка рельса ж.д.	7,5м
19	Провод летом - полотно автодорог всех категорий	7,0м
20	То же - транспортное средство на полотне дороги	2,5м

21	Крайний провод (неотклоненный) - бровка дороги	2,0м
22	Опора - бровка дороги при пересечении	высота опоры
23	Опора - бровка дороги при параллельном следовании	Высота оп.+5м
24	Опора - подошва насыпи дороги I, II кат. в стесненных условиях	5,0м
25	То же - тоже III и ниже категорий	1,5м
26	Провод летом - наибольший уровень воды судоходной реки, канала	6,0м
27	То же - габарит судов при наибольшем уровне воды судоходной реки	2,0м
28	То же - наибольший уровень воды несудоходной реки при +15°C	3 м
29	Провод при гололеде - уровень льда несудоходной реки при (-5°C)	6,0м
30	Провод летом - гребень дамбы	6,0м
31	Провод летом - любая часть пересекаемого трубопровода	3,0м
32	Крайний провод - надземная магистраль газопровода при параллельном следовании	Высота 2-х опор
33	То же - нефтепровод тоже	50,0м
34	То же - то же при параллельном следовании в стесненных условиях любого трубопровода	3,0м
35	Опора ВЛ - трубопровод в стесненных условиях при пересечении	3,0м
36	Опора ВЛ - подземный газо- или нефтепровод более 12 МПа в стесненных условиях и со всеми менее 1,2МПа	5,0м
37	То же - другие трубные коммуникации	2,0м
38	Провод - продувочная свеча магистрального газопровода	300,0м
39	Провод летом - земля в населенной местности	7,0м
40	То же - то же в ненаселенной местности	6,0м
41	Отклоненный провод - ветви деревьев, здания, сооружения	2,0м

Приложения. Справочные данные

Приложения содержат не вошедшие в основной текст расчетные выражения и расчетные данные, справочную информацию, технические характеристики материалов, оборудования и аппаратов, ряд нормативных данных.

1. Технические данные алюминиевых и сталеалюминевых проводов ВЛ 0,4-10кВ.

2. Допустимые (минимальные) сечения и марки проводов ВЛ 0,4-10кВ.

3. Допустимые (минимальные) сечения проводов ВЛ 0,4 кВ по механической прочности.

4. Полное сопротивление петли – фаза нуль (оболочка) кабелей 0,4кВ.

5. Допустимые длительные токи для проводов с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией.

6. Допустимые длительные токи для кабелей с алюминиевыми жилами, с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей масляной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле.

7. Допустимые токи КЗ для кабелей с бумажной изоляцией по условию термической стойкости, КА.

8. Полное удельное сопротивление цепи фазовый провод – нулевой провод воздушной четырёхпроводной линии с голыми алюминиевыми проводами, $Z_{оп}$ Ом/км.

9. Вязка проводов на шейке изолятора ВЛ 10кВ.

10. Провода вязки.

11. Расчетные токи однофазного КЗ на ВЛ 0,4кВ.

12. Автоматические выключатели серии АЗ700.

13. Автоматические выключатели серии АЗ100.

14. Автоматические выключатели серии АЕ-20 с комбинированным расцепителем.

15. Автоматические выключатели серии ВА.

16. Автоматические выключатели серии АП-50.

17. Защиты трансформаторов и линий 0,38кВ в КТП 20÷250/10/0,4-90У1.

18. Номинальные токи последовательно включённых плавких вставок предохранителей ПН2 обеспечивающих особо надёжную селективность.

19. Предохранители 6-10кВ для защиты силовых трансформаторов 6-10/0,4кВ.

20. Поправочные сезонные коэффициенты (K_c) к измеренным величинам сопротивления заземляющих устройств.

21. Удельное сопротивление грунтов. (Усредненные

значения для зоны РБ).

22. Магнитные пускатели для трехфазных электроустановок 0,4/0,23кВ.

1. Технические данные алюминиевых и сталеалюминевых неизолированных проводов ВЛ 0,4÷10кВ

Марка провода	Число и диаметр алюминиевых проволок свива, шт/мм	Число и диаметр ст.проволок сердечника, шт/мм	Диаметр провода, мм	Электрическое сопротивление, Ом/км		Допустимый длительный ток нагрузки, А	Расчетный вес 1 км провода, кг/км	Расчетное сопротивление на разрыв, кгс
				Активное, (r ₀)	Реактивное (усредненное), (X ₀)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
A-16	7x1,7	-	5,1	1,98	0,4	105	44	230
A-25	7x2,13	-	6,4	1,28	0,39	135	68	360
A-35	7x2,5	-	7,5	0,92	0,38	170	95	500
A-50	7x3,0	-	9,0	0,64	0,37	215	136	710
A-70	7x3,55	-	10,7	0,46	0,35	265	191	940
A-95	7x4,1	-	12,3	0,34	0,32	325	257	1260
AC-16	6x1,8	1x1,8	5,4	2,06	0,4	105	62	445
AC-25	6x2,2	1x2,2	6,6	1,38	0,39	135	92	665
AC-35	6x2,8	1x2,8	8,4	0,85	0,38	170	150	1078
AC-50	6x3,2	1x3,2	9,6	0,65	0,37	220	196	1410
AC-70	6x3,8	1x3,8	11,4	0,46	0,35	275	275	1980
AC-95	6x4,5	1x4,5	13,5	0,33	0,32	335	386	3230

ПРИМЕЧАНИЯ: 1. Приблизительно можно определять активное сопротивление проводов А и АС по выраже-

нию: $r_0 = \frac{32}{C}$, Ом/км.

где С - номинальное сечение алюминиевой части провода, мм².

2. Усредненные допустимые нагрузки для проводов малых сечений (16-35мм²) равны 5·С, для больших сечений (60-95мм²), равны 3·С, А/мм².

3. Электрические параметры даны для температуры провода +20°С.

4. Экономическая плотность тока для ВЛ 6-10кВ примерно равна $1,2 \text{ А/мм}^2$.

2. Допустимые (минимальные) сечения и марки проводов ВЛ выше 1кВ (по условиям механической прочности)

Характеристика ВЛ	Сечение проводов, мм^2		
	алюминиевых и из алюминиевого сплава АН	сталеалюминевых и из алюминиевого сплава АЖ	стальных
ВЛ без пересечений в районах с толщиной стенки гололеда, мм			
- до 10	35	25	25
- 15 и более	50	35	25
Переходы ВЛ через судоходные реки и каналы в районах с толщиной стенки гололеда, мм			
- до 10	70	25	25
- 15 и более	70	25	25
Пролеты пересечения ВЛ через судоходные реки и каналы в районах с толщиной стенки гололеда			
- с линиями связи	70	35	25
- с надземными трубопроводами и канатными дорогами	70	35	Не допускается
В пролетах пересечений ВЛ с железными дорогами при толщине стенки гололеда, мм			
- до 10	-	35	То же
- 15 и более	-	50	-//-

ПРИМЕЧАНИЕ: В пролетах пересечений ВЛ с инженерными сооружениями, не указанными в таблице, например с ав-

томобильными дорогами, с троллейбусными и трамвайными линиями, допускается применение проводов таких же сечений, как на ВЛ без пересечений.

3. Допустимые (минимальные) сечения проводов ВЛ 0,4кВ по механической прочности

- алюминиевые – 16 мм²;
- сталеалюминевые и биметаллические – 10 мм²;
- стальные многопроволочные – 25 мм²;
- стальные однопроволочные – 4 мм²(диаметр).

Наименьшее сечение или диаметр проводов ответвлений от ВЛ к вводам

Провода	Наименьшее сечение или диаметр в пролете	
	до 10м	Более 10 до 25м
Медные, самонесущие (АВТ-1; АВТ-2 и другие)	4мм ²	4мм ²
Стальные, биметаллические	3мм ²	4мм ²
Из алюминия и его сплавов	16мм ²	16мм ²

4. Полное сопротивление петли фаза-ноль (оболочка) кабелей 0,4кВ, Z_{он}, Ом/км

Сечение	Алюминиевая оболочка				Свинцовая оболочка	
	АГ, АБ, медь	ААГ, ААБ, алюминий	АШВ, медь	ААШВ, алюминий	АВВГ, алюминий	АСБ, алюминий
3x10	5,02	7,71	4,98	7,67	-	-
3x10+1x6	3,06	4,73	-	-	9,88	9,88
3x16	2,35	3,36	2,31	3,33	-	-
3x16+1x10	2,01	3,08	-	-	5,92	5,92
3x25	1,81	2,46	1,79	2,44	-	-
3x25+1x16	1,38	2,10	-	-	3,70	3,70
3x35	1,39	1,85	1,37	1,83	-	-
3x35+1x16	1,06	1,57	-	-	3,35	3,35
3x50	1,09	1,42	1,07	1,40	-	-
3x50+1x25	0,78	1,16	-	-	2,22	2,22
3x70	0,84	1,07	0,83	1,06	-	-
3x70+1x25	0,61	0,87	-	-	2,01	2,01

Сечение	Алюминиевая оболочка				Свинцовая оболочка	
Материал жил	АГ, АБ, медь	ААГ, ААБ, алюминий	АШВ, медь	ААШВ, алюминий	АВВГ, алюминий	АСБ, алюминий
3x95	0,67	0,84	0,66	0,83	-	-
3x95+1x35	0,48	0,69	-	-	1,45	1,45
3x120	0,57	0,71	0,56	0,70	-	-
3x120+1x35	0,41	0,58	-	-	1,37	1,37
3x150	0,42	0,53	0,44	0,54	-	-
3x150+1x50	0,31	0,45	-	-	1,05	1,05
3x185	0,36	0,45	0,36	0,45	-	-
3x185+1x50	0,27	0,37	-	-	0,95	0,95
3x240	0,31	0,37	0,29	0,36	-	-

Сопротивления петли медных кабелей меньше приведенных примерно в 1,7 раза.

5. Допустимые длительные токи для проводов с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А для проводов, проложенных в одной трубке					
	Открыто					
		Двух одножильных	Трех одножильных	Четырех одножильных	Одного двухжильного	Одного трехжильного
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.
2	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	38
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135

6. Допустимые длительные токи для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропиткой маслоканифольной и нестекающей масляной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А для кабелей			
	Одножильных до 1кВ	Двухжильных до 1кВ	Трехжильных напряжением 10кВ	Четырехжильных до 1кВ
1.	2.	3.	4.	5.
6	-	60	-	-
10	110	80	-	65
16	135	110	75	90
25	180	140	90	115
35	220	175	115	135
50	275	210	140	165
70	340	250	165	200
95	400	290	205	240
120	460	335	240	270
150	520	385	275	305
185	580	-	310	345
240	675	-	355	-

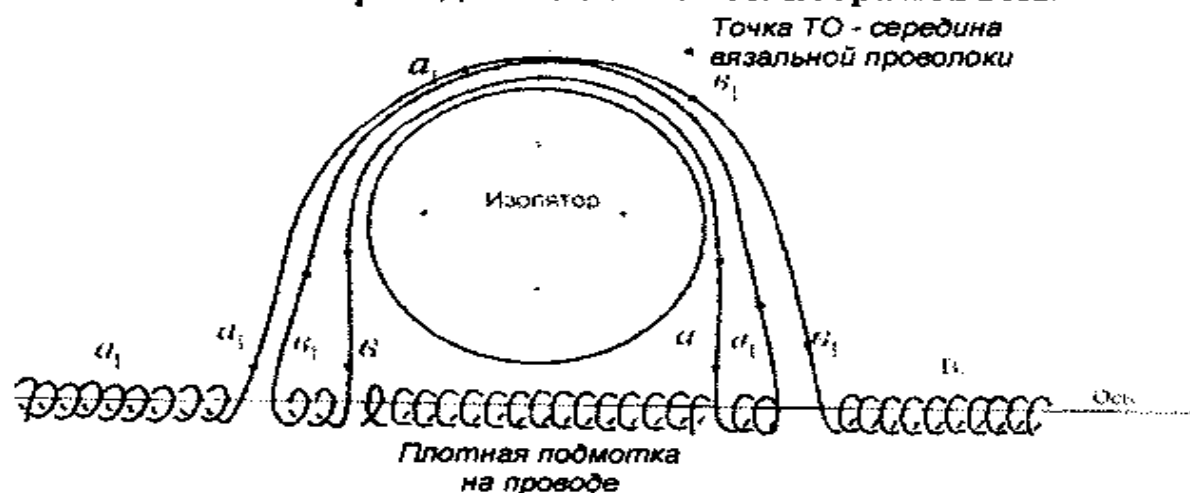
7. Допустимые токи КЗ для кабелей с бумажной изоляцией по условию термической стойкости, КА

Время действия защиты	Сечение, мм ²									
	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
алюминиевые кабели										
0,5	2,20	3,40	4,8	6,9	9,6	13,0	16,5	20	25,4	33,3
1,0	1,50	2,40	3,4	4,8	6,8	9,2	11,8	14,6	18,0	23,5
2,0	1,10	1,70	2,4	3,4	4,8	6,5	8,2	10,3	12,7	16,6
2,5	0,90	1,50	2,1	3,0	4,3	5,8	7,4	9,2	11,4	14,8
3,0	0,9	1,40	1,9	2,8	3,9	5,3	6,7	8,4	10,4	13,6
медные кабели										
0,5	3,28	5,12	7,2	10,4	14,3	19,5	24,6	30,7	38,0	49,4
1,0	2,3	3,6	5,0	7,2	10,1	13,8	17,4	21,8	26,8	34,8
2,0	1,6	2,6	3,6	5,1	7,2	9,7	12,3	16,6	19,0	24,6
2,5	1,5	2,3	3,2	4,6	6,4	8,7	11,0	13,8	17,0	22,0
3,0	1,3	2,1	2,99	4,2	5,9	7,9	10	12,6	15,5	20,1

8. Полное удельное сопротивление цепи фазовый провод-нулевой провод воздушной четырехпроводной линии с голыми алюминиевыми проводами, Z_{0n} Ом/км.

Фазовый провод	Расстояние между нулевым и крайним фазным проводом, м	Нулевой провод						
		A-16	A-25	A-35	A-50	A-70	A-95	A-120
		Сопротивление, Z_{0n} , Ом/км						
A-16	0,4	4,86	-	-	-	-	-	-
	1	4,88	-	-	-	-	-	-
	2	4,88	-	-	-	-	-	-
A-25	0,4	4,01	3,18	2,76	2,43	-	-	-
	1	4,04	3,21	2,79	2,46	-	-	-
	2	4,05	3,23	2,81	2,49	-	-	-
A-35	0,4	3,59	2,76	2,53	2,01	1,78	-	-
	1	3,62	2,79	2,57	2,05	1,82	-	-
	2	3,63	2,81	2,59	2,08	1,86	-	-
A-50	0,4	3,25	2,43	2,01	1,69	1,47	1,35	-
	1	3,28	2,46	2,05	1,73	1,53	1,40	-
	2	3,30	2,49	2,08	1,77	1,58	1,45	-
A-70	0,4	-	2,21	1,78	1,47	1,28	1,15	1,08
	1	-	2,25	1,82	1,53	1,34	1,21	1,14
	2	-	2,28	1,86	1,58	1,39	1,27	1,20
A-95	0,4	-	2,07	1,66	1,35	1,15	1,02	0,95
	1	-	2,11	1,71	1,40	1,21	1,09	1,03
	2	-	2,14	1,75	1,45	1,27	1,15	1,09
A-120	0,4	-	-	1,58	1,27	1,08	0,95	0,85
	1	-	-	1,63	1,33	1,14	1,03	0,93
	2	-	-	1,67	1,38	1,20	1,09	1,00

9. Вязка проводов на шейке изолятора ВЛ 10кВ



Операции:

1. Подмотка провода в месте его контакта с изолятором.
2. Вязка провода начинается от точки ТО, соответствующей середине вязальной проволоки. Правый конец ее следует по линии «а», закрепляется 3-мя витками на проводе далее следует по линии «а1» и закрепляется на левой стороне провода. Левый конец вязальной проволоки следует аналогично по линиям «в» и «в1».

10. Провода вязки

Материалы:

Провода		Алюминиевые						Сталеалюминевые				
Сечение провода		25	35	50	70	95	120	16	25	35	50	70
Диаметр проволоки		2,1	2,5	3,0	3,5	4,1	2,8	1,8	2,2	2,8	3,2	3,8
Вязка	Диаметр, мм	2,5	2,5	3,0	3,5	4,1	4,1	2,5	2,5	2,8	3,2	3,8
	Длина, м	1,4										
	Вес, г	19	19	27	38	52	52	19	19	24	30	44
Подмотка	Максимальный диаметр, мм	2,5	2,5	3,0	3,5	3,0	2,8	2,5	2,5	2,8	3,2	3,8
	Длина, м	0,8										
	Вес, г	11	11	16	22	30	30	11	11	14	17	25

Для вязки и подмотки используется алюминиевая проволока проводов А-35÷А-95 и АС-35 ÷ АС-70.

11. Расчетные токи однофазного КЗ на ВЛ-0,4кВ

Сечение фазного и нулевого проводов	Расстояние от тр-ра до наиболее удаленной точки ВЛ, м(пролетов)	Ток однофазного КЗ, А, при мощности трансформаторов:							
		25,30	40,50	60,63	100	160,180	250,320	400,560	630
А-16	250(6пр.)	100 [33]	117 [39]	132 [44]	148 [48]	159 [53]	166 [55]	170 [57]	173 [58]
	500(12пр.)	64 [21]	71 [23]	76 [25]	82 [27]	85 [28]	87 [29]	88 [29]	89 [30]
	750(18пр.)	47 [15]	51 [17]	54 [18]	56 [18]	58 [19]	59 [19]	59 [19]	60 [20]
	1000(25пр.)	38 [12]	40 [13]	41 [13]	43 [14]	44 [14]	44 [14]	45 [15]	46 [15]

Сечение фазного и нулевого проводов	Расстояние от тр-ра до наиболее удаленной точки ВЛ, м(пролетов)	Ток однофазного КЗ, А, при мощности трансформаторов:							
		25,30	40,50	60,63	100	160,180	250,320	400,560	630
А-25	250(6пр.)	122 [40]	152 [50]	176 [58]	208 [69]	229 [76]	244 [81]	256 [85]	262 [87]
	500(12пр.)	85 [28]	98 [32]	108 [36]	119 [39]	126 [42]	130 [43]	132 [44]	135 [45]
	750(18пр.)	65 [21]	72 [24]	77 [25]	83 [27]	86 [28]	88 [29]	89 [29]	90 [30]
	1000(25пр.)	52 [17]	57 [19]	60 [20]	64 [21]	66 [22]	67 [22]	68 [22]	68 [22]
А-35	250(6пр.)	135 [45]	172 [57]	204 [68]	247 [82]	278 [92]	301 [100]	314 [104]	328 [109]
	500(12пр.)	97 [32]	115 [38]	128 [42]	145 [48]	155 [51]	162 [54]	166 [55]	170 [56]
	750(18пр.)	76 [25]	86 [28]	94 [31]	102 [34]	107 [35]	110 [36]	112 [37]	113 [37]
	1000(25пр.)	62 [20]	69 [32]	74 [24]	79 [26]	82 [27]	84 [28]	85 [28]	86 [28]
А-50	250(6пр.)	155 [51]	205 [68]	252 [84]	324 [108]	379 [126]	423 [141]	458 [152]	480 [160]
	500(12пр.)	119 [39]	146 [48]	169 [56]	200 [66]	220 [73]	232 [77]	239 [79]	244 [81]
	750(18пр.)	97 [32]	114 [38]	128 [42]	144 [48]	154 [51]	160 [53]	165 [55]	168 [56]
	1000(25пр.)	82 [27]	94 [31]	108 [36]	113 [37]	118 [39]	123 [41]	126 [42]	127 [42]

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. В скобках указаны минимальные токи плавких вставок предохранителей или I_t автоматов.
2. Уставки реле в нулевом проводе выбираются по указанной выше методике.
3. Токи рассчитаны без учета КЗ нулевого провода.

12. Автоматические выключатели серии АЗ700

Тип выключателя	Номинальный ток выключателя, А	Номинальный ток расцепителя I_t , А	Ток срабатывания электромагнитного расцепителя I_z , А
АЗ716Ф	160	16;20;25;32;40	630;1600
		50;63;80;100	
		125;160	
АЗ726Ф	250	160;200;250	2500
АЗ736Ф	630	250;320;400	10· I_t
		500;530	

13. Автоматические выключатели серии АЗ 100

Тип выключателя	Номинальный ток выключателя, А	Номинальный ток расцепителя I_T , А	Ток срабатывания электромагнитного расцепителя I_Σ , А
АЗ 163	50	15;20;25	нет
		40;50	
АЗ110	100	15;20;25;30;40	13· I_T
		50;60;80;100	
АЗ 120	100	15;20;25;30;40	500;700;950А
		50;60;80;100	
АЗ 130	200	120;150;200	8· I_T
		250;300;400	8· I_T
		500;600	

14. Автоматические выключатели серии АЕ-20 с комбинированным расцепителем

Тип выключателя	Номинальный ток выключателя, А	Номинальный ток расцепителя I_T , А	Ток срабатывания электромагнитного расцепителя I_Σ , А
АЕ2020	16	0,3;0,4;0,5;0,6;	12· I_T
		0,8;1;1,25;1,6;	
		2;2,5;3;15;4;	
		5;6,3;8;10;12,5;16	
АЕ2030	25	0,6;0,8;1;1,25;	12· I_T
		1,6;2,0;2,5;3;15;	
		4;5;6,3;8;10;	
		12,5;16	
АЕ2040	63	10;12,5;16;20;	12· I_T
		25;31,5;40;50;63	
АЕ2050	100	10;12,5;16;20;	12· I_T
		25;31,5;40;50;	
		63;80;100	
АЕ2060	160	16;20;25;3;15;	12· I_T
		40;50;63;80;	
		100;125;160	

15. Автоматические выключатели серии ВА

Тип выключателя	Номинальный ток выключателя, А	Номинальный ток расцепителя I_T , А	Ток срабатывания электромагнитного расцепителя I_{Σ} , А	
			У выключателей с тепловым расцепителем	У выключателей без теплового расцепителя
ВА 51-25	25	3;8; 10	7	
		12,5; 16	10· I_T	
		20; 25		
ВА 51-31	100	16; 20; 25; 31	3;7;	
		47; 50; 63; 30;	10· I_T	
		100		
ВА 51-33 52-33	160	80; 100; 125;	10· I_T ,	
		160		

ВА 51-35 52-35	250	100; 125;	12· I_T	10· I_T
		160; 200; 250;		
ВА 51-37 52-37	400	250; 320	10· I_T	1600; 2000
		400		2500; 3200
				4000
ВА 51-39	630	400; 500;630	10· I_T	2500; 3200
				400;5000;6300
ВА 52-39	630	250; 320;400	10· I_T	
		500;630		

16. Автоматические выключатели серии АП-50

Тип автомата	$I_{ном},$ А	Номинальный ток теплового расцепителя $I_T,$ А	Ток электромагнитного расцепителя $I_3, А$	Шкала токов нулевого расцепителя, А
АП-50-3МЗТ	50	1,6;2,5;4;6,4; 10;16;25;40;50	$7 \cdot I_T \div 10 \cdot I_T$	-
АП-50-2МЗТО	50	То же	То же	10,16,25,30,40,50

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. Расцепитель в нулевом проводе в автомате АП50-2МЗТО и в других монтируется на заводе на месте одного из электромагнитных (на одной из фаз) и включается в расщелку линейного нуля, обеспечивая защиту от однофазных КЗ.
2. Автоматы АП50 выпускаются также с тремя тепловыми расцепителями (3Т_Т) с тремя электромагнитными расцепителями с двумя электромагнитными и одним (3М), с тремя тепловыми и одним нулевым расцепителем (ЗТО), с двумя электромагнитными и одним нулевым расцепителем (2МО).
3. Уставка защиты в нуле регулируется (уменьшается) при снятой крышке автомата на одну ступень шкалы уставок.
4. Шкала уставок защит может в процессе модернизации автоматов изменяться. По этой причине корректными источниками информации по автоматам всех серий и типов должны быть заводские каталоги, паспорта и инструкции.

17. Защиты трансформаторов и линий 0,38 кВ в КТП 25÷250/10/0,4 – 90У1

Уличное освещение	Тр-р, ввод на стороне		Воздушные линии напряжением 0,38кВ							Уличное освещение Ипл. вст.А.
	I _{ном} , А	Тип предохранителя	0,4кВ I _{ном} , А	Защита от междуфазных КЗ			Защита от однофазных КЗ с реле		Привод АПВ для выводов, мм ²	
				Тип автомата	I _{ном} , А	I _г	I _{ном} , А	I _о		
25	1.44	ПТК 101-10-5-12.5У3	36.1	1 АЕ2046М	31,5	28-36	25	18-50	3x10+1x6	16
				2 АЕ2046М	31,5	28-36	25	18-50	3x10+1x6	16
40	2.31	ПТК 101-10-8-12.5У3	57.7	1 АЕ2046	31,5	28-36	25	18-50	3x10+1x6	16
				2 АЕ2046	63	57-63	63	44-126	3x25+1x16	16
63	3.64	ПТК 101-10-10-12.5У3	91	1 А3716ФУ3	40	46	40	28-80	3x16+1x10	16
				2 А3716ФУ3	63	46	63	44-126	3x25+1x16	16
				3 А3716ФУ3	40	46	40	28-80	3x16+1x10	16
100	5.77	ПТК 101-10-16-12.5У3	144.4	1 А3716ФУ3	40	46	40	28-80	3x25+1x16	16
				2 А3716ФУ3	100	115	100	70-200	3x50+1x35	16
				3 А3716ФУ3	80	92	100	70-200	3x35+1x25	16
160	9.25	ПТК 101-10-20-12.5У3	231	1 А3716ФУ3	80	92	100	70-200	3x35+1x25	16
				2 А3716ФУ3	160	184	160	112-320	ПВ2x70	16
				3 А3716ФУ3	100	115	100	70-200	3x50+1x35	16
250	14.45	ПТК 102-10-31.5 - 31.5У3	361	1 А3716ФУ3	80	92	100	70-200	3x35+1x25	16
				2 А3716ФУ3	160	184	160	112-320	ПВ2x70	16
				3 А3716ФУ3	100	115	100	70-200	3x50+1x35	16
				4 ВА-52-35	250	250	-	-	Кабель по проекту	16

18. Номинальные токи последовательно включенных плавких вставок предохранителей ПН2, обеспечивающих особо надежную селективность

Номинальный ток меньшей плавкой вставки I_{EM} , А	Номинальный ток большей плавкой вставки $I_{B.6}$, при кратности I_{K3} , $I_{B.M}$				
	10	20	50	100	150 и более
30	50	60	120	150	200
40	60	80	120	200	200
50	80	100	120	250	250
60	100	120	150	250	250
80	120	120	200	250	250
100	120	120-150	250	250	250
120	150	200	300	300	300
150	200	250	300	300	300
200	250	300	400	400	400
250	300	400	600	> 600	> 600
300	400	500	> 600	-	-
400	600	> 600	-	-	-

19. Предохранители 6-10кВ для защиты силовых трансформаторов 6-10/0,4кВ.

Номинальная мощность тр-ра, кВА	Номинальный ток плавкой вставки, предохранителя при напряжении сети, А	
	10кВ	6кВ
20	3	5
25	3	5
30	5	7,5
40	7,5	10
50	7,5	10
60	10	15
63	10	15
100	15	20
160	20	30
180	20	40
200	30	40
250	30	50
320	40	50
400	40	75
560	50	75
630	75	100
750	75	100
1000	100	150

В незагруженных ТП и при низких коэффициентах чувствительности защит 0,4кВ рекомендуется применение предохранителей 6-10кВ с меньшими на одну ступень плавкими вставками.

20. Поправочные сезонные коэффициенты (K_c) к измеренным величинам сопротивления заземляющих устройств

Нормы сопротивления заземлений установлены для наихудших условий работы заземления - при наименьшей удельной проводимости грунта.

Низкой проводимостью характеризуются сухой и мерзлый грунты (при одном и том же составе по фракциям). В реальных условиях измерения сопротивления заземлений выполняется в течение всего года и в разных условиях. По этой причине необходимо вносить поправки к измеренным величинам.

Условия измерения сопротивления	Поправочные коэффициенты (усредненные)	
	Контур ТП, РП, КРУН, разъединителей, ЗН, РВ или ОПН	Заземления опор ВЛ 10кВ, вторичные и грозозащитные заземления на ВЛ 0,4кВ
Грунт влажный на всю глубину заземлителей и полосы	2,3	1,75
Грунт влажный на глубину до 1 метра, далее - сухой	1,3	1,1
Сухой грунт верхнего слоя на глубину до 1 метра (далее - увлажненный)	1,2	1,1
Мерзлый грунт на глубину до 1 метра, далее увлажненный	1,2	1,1
Сухой песок или сухой гравий на всю глубину заземлителей	1,0	1,0

Пример. Испытывается сложный контур заземления ТП, состоящий из 10-ти электродов длиной по 2,5м и соединительной полосы на глубине 0,8м.

Измерение прибором производилось в весеннее время, после длительных дождей, при высокой влажности грунта.

Измеренная величина $R_{ки}=2,0$ Ом.

Находим по таблице сезонный коэффициент $K_c=2,3$.

Вероятное расчетное сопротивление при сухом грунте в летний сезон будет:

$$R_{кр} \approx R_{ки} \cdot K_c = 2,0 \cdot 2,3 = 4,6 \text{ Ом}$$

Вывод: Сопротивление не соответствует норме (40м).
Требуется улучшение контура.

21. Удельное сопротивление грунтов. (Усредненные значения для зоны РБ).

№ пп	Наименование грунта	Среднее удельное сопротивление грунта при его температуре +10°C и влажности 10÷20%, Ом.м.
1	Торф (насыпной)	45
2	Глина (однородная)	105
3	Пресная вода	45
4	Чернозем	75
5	Глина с включениями щебня (каменистая)	125
6	Суглинок	160
7	Грунт каменистый (щебень или гравий с песчаным заполнением)	200
8	Супесь	220
9	Песок	2800
10	Песок с галькой	2000
11	Гравий или щебень (без других включений)	2800
12	Бетон сухой (наружный)	8000
13	Бетон влажный (в земле)	500
14	Морская вода (соленая)	5

ПРИМЕЧАНИЯ: 1. Вид грунта принимается абсолютно преобладающий в соприкосновении с заземлителями (для вертикальных электродов, например, - по длине электрода).

2. При иных параметрах (температуре и влажности) удельные сопротивления грунта изменяются значительно.

**22. Магнитные пускатели для трехфазных электроустановок
0,4/0,23кВ**

Тип	Номинальный ток при напряжении 380В, А	Количество вспомога- тельных контактов		Напряжение обмотки, В	Мощность обмотки, ВА	
		Замыкаю- щих	Размыкаю- щих		Номинальная	Пусковая
1	2	3	4	5	6	7
ПМЕ-07К ПМЕ-074	3(30)	1	4	220,380	3,6	65
ПМЕ-11Н-ПМЕ-114	10(100)	2,4	2,4	220,380	6,0	130
ПМЕ-21Н ПМЕ-214	25(250)	2,4	2,4	220,380	8,0	160
1	2	3	4	5	6	7
ПА-311-ПА-314	40(400)	2,4	2,4	220,380	17,0	260
ПА-41К ПА-414	63(630)	2,4	2,4	220,380	20,0	465
ПА-511-5-ПА-514	110(1000)	2,4	2	220,380	26,0	860
ПА-611-ПА-614	146(1500)	2,4	2	220,380	38,0	3400

ПРИМЕЧАНИЯ: 1. В графе 2 (в скобках) указаны предельные включаемые и отключаемые токи при напряжении сети 380В и $\cos \varphi = 0,8$.

Использованная литература

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, 1989г.
2. Типовая инструкция по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи с неизолированными проводами напряжением 0,38-10кВ., 2006г., ГПЮ «Белэнерго», г.Минск.
3. Правила устройства электроустановок, 1986г.
4. Межотраслевые правила по охране труда при работе в электроустановках., 2009г.
5. Правила устройства электроустановок, г.Минск «Дизайн ПРО», 2008г.
6. Расчёт, выбор и эксплуатация защит электрических сетей напряжением 0,38 кВ. Справочно-методическое пособие. ТЭО «Беларусэнерго» г.Минск, 1992г.

РУП «Минскэнерго»
220033 г. Минск, ул. Аранская, 24
Факс: 227-21-11, 221-93-03
Тел: (017) 223-81-03, 227-35-90

**Справочник по технической эксплуатации распределительных
электрических сетей напряжением 0,4 – 10 кВ**

(для служебного пользования)

Подписано в печать 3.06.2011 г. Формат 70х100/32. Печать офсетная.
Усл. печ. л. 3,5.

Тираж 150 экз. Заказ № 193-11.

Отпечатано ООО «Полифакт». Лицензия № 02330/0494248 от
25.04.2009 г.

220012, г. Минск, пер. Калинина, 12, тел./факс 280-49-09