

63: 621.3/07)



УЧЕБНИКИ
И УЧЕБНЫЕ
ПОСОБИЯ

ДЛЯ СТУДЕНТОВ ВЫСШИХ
УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

И. А. БУДЗКО
Н. М. ЗУЛЬ

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

Допущено Главным управлением высших учебных заведений при Государственной комиссии Совета Министров СССР по продовольствию и закупкам в качестве учебника для студентов высших учебных заведений по специальности «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства»

МОСКВА ВО «АГРОПРОМИЗДАТ» 1990



631.171 (075)

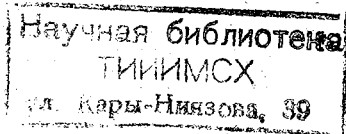
ББК 40.76

Б 90

УДК 631.171 : 621.311 (075.8)

Редактор В. М. Никитина

Рецензенты: доктор технических наук Ю. И. Акимцев и кандидат технических наук Б. С. Веялис (Волгоградский СХИ), кандидаты технических наук И. П. Притока, А. С. Галюк, Г. Т. Евсеев и В. В. Ковырский (УСХА)



Будзко И. А., Зуль Н. М.

Б 90 Электроснабжение сельского хозяйства. — М.: Агропромиздат, 1990. — 496 с.: ил. — (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений).

ISBN 5-10-000756-7

Рассмотрены задачи электроснабжения сельского хозяйства, электрические нагрузки сельскохозяйственных потребителей, сельские электрические сети, электрическая аппаратура, релейная защита и автоматизация сетей, трансформаторные подстанции и резервные электростанции. Кратко изложены монтаж и эксплуатация электрических сетей и технико-экономические вопросы.

Для студентов факультетов электрификации и автоматизации сельского хозяйства.

Б $\frac{3703000000-167}{035 (01)-90}$ 211—89

ББК 40.76

ISBN 5-10-000756-7

© И. А. Будзко, Н. М. Зуль, 1990

Глава 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

Электрификация, то есть производство, распределение и применение электроэнергии во всех отраслях народного хозяйства и быта населения, — один из важных факторов технического прогресса. Коммунистическая партия Советского Союза, Советское правительство, лично В. И. Ленин с первых месяцев после победы Великой Октябрьской социалистической революции уделяли большое внимание развитию электрификации.

Царская Россия сильно отставала в области электрификации от развитых стран. Первая империалистическая, а затем гражданская войны и вызванная ими разруха привели к тому, что в Советской России в 1920 году было произведено менее 0,5 млрд кВт·ч электроэнергии. В том же 1920 году по инициативе и под руководством В. И. Ленина был разработан Государственный план электрификации России (ГОЭЛРО), который предусматривал сооружение 30 крупных районных электростанций общей мощностью 1,75 млн кВт с производством электроэнергии свыше 8 млрд кВт·ч в год. Утвержденный в декабре 1920 года план ГОЭЛРО был выполнен по основным показателям к 1935 году, а в 1940 году Советский Союз вышел на третье место в мире по производству электроэнергии.

На базе электрификации стала развиваться промышленность, электроэнергия начала проникать в сельское хозяйство и транспорт. Весь опыт развития электрификации показал, что надежное, высококачественное и дешевое электроснабжение можно получить только от крупных районных электростанций, объединенных между собой в мощные энергетические системы. На крупных электростанциях районного масштаба с линиями электропередачи большого радиуса действия вырабатывается наиболее дешевая электроэнергия прежде всего из-за высокой концентрации ее производства, а также благодаря возможности размещать электростанции непосредственно у дешевых источников энергии — угля, сланцев, на больших реках.

С первых дней существования советской энергетики началось объединение районных электростанций в энергосистемы. Еще в годы первых пятилеток на базе линий электропередачи напряжением 35 и 110 кВ были образованы энергосистемы ряда крупных районов страны. На следующем этапе эти системы укрупнялись и были созданы межрайонные системы Центра, Урала и Юга уже на базе линий электропередачи напряжением 220 и 154 кВ.

Сооружение на Волге двух крупных гидроэлектростанций — около Куйбышева и Волгограда — потребовало строительства линий передачи напряжением 500 кВ. Была построена линия электропередачи напряжением 800 кВ постоянного тока Волгоград — Донбасс, соединяющая энергосистему Юга с энергосистемами Урала и Центра. В результате освоения сверхвысоких напряжений было закончено объединение почти всех энергосистем страны в Единую энергосистему СССР, мощность электростанций которой превысила 270 млн кВт. Были введены в эксплуатацию линии электропередачи Донбасс — Западная Украина — Венгерская Народная Республика, Ленинград — Москва и другие напряжением 750 кВ. Ведется строительство сверхдальних линий переменного и постоянного тока напряжением 1150 и 1500 кВ для передачи электроэнергии из Сибири и Казахстана на Урал и в Центр страны.

Развитие районных электростанций, объединение их в энергетические системы создают благоприятные условия для электрификации всех отраслей народного хозяйства страны, и в том числе сельского хозяйства. Однако широкое применение централизованного электроснабжения сельского хозяйства оказалось возможным только в последние 20 ... 30 лет.

Наряду с успехами в области централизованного электроснабжения до 1964 года происходил быстрый рост числа мелких тепловых электростанций на тракторных дизелях. В 1964 году их насчитывалось 109 тыс. при средней мощности 40 кВт, что явилось следствием стремления совхозов и колхозов в кратчайшие сроки получить электроэнергию и невозможности немедленно удовлетворить эту потребность за счет сетевого строительства от государственных энергосистем или сооружения укрупненных сельских электростанций. Одновременно уменьшалось число гидроэлектростанций с 4,8 тыс. в 1958 году до 1,6 тыс. в 1964 году. В последующие годы благодаря присоединению к централизованным энергоисточникам было ликвидировано около 35 тыс. мелких тепловых станций. Снизилось количество электроэнергии, полученное от них сельским хозяйством (в 1965 году — 4 млрд кВт·ч, а в 1970 году — 2,2 млрд кВт·ч); высвободилось около 100 тыс. человек, ранее обслуживавших мелкие электростанции.

В то же время на огромной территории нашей страны есть районы, куда подводить сети государственных энергосистем экономически невыгодно. Там следует сооружать современные сельские электростанции укрупненной мощности порядка 1000 кВт и более, дизельные с полной автоматизацией работы, а также гидравлические. Мелкие дизельные и бензиновые установки, полностью автоматизированные, нужны только в слабонаселенных районах.

В основном задача перевода сельского хозяйства на централизованное электроснабжение решена. Все совхозы и колхозы пользуются электроэнергией, все жилые дома в сельских населенных пунктах имеют электрический ввод.

Воздушными линиями электропередачи охвачены почти все сельские населенные пункты. Однако это не означает прекращения работ по их сооружению. Электрическая нагрузка в сельском хозяйстве непрерывно возрастает, появляется необходимость в расширении линий. Новое их строительство на селе все больше заменяется систематической реконструкцией. При этом часть воздушных линий заменяется подземными кабельными. Преимущества последних с точки зрения освобождения земельной площади, высокой надежности эксплуатации, большого срока службы весьма велики. В перспективе масштабы перевода сельских линий под землю будут зависеть от того, в каком количестве будет поставлять электропромышленность облегченный подземный кабель для этой цели.

При реконструкции будут широко внедряться мероприятия по повышению надежности электроснабжения сельских потребителей, которая еще далеко не достаточна.

Большие перспективы открываются перед электрификацией сельского хозяйства в будущем. Намечается повысить электровооруженность сельского хозяйства, увеличить объем потребления электроэнергии в сельскохозяйственном производстве, а также отпуск ее на коммунально-бытовые нужды сельского населения.

Дальнейшее развитие всех отраслей сельского хозяйства рассматривается в качестве одной из основных задач. В животноводстве этого можно достичь только в результате резкого повышения уровня механизации и электрификации работ на животноводческих и птицеводческих фермах. Электроэнергия все шире проникает в полеводство. В недалеком будущем комбайны будут заменяться легкими жатками, а вся хлебная масса будет обмолачиваться, сортироваться и сушиться на стационарных установках с электрическим приводом. Это потребует очень большого количества электроэнергии и сооружения большого числа полевых линий электропередачи. Крупнейшим потребителем станет орошаемое земледелие. Много электроэнергии потребуется на различные нужды в культивационных помещениях. В стране действуют тысячи электрифицированных парников и теплиц. Здесь электричество применяется для обогрева почвы и воздуха, обработки почвы, досвечивания растений и общего освещения. Созданы огромные тепличные комбинаты промышленного типа. Каждый такой комбинат получает электроэнергию от трансформаторных подстанций мощностью до 16 тыс. кВт·А.

В связи с задачей повышения благосостояния народа вполне понятна забота партии о внедрении электрификации в быт сельского населения. Постоянно растут затраты электроэнергии на нужды сельских предприятий службы быта и непосредственно в домах колхозников и рабочих совхозов.

Электроснабжение производственных предприятий и населенных пунктов в сельской местности имеет свои особенности по сравнению с электроснабжением промышленности и городов.

Главная из них — это необходимость подводить электроэнергию к огромному числу сравнительно маломощных объектов, рассредоточенных по всей территории страны. В результате протяженность сетей (в расчете на единицу мощности потребителя) во много раз превышает эту величину в других отраслях народного хозяйства, а стоимость электроснабжения в сельском хозяйстве составляет до 75 % общей стоимости электрификации, включая затраты на приобретение рабочих машин.

Сказанное выше наглядно показывает, какое большое значение имеет проблема электроснабжения сельского хозяйства. От ее рационального решения в значительной степени зависит экономическая эффективность применения электроэнергии в сельском хозяйстве и быту сельского населения. Поэтому первостепенная задача правильного электроснабжения заключается в доведении стоимости электроэнергии до минимальной. Этого следует добиваться при соблюдении всех требований, правил и норм и прежде всего необходимого качества электроэнергии, то есть постоянства частоты и напряжения, а также надежности ее подачи.

Самый важный показатель системы электроснабжения — надежность подачи электроэнергии. В связи с ростом электрификации сельскохозяйственного производства, особенно с созданием в сельском хозяйстве животноводческих комплексов промышленного типа, птицефабрик, тепличных комбинатов и др., всякое отключение — плановое (для ревизии и ремонта) и особенно неожиданное, аварийное — наносит огромный ущерб потребителю и самой энергетической системе. Поэтому необходимо применять эффективные и экономически целесообразные меры по обеспечению оптимальной надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

1.2. РАЙОННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Как уже отмечалось, электроснабжение сельского хозяйства осуществляется от крупных районных электрических станций, которые объединены электрическими сетями в электроэнергетические системы.

Преобладающее распространение получили следующие типы районных электрических станций: тепловые на органическом топливе (ГРЭС), гидравлические (ГЭС) и атомные (АЭС).

Тепловые электростанции на органическом топливе разделяются на конденсационные (КЭС) и теплофикационные (ТЭЦ). В конденсационных электростанциях используется тепло от сжигания топлива в мощных паровых котлах. Получаемый в них пар направляется в паровые турбины, заставляет их вращаться и приводить во вращение электрогенераторы, вырабатывающие электроэнергию. Пройдя через турбину, пар конденсируется в воду в специальных аппаратах — конденсаторах, которые охла-

ждаются водой из рек или озер. Коэффициент использования энергии топлива невелик и составляет около 40 %.

В теплофикационных электростанциях пар, прошедший через турбину, не охлаждается до превращения в воду (в них нет конденсаторов), а используется для целей отопления промышленных предприятий и жилых зданий. Коэффициент использования энергии топлива значительно повышается и достигает 70 %. Это позволяет ликвидировать мелкие котельные, вследствие чего значительно улучшается чистота окружающего воздуха, экономится топливо.

В Советском Союзе теплофикация получила широкое распространение в промышленности и коммунальном хозяйстве. Теплофицированы более 900 городов нашей страны. Мощность ТЭЦ превышает 38 % общей мощности всех тепловых электростанций Минэнерго СССР.

Тепловые электростанции работают на жидком топливе — мазуте, природном газе и каменном угле. В целях экономии жидкого топлива новые электростанции на мазуте не сооружаются, а имеющиеся переводятся на природный газ. Ограничено также новое строительство тепловых электростанций на природном газе, добыча которого в тринадцатой пятилетке будет стабилизирована.

Значительные запасы каменного угля, которые имеются в Советском Союзе, позволяют в районах, где добыча его возможна открытым способом, планировать сооружение новых тепловых электростанций большой мощности — по 4 ... 6 млн кВт. Это прежде всего районы Сибири вблизи Красноярска и в Экибастузе (Северный Казахстан). В европейской части СССР сооружение тепловых станций на угле будет ограничено.

Гидравлические электростанции используют энергию рек, перепороженных плотинами, позволяющими создать необходимый перепад — напор между верхним и нижним уровнями воды. Мощность станции определяется произведением напора на расход воды. Преимущества ГЭС заключаются в том, что не нужно подвозить топливо и можно быстро (в течение нескольких минут) запустить в ход гидротурбины. Особенно выгодны ГЭС на горных реках с большим перепадом. В европейской части СССР почти все крупные реки, в том числе Волга и Днепр, уже использованы для строительства ГЭС, новые ГЭС будут сооружать на великих реках Сибири — Енисее, Ангаре, Лене и других, на Дальнем Востоке, а также в Средней Азии на реках, протекающих в горах и имеющих большой перепад.

Таким образом, в европейской части СССР, где потребляется до 80 % производимой в стране электроэнергии, тепловые электростанции на органическом топливе и гидроэлектростанции в дальнейшем строить почти не будут. Будет вестись строительство атомных электростанций повышенной безопасности, использующих теплоту, выделяемую при распаде тяжелых атомов урана или тория. Основа этих станций — атомный реактор, в котором

происходит ядерная реакция и выделяется огромное количество теплоты. Так, один килограмм урана выделяет теплоты больше, чем два миллиона килограммов каменного угля.

На атомной электростанции теплота от ядерной реакции подводится к паровому котлу, а получаемый в котле пар вращает паровые турбины так же, как на тепловых станциях, использующих органическое топливо. Атомные станции работают по конденсационному циклу, но уже проектируются атомные ТЭЦ, а также атомные котельные большой мощности, на которых вырабатывается только теплота.

Современные АЭС работают на медленных или тепловых нейтронах и используют только несколько процентов энергии, запасенной в уране. Реакторы-размножители на быстрых нейтронах в десятки раз повышают использование ядерного горючего, но они значительно сложнее и дороже.

Еще более неограниченны перспективы для строительства АЭС, использующих энергию не распада тяжелых атомов, а синтеза легких атомов водорода с образованием гелия. При этом выделяется значительно больше энергии из единицы массы вещества, а в качестве горючего используется обыкновенная вода. По-видимому, такие станции, над созданием которых успешно работают ученые СССР и других стран, будут одним из вероятных направлений создания практически неисчерпаемого источника энергоснабжения в будущем.

Весьма заманчиво использовать нетрадиционные возобновляемые источники энергии — солнце, теплоту земных недр, ветер, приливы и др. Однако это затруднено непостоянством подачи энергии во времени и малой плотностью ее на единицу площади. Поэтому, например, наиболее вероятно, что солнечную энергию в ближайшее время будут использовать для низкотемпературного теплоснабжения в южных районах страны и на мелких электростанциях у удаленных потребителей.

Как уже отмечалось, районные электростанции соединены линиями электропередачи в объединенные электрические системы. В Советском Союзе одиннадцать объединенных энергосистем, из них десять связаны между собой и составляют Единую энергетическую систему СССР. Система Востока будет включена в Единую энергосистему в будущем.

Для соединения электростанций в систему применяются сверхвысокие напряжения 500 кВ, 750 и 1150 кВ переменного тока и 1500 кВ постоянного тока.

Глава 2. ЗАДАЧИ СЕЛЬСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

2.1. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Обеспечение требуемых качеств электроэнергии, надежности и экономичности электроснабжения — основные задачи сельского электроснабжения.

Качество электрической энергии при питании электроприемников от трехфазных электрических сетей общего назначения, то есть для основного варианта сельского электроснабжения, определяется стабильностью и уровнями частоты тока и напряжения у потребителей, а также степенью несимметрии и несинусоидальности (искажения формы кривой по сравнению с синусоидой) напряжений.

Изменение частоты в пределах нескольких процентов номинальной в основном влияет только на работу асинхронных двигателей. При снижении частоты тока соответственно уменьшается частота вращения электродвигателей, несколько увеличиваются ток, максимальный момент и нагрев двигателя, а при увеличении частоты — наоборот. Однако при небольших изменениях частоты нормальная работа электродвигателей и большинства других электроприемников практически не нарушается.

Нормы качества электрической энергии регламентирует ГОСТ 13109—87.

В соответствии с ГОСТом отклонения частоты тока (под отклонением частоты понимают разность между ее фактическим и номинальным значениями) в нормальном режиме, т. е. не менее 95 % времени суток, не должны превышать $\pm 0,1$ Гц (допускается временное увеличение отклонения частоты до $\pm 0,2$ Гц). Указанные нормы не распространяются на электроприемники, присоединенные к сетям автономно работающих электростанций мощностью до 1000 кВт. Для них считаются допустимыми отклонения частоты в пределах $\pm 0,5$ Гц, а при мощности до 250 кВт — в пределах ± 2 Гц.

Следует отметить, что поддержание частоты в требуемых пределах практически не относится к основным задачам сельского электроснабжения, так как система сельского электроснабжения обеспечивает в первую очередь распределение, а не производство электроэнергии.

К числу важных задач сельского электроснабжения относится поддержание требуемых уровней напряжения у потребителей. Изменение напряжения, особенно сверх допустимого значения, оказывает значительное влияние на работу потребителей. Весьма чувствительны к этому осветительные приборы. При повышении напряжения сверх номинального резко снижается срок службы

ламп накаливания, а при понижении заметно падает их световой поток. Для люминесцентных ламп, которые все более широко применяются в сельскохозяйственных осветительных установках, срок службы сокращается как при повышении, так и при понижении напряжения.

Изменение напряжения оказывает серьезное влияние на работу наиболее распространенных в сельскохозяйственном производстве короткозамкнутых асинхронных двигателей. При снижении напряжения уменьшается вращающий момент двигателя, который практически пропорционален квадрату напряжения, а также пусковой момент и несколько снижается частота вращения, увеличиваются ток и нагрев двигателя, из-за ускоренного износа изоляции уменьшается срок службы. При значительном снижении напряжения из-за уменьшения вращающего момента может произойти полная остановка («прокидывание») нагруженного двигателя и соответственно нарушение технологического процесса. Если при этом двигатель не отключить от сети, он будет поврежден.

Снижение напряжения приводит к понижению мощности и, следовательно, к ухудшению нагрева электронагревательных приборов, работы телевизоров, радиоприемников, холодильников и других бытовых приборов. Повышение напряжения также вредно влияет на работу бытовых электроприборов, уменьшая в большинстве случаев срок их службы.

В соответствии с ГОСТом предусматриваются следующие нормы для отклонений напряжения у потребителей (под отклонением напряжения понимают разность между действительным значением напряжения в рассматриваемой точке сети и его номинальным значением). На зажимах электроприемников в течение не менее 95 % времени суток допускаются нормальные отклонения напряжения в пределах ± 5 % номинального. Максимальные отклонения напряжения допускаются ± 10 %.

Приведенные значения отклонений напряжения распространяются на все потребители, и в частности на потребители, питающиеся от сельских электрических сетей.

Для поддержания требуемых уровней напряжения у потребителей в системе сельского электроснабжения используются специальные устройства, обеспечивающие регулирование напряжения, в частности сетевые регуляторы различных типов, конденсаторы, включаемые последовательно и параллельно в сеть, а также регуляторы напряжения генераторов сельских электростанций. Вопросы регулирования напряжения в сельских электросетях рассмотрены в главе 5.

Как указывалось выше, на работу потребителей также оказывают влияние несимметрия напряжения и несинусоидальность формы его кривой. Несимметрия напряжения наблюдается в первую очередь в сельских электрических сетях напряжением 0,38/0,22 кВ, где преобладает однофазная нагрузка. В этих сетях даже нормальные режимы часто несимметричны.

В результате несимметрии отклонения напряжения у однофазных приемников, присоединенных к разным фазам, будут различны, а у некоторых могут выходить за допустимые пределы.

Несимметрия трехфазной системы напряжений характеризуется появлением в ней составляющих нулевой и обратной последовательностей. При этом токи обратной последовательности в трехфазных асинхронных электродвигателях могут достигать больших значений даже при малом значении напряжения обратной последовательности (из-за малого сопротивления обратной последовательности двигателей). Это приводит к дополнительному нагреву двигателей и сокращению сроков их службы. Несимметрия напряжений может вызвать также вибрацию двигателей, снижающую их долговечность. Поэтому в соответствии с ГОСТом нормальное значение коэффициента несимметрии напряжений (отношения напряжения обратной последовательности основной частоты к номинальному линейному напряжению) на зажимах трехфазных электроприемников длительно допускается в пределах до 2 % и максимально до 4 %.

Значение другого показателя несимметрии — коэффициента нулевой последовательности (отношения напряжения нулевой последовательности основной частоты к номинальному фазному напряжению) для трехфазных распределительных сетей, питающих однофазные осветительные и бытовые нагрузки, не должно превышать тех же величин.

Для уменьшения влияния несимметрии нагрузок на качество напряжения необходимо обеспечивать по возможности симметричное распределение однофазных приемников по фазам и включение более мощных из этих приемников на линейное напряжение. Этому способствует также увеличение площади сечения проводов, и в первую очередь нулевого провода, что обеспечивает уменьшение сопротивления и тока нулевой последовательности.

С этой же целью целесообразно вместо распространенных трансформаторов 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток «звезда—звезда—нуль» устанавливать трансформаторы со схемой «звезда—зигзаг—нуль». Наконец, можно использовать также специальные симметрирующие устройства.

Несинусоидальность формы кривой напряжения (появление в этой кривой высших гармоник) приводит к повышению нагрева асинхронных двигателей, к увеличению потерь мощности и энергии во всех элементах сетей. В соответствии с ГОСТом на зажимах электроприемников значение коэффициента несинусоидальности напряжения (отношения действующего значения гармонического содержания несинусоидального напряжения к напряжению основной частоты) длительно допускается в пределах до 5 % и максимально до 10 %.

Учитывая, что вредное влияние несинусоидальности напряжения проявляется практически только при несимметричных режи-

мах, указанные выше мероприятия по устранению несимметрии одновременно полезны и для уменьшения влияния несинусоидальности напряжения.

2.2. НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И СРЕДСТВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЕЕ УРОВНЯ

Актуальность задачи обеспечения надежного электроснабжения значительно возросла в последние годы в связи с серьезными не только количественными, но и качественными изменениями сельскохозяйственных потребителей электроэнергии. Особенно это связано с появлением сельскохозяйственных предприятий промышленного типа, в первую очередь животноводческих комплексов.

В таблице 2.1 приведены некоторые данные по средним удельным ущербам на различных сельскохозяйственных предприятиях от перерывов в электроснабжении, полученные МИИСПом.

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) все электроприемники делятся на три категории в отношении обеспечения надежности электроснабжения.

К I категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования (для сельского хозяйства — болезнь и гибель животных), массовый брак продукции (порчу сельскохозяйственных продуктов), нарушение сложных технологических процессов и т. п. (прил. 31).

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источ-

2.1. Средние удельные ущербы от перерывов в электроснабжении

Предприятия	Удельные ущербы	
	1 руб. на 1 кВт.ч	1 руб. на 1 голову (или на 1 м ²) за 1 ч перерыва
Комплексы и фермы молочного направления	1,8	0,38
Фермы по выращиванию и откорму крупного рогатого скота	3,1	0,12
Свиноводческие комплексы	29	1,25
Свиноводческие фермы	3,9	0,09
Птицефабрики яичного направления на 100 тыс. и более кур-несушек	106	1,3
Птицефабрики мясного направления на 1 млн и более бройлеров в год	18,1	0,03
Птицефермы по производству яиц	5,7	0,03
Птицефермы мясного направления	4,4	0,005
Теплицы весенние, парники	1,7	0,037
Теплицы зимние	21,3	0,37

ников питания. Перерыв в электроснабжении этих электроприемников от одного из источников допускается только на время автоматического восстановления питания.

Ко II категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих и механизмов, нарушению нормальной деятельности значительного числа городских и сельских жителей (прил. 31).

Электроприемники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух источников питания. При нарушении электроснабжения от одного из них допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой. Допускается питание электроприемников II категории по одной линии и от одного трансформатора, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта линии или замена поврежденного трансформатора за время не более одних суток.

К III категории относятся все остальные электроприемники. Для них электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы в электроснабжении не превышают одних суток.

Для повышения надежности электроснабжения могут быть использованы различные средства. Это связано, с одной стороны, с получением экономического эффекта, в первую очередь за счет уменьшения ущерба от перерывов в электроснабжении, с другой стороны, с дополнительными затратами на сами средства. Поэтому повышение надежности электроснабжения наиболее целесообразно до определенного, оптимального уровня, при котором достигается максимальный суммарный экономический эффект с учетом обеих составляющих.

Различные средства и мероприятия по повышению надежности электроснабжения можно разделить на 2 группы — организационно-технические и технические.

К организационно-техническим мероприятиям относятся следующие.

I. Повышение требований к эксплуатационному персоналу, в том числе повышение требований к трудовой и производственной дисциплине, а также повышение квалификации персонала.

II. Рациональная организация текущих и капитальных ремонтов и профилактических испытаний, в том числе совершенствование планирования ремонтов и профилактических работ, механизация ремонтных работ, ремонт линий под напряжением.

В отношении ремонта линий под напряжением можно отметить следующее. В сельских электрических сетях он практически ранее не применялся. В то же время в сетях других назначений, в том числе напряжением выше 110 кВ, этот вид ремонта используется, так как обеспечивает значительное уменьшение перерывов

в электроснабжении, в первую очередь при планово-предупредительных, профилактических работах.

Объясняется это меньшей эффективностью ремонта под напряжением в сельских распределительных сетях 10 кВ, чем, например, в сетях более высоких напряжений, и недостаточной квалификацией обслуживающего персонала. Однако следует предполагать, что в дальнейшем такой ремонт найдет применение и в сельских электрических сетях.

III. Рациональная организация отыскания и ликвидации повреждений, в том числе совершенствование поиска повреждений, в частности с использованием специальной аппаратуры; применение специализированного автотранспорта; диспетчеризация, телемеханизация, радиосвязь и др.; механизация работ по восстановлению линий.

IV. Обеспечение аварийных запасов материалов и оборудования. Следует стремиться к оптимальному объему этих запасов, так как излишние запасы связаны с определенным омертвлением капиталовложений, а их недостаток может привести к затягиванию восстановительных работ.

К техническим средствам и мероприятиям по повышению надежности электроснабжения относятся следующие.

I. Повышение надежности отдельных элементов сетей, в том числе опор, проводов, изоляторов, различного линейного и подстанционного оборудования.

II. Сокращение радиуса действия электрических сетей. Воздушные электрические линии — наиболее повреждаемые элементы системы сельского электроснабжения. Число повреждений растет примерно пропорционально увеличению длины линий.

В последние годы проведена значительная работа в системе сельского электроснабжения по разукрупнению трансформаторных подстанций и сокращению радиуса действия сетей, который для линий напряжением 10 кВ в ближайшее время повсеместно должен быть снижен до 15 км, а в дальнейшем — примерно до 7 км, как это принято во многих зарубежных странах.

III. Применение подземных кабельных сетей.

Значительные преимущества перед воздушными линиями имеют подземные кабельные. Они короче воздушных, так как их не нужно прокладывать по обочинам полей севооборотов, а можно вести по кратчайшему расстоянию. При этом полностью устраняются помехи сельскохозяйственному производству. Основное же преимущество кабельных линий — их высокая надежность в эксплуатации. Полностью исключаются повреждения линий от голода и сильных ветров, существенно снижаются аварии от атмосферных перенапряжений. Число аварийных отключений снижается в 8 ... 10 раз. Правда, продолжительность ликвидации аварий на кабельных линиях при современном уровне эксплуатации примерно в три раза больше, так как сложнее найти место повреждения и приходится проводить земляные работы по вскры-

тию траншей. Однако специальные приборы позволяют ускорить отыскание повреждений.

Особенно существенно, что капиталовложения на них при прокладке кабелеукладчиками оказываются практически одинаковыми с воздушными при современных ценах на кабели.

Благодаря этим преимуществам кабельные линии напряжением 10 кВ признаны весьма перспективными для развития сельских электрических сетей и в будущем по мере роста выпуска кабеля электропромышленностью все большее число линий будут кабельными, а воздушные линии 0,38 кВ будут выполняться изолированными проводами.

IV. Сетевое и местное резервирование.

Сельские электрические сети работают в основном в разомкнутом режиме, то есть они обеспечивают одностороннее питание потребителей. Такой режим позволяет снизить значения токов короткого замыкания, применить более дешевую аппаратуру, в частности выключатели, разъединители и др., снизить потери мощности в сетях, облегчить поддержание требуемых уровней напряжения на подстанциях и т. п. Однако при этих условиях надежность электроснабжения потребителей, естественно, значительно ниже, чем при замкнутом режиме, то есть при двухстороннем питании потребителей. В качестве резервного источника может быть использована вторая линия электропередачи — от другой подстанции (или от другой секции шин двухтрансформаторной подстанции). Такое резервирование называется сетевым. Однако особенно в районах с повышенными гололедно-ветровыми нагрузками возможно повреждение обеих линий и прекращение подачи энергии. Более независимым вторым источником является резервная электростанция (местное резервирование). В системе сельского электроснабжения для питания наиболее ответственных потребителей в период аварии основной линии чаще всего в качестве резервной используются дизельные электростанции небольшой мощности, применение которых намечается значительно расширить.

V. Автоматизация сельских электрических сетей, в том числе совершенствование релейной защиты, использование автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резерва (АВР), автоматического секционирования, устройств автоматизации поиска повреждений, автоматического контроля ненормальных и аварийных режимов, телемеханики.

Широкое внедрение большинства рассмотренных ранее технических средств связано с большими капитальными вложениями, учитывая, что протяженность сельских электрических сетей достигла 4 млн км. Автоматизация сетей как средство повышения надежности электроснабжения требует относительно меньших затрат при широких возможностях использования в эксплуатируемых сетях без серьезной их реконструкции. При этом одновременно решается и важная социальная задача, связанная с де-

фицитом кадров. Поэтому автоматизация — одно из основных и наиболее эффективных средств повышения надежности электроснабжения.

В заключение следует отметить, что максимальный эффект от повышения надежности электроснабжения может быть получен при комплексном использовании различных мероприятий и средств. Оптимальные сочетания этих мероприятий определяются конкретными условиями. Разрабатывается целевая комплексная программа повышения надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, которая будет включать рекомендации по оптимальным комплексам средств для различных условий.

2.3. СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЕЕ РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

Повышение экономичности электроснабжения сельского хозяйства — большая комплексная задача. По существу, с ней тесно связаны задачи повышения качества электроэнергии и надежности электроснабжения. Поэтому рассмотренные выше мероприятия в большинстве случаев одновременно решают задачу повышения экономичности электроснабжения. Весьма важное значение для ее решения имеют мероприятия по снижению потерь электроэнергии и ее рациональному использованию.

Все электроустановки, составляющие систему электроснабжения, в том числе электрические линии и трансформаторы, обладают активными сопротивлениями. Поэтому при передаче, распределении и преобразовании электрической энергии происходят ее потери.

Поддавляющая часть потерь энергии в сельских сетях приходится на электрические линии и трансформаторы, и обычно в практических расчетах учитывают потери только в этих электроустановках. Потери энергии в проводах, кабелях и обмотках трансформаторов пропорциональны квадрату протекающего по ним тока нагрузки, и поэтому их называют нагрузочными потерями. Ток нагрузки, как правило, изменяется во времени, и нагрузочные потери часто называют переменными.

По мере роста нагрузок и присоединения к электрической сети новых потребителей в ней возрастают потери электрической энергии. На предприятиях электрических сетей систематически рассчитывают потери мощности и энергии, и на основе этих расчетов в необходимых случаях осуществляют мероприятия по снижению потерь.

Различают организационные мероприятия по снижению потерь, мероприятия по совершенствованию систем учета электроэнергии, а также технические мероприятия.

К основным организационным мероприятиям относятся:

1) выбор оптимальных мест размыкания воздушных линий (ВЛ) напряжением 10 ... 35 кВ с двухсторонним питанием;

2) поддержание оптимальных уровней напряжения на шинах 10 кВ районных трансформаторных подстанций (РТП) 110 ... 35/10 кВ и на шинах 0,38 кВ ТП 10/0,38 кВ;

3) отключение одного из трансформаторов в режимах малых нагрузок на двухтрансформаторных подстанциях, а также отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой;

4) выравнивание нагрузок фаз в сетях напряжением 0,38 кВ;

5) сокращение сроков ремонтов и технического обслуживания линий, трансформаторов и распределительных устройств;

6) снижение расхода энергии на собственные нужды подстанций.

Организационные мероприятия, а также мероприятия по совершенствованию систем учета электроэнергии, как правило, не требуют значительных первоначальных затрат, и поэтому их проводить всегда целесообразно.

Иначе обстоит дело с техническими мероприятиями, связанными с дополнительными капитальными вложениями.

К основным техническим мероприятиям в сельских электрических сетях относятся:

1) установка в сетях статических конденсаторов, в том числе батарей с автоматическим регулированием мощности;

2) установка на РТП 110 ... 35/10 кВ трансформаторов с регулированием под нагрузкой (РПН);

3) замена недогруженных и перегруженных трансформаторов на потребительских ТП;

4) повышение пропускной способности сетей путем строительства новых линий и подстанций;

5) замена проводов на перегруженных линиях, в том числе замена ответвлений от ВЛ напряжением 0,38 кВ к зданиям;

6) перевод электрических сетей на более высокое номинальное напряжение.

Наиболее эффективное из этих мероприятий — компенсация реактивной мощности, в первую очередь при помощи статических конденсаторов.

Принцип компенсации реактивной мощности параллельно включаемыми конденсаторами заключается в следующем.

Часть мощности, передаваемой по линии, а именно реактивная, не расходуется на теплоту или механическую работу, а является лишь мерой энергии, которой обмениваются магнитные поля источника и приемника. Однако ток, соответствующий реактивной мощности, протекая по линии передачи, вызывает в ней потери мощности и напряжения.

Реактивный ток I_L и, следовательно, ток линии I_L можно уменьшить, подключив параллельно приемнику емкость C , в которой будет протекать ток I_C , направленный противоположно току I_L . Тогда в линии будет протекать уже меньший суммарный ток.

При этом угол между напряжением и током уменьшится от φ до φ_k , коэффициент мощности увеличится от $\cos \varphi$ до $\cos \varphi_k$.

коэффициент реактивной мощности уменьшится от $\operatorname{tg} \varphi$ до $\operatorname{tg} \varphi_n$, а потери мощности и напряжения также уменьшатся.

Для обеспечения наивысшей экономической эффективности мощность конденсаторных батарей в сетях напряжением 0,38 кВ нужно выбирать такой, чтобы в часы максимума реактивной нагрузки коэффициент мощности у потребителей был не менее 0,95. При этом коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$ не должен превышать 0,33.

Установка на подстанциях 110 ... 35/10 кВ трансформаторов с РПН необходима не только для снижения потерь энергии, но в первую очередь для соблюдения у потребителей нормированных отклонений напряжения.

Из-за несовпадения фактических и расчетных нагрузок некоторые трансформаторы эксплуатируемой сети могут быть недогружены, причем в последующие годы рост нагрузки части этих трансформаторов маловероятен. В этом случае целесообразно заменить трансформатор на аппарат меньшей мощности. При замене снижаются потери холостого хода, но увеличиваются потери в обмотках трансформатора. С учетом этого обстоятельства можно определить предельную загрузку установленного трансформатора, при которой целесообразна замена на трансформатор меньшей мощности.

Повышение пропускной способности сетей путем строительства новых линий и подстанций, а также замены проводов на перегруженных линиях осуществляют, как правило, в процессе развития сети по специальным проектам.

Что касается перевода электрических сетей на более высокое номинальное напряжение, то применительно к сельским сетям речь практически может идти лишь о переводе сохранившихся в отдельных районах сетей напряжением 6 кВ на напряжение 10 кВ.

Рациональное использование электроэнергии предполагает прежде всего улучшение работы ее приемников. При этом технико-экономические расчеты нужно выполнять для всей системы электроснабжения, то есть ее производства, распределения и применения. Экономический эффект должен быть определен в масштабе всей энергосистемы, но не отдельного хозяйства.

Для рационального использования электроэнергии важное значение имеет нормирование ее расхода, то есть установление норм удельного расхода. При наличии научно обоснованных, прогрессивных норм и соответствующей системе материального вознаграждения за их выполнение и перевыполнение обеспечивается существенная экономия электроэнергии.

По мере изменения технологического процесса, повышения квалификации персонала, установки более совершенного оборудования нормы должны систематически пересматриваться; это входит в обязанности работников электротехнической службы хозяйства (колхоза, совхоза).

Полученные расчетом удельные нормы расхода электроэнергии обязательно должны быть проверены для данного объекта путем замера расхода электроэнергии в нем в течение определенного срока (год, сезон работы) и при условии нормальной эксплуатации объекта.

Совершенно очевидно, что нормирование возможно только при налаженном учете расхода электрической энергии в данном хозяйстве.

В рациональном использовании электроэнергии существенную роль играет регулирование графиков нагрузки. Пропускная способность электрических сетей (проводов, трансформаторов и пр.) определяется максимальной расчетной нагрузкой: чем больше будет передаваться электроэнергии по этим сетям в течение суток или года, тем больше они будут использованы и тем выше будет экономичность электроснабжения. Следовательно, идеальным графиком для группы электроприемников была бы прямая линия, параллельная оси абсцисс с ординатой, равной максимальной нагрузке $P_{\max}$. Тогда потребление электроэнергии за сутки составило бы $W_{\max} = P_{\max} 24$.

В действительности реальный график нагрузки всегда отличается от идеального тем, что большую часть времени нагрузка меньше расчетной.

Для улучшения положения нужно, с одной стороны, как можно меньше электроприемников включать в часы максимума нагрузки, а с другой — по возможности загружать установку в ночные часы. Очень хорошими электроприемниками, могущими выровнять график в ночные часы, являются различные электронагревательные устройства с аккумулярованием тепла (электрические котлы, печи, обогреваемые полы и пр.). В ночные часы они запасают тепловую энергию, а затем позволяют расходовать ее днем.

Необходимо принимать все возможные меры для повышения коэффициента мощности во всех звеньях сельской электрической установки. Правильный выбор электродвигателей по мощности — одно из внутрихозяйственных мероприятий. Коэффициент мощности недогруженного асинхронного электродвигателя значительно ниже номинального. Поэтому при проектировании установки нельзя брать повышенные запасы мощности, а также применять двигатели закрытого типа там, где можно использовать открытые.

У многих потребителей продолжительность работы на холостом ходу составляет 50 ... 60 % всего времени эксплуатации. Электродвигатели таких потребителей целесообразно снабжать ограничителями холостого хода.

При наличии однофазных нагрузок существенное значение имеет равномерное распределение их по фазам, особенно при максимуме нагрузки. Нарушение симметрии приводит, как уже указывалось, к дополнительным потерям энергии и потере напряжения.

Наибольшая экономия электрической энергии может быть получена при внедрении электросберегающих технологий. Расчеты показывают, что дополнительные затраты, которые при этом обычно требуются, в 2 ... 3 раза меньше затрат на дополнительный расход электроэнергии. Кроме того, сохраняются невозобновляемые энергоресурсы — уголь, газ, жидкое топливо, уран.

В настоящее время ведутся исследования по разработке электросберегающих технологий во всех отраслях народного хозяйства, в том числе в сельском хозяйстве.

Очень важно использовать возобновляемые и вторичные энергетические ресурсы для снижения расхода электроэнергии. Так, в первую очередь нужно использовать энергию солнца для тепловых целей. Даже в центральной и северной частях СССР могут быть получены хорошие результаты.

Вторичные топливно-энергетические ресурсы представляют собой отходы низкопотенциальной теплоты в различных промышленных предприятиях, на тепловых электростанциях (в том числе атомных), металлургических, химических и других заводах, в вентиляционных выбросах производственных и бытовых объектов. Они составляют значительную долю от первичных энергоисточников и примерно равны общему объему полезно используемой тепловой энергии. Особенно перспективно использовать тепловые отходы газокompрессорных станций магистральных газопроводов, число которых быстро увеличивается.

Глава 3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ *

3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

От электрических сетей в сельских районах обычно питается большое число разнообразных потребителей электрической энергии, под которыми понимают приемник или группу приемников электрической энергии, объединенных технологическим процессом и размещенных на определенной территории. Приемником электрической энергии (электроприемником), в свою очередь, называют аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой ее вид.

В сельских районах находятся следующие потребители электрической энергии:

а) жилые дома колхозников, рабочих и служащих в сельских населенных пунктах;

б) больницы, школы, клубы, магазины, пекарни, прачечные и другие предприятия, обслуживающие население;

в) производственные потребители колхозов и совхозов (животноводческие фермы, зерноочистительные пункты, теплицы, хранилища сельскохозяйственной продукции, мельницы, гаражи, котельные и т. п.);

г) предприятия агропромышленного комплекса, хлебоприемные пункты, предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции (молокозаводы, консервные заводы, мясокомбинаты и т. п.);

д) прочие потребители, в числе которых могут быть промышленные предприятия и др.

В особую группу должны быть выделены крупные предприятия по производству сельскохозяйственной продукции на промышленной основе, в первую очередь животноводческие комплексы, птицефабрики и тепличные комбинаты. Схемы их электроснабжения отличаются от типовых схем в районах рассредоточенной сельскохозяйственной нагрузки и приближаются к соответствующим схемам для промышленных предприятий.

Для проектирования электрических линий, подстанций и станций необходимо знать нагрузки отдельных электроприемников и их групп.

Электрическая нагрузка в сельском хозяйстве, как и в других отраслях народного хозяйства, — величина непрерывно изменяющаяся: одни потребители включаются, другие отключаются.

* В написании главы 3 принимал участие доктор технических наук, профессор М. С. Левин.

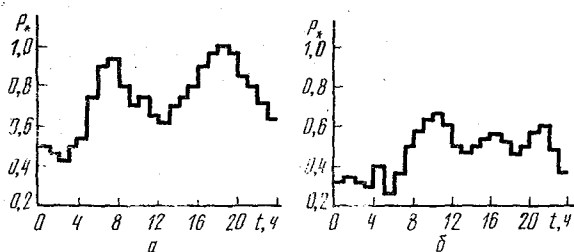


Рис. 3.1. Суточный график нагрузки:
 a — для зимнего дня; b — для летнего дня; P_* — мощность
 в относительных единицах по отношению к максимальной.

Мощность, потребляемая включенными электроприемниками, например электродвигателями, также изменяется с изменением загрузки приводимых в действие рабочих машин. Кроме того, с течением времени общая нагрузка непрерывно увеличивается, так как растет степень электрификации сельскохозяйственного производства и быта сельского населения.

Эти изменения, как правило, носят случайный характер, однако они подчиняются вероятностным законам, которые могут быть установлены с тем большей точностью, чем больше опытных данных было использовано при их определении.

Таким образом, обстоятельное изучение электрических нагрузок в сельском хозяйстве — сложная самостоятельная задача. В настоящем курсе эта задача рассматривается частично и сводится в первую очередь к определению **расчетных нагрузок**, то есть наибольших значений полной мощности на вводе к потребителю или в электрической сети за промежуток времени 0,5 ч в конце расчетного периода. Различают дневной S_d и вечерний S_v максимумы нагрузок потребителя или группы потребителей.

За **расчетный период** принимают время, истекшее с момента ввода установки в эксплуатацию до достижения нагрузкой расчетного значения. В сельских электроустановках продолжительность такого периода принимают равной 5 ... 10 годам. Необходимо также знать коэффициент мощности расчетных нагрузок.

Для распространенных в сельском хозяйстве электроприемников показатели нагрузки определяют по нормативам, которые приводятся ниже. При составлении типовых проектов и при определении нагрузок, данные по которым отсутствуют в типовой методике, используют реальные графики электрической нагрузки.

Графиком нагрузки называется зависимость активной P , реактивной Q или полной S мощности нагрузки от времени. Графики нагрузки могут быть **суточными** и **годовыми**.

В большинстве случаев в разные периоды года суточные графики нагрузки отличаются один от другого. Особенно значительно изменяется в средних и северных широтах осветительная нагрузка вследствие изменения продолжительности светового дня. При рас-

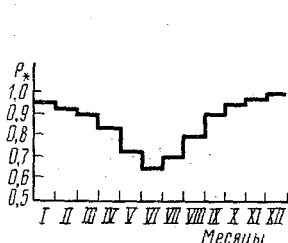


Рис. 3.2. Годовой график нагрузки.

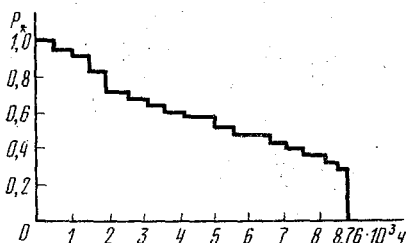


Рис. 3.3. Годовой график по продолжительности.

четах часто ограничиваются двумя характерными суточными графиками для зимнего (рис. 3.1, а) и для летнего (рис. 3.1, б) дней *.

Годовой график (рис. 3.2) — это изменение по месяцам года максимальной получасовой нагрузки. Он характеризует колебания расчетной мощности объекта в течение года.

Для практических целей удобен годовой график нагрузки по продолжительности (рис. 3.3). На этом графике по оси абсцисс откладывают время (в году 8760 ч), а по оси ординат — минимальную нагрузку, которая соответствует этому времени. Годовой график по продолжительности составляют на основе суточных графиков за все дни года.

С достаточной точностью годовой график по продолжительности можно построить, пользуясь суточными графиками только для двух дней в году — зимнего и летнего. Делают это следующим образом. Пусть рисунок 3.4, а представляет собой суточный график нагрузки зимнего, а рисунок 3.4, б — летнего дня. Проводят на графиках пунктирные прямые, соответствующие нагрузкам $P_1, P_2, \dots, P_n$. Для каждого суточного графика можно определить, сколько часов действует данная (или большая) нагрузка P_i : $t_{1\text{зим}}, t_{1\text{лет}}, t_{2\text{зим}}, t_{2\text{лет}}, \dots, t_{n\text{зим}}, t_{n\text{лет}}$.

Если теперь предположить, что сельские потребители в среднем в течение года работают 200 дней по зимнему графику и

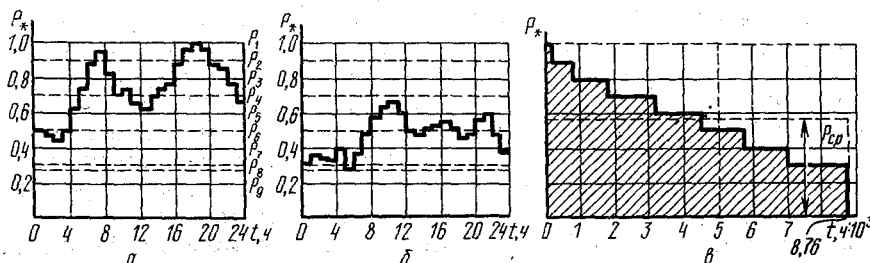


Рис. 3.4. Построение годового графика по продолжительности по суточным графикам зимнего и летнего дней.

* P_* — мощность в относительных единицах по отношению к максимальной.

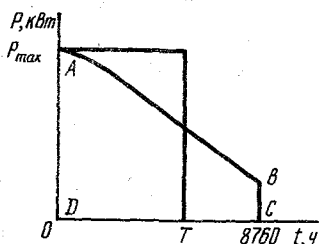


Рис. 3.5. Определение времени использования максимальной нагрузки по годовому графику по продолжительности.

165 дней по летнему, то продолжительность действия нагрузок $P_1, P_2, \dots, P_n$ и больших их в течение года определится так:

$$t_1 = 200t_{1 \text{ зим}} + 165t_{1 \text{ лет}};$$

$$t_2 = 200t_{2 \text{ зим}} + 165t_{2 \text{ лет}};$$

$$\dots \dots \dots$$

$$t_n = 200t_{n \text{ зим}} + 165t_{n \text{ лет}}.$$

Откладывая соответствующие точки в системе координат P, t и соединяя их, получаем годовой график по продолжительности (рис. 3.4, в). На этом графике $P_{\text{ср}}$ — средняя годовая мощность, которая равна количеству энергии W , переданной за год (то есть площади годового графика по продолжительности), деленной на полное число часов в году — 8760.

Имея графики нагрузки объекта, можно определить все величины, необходимые для проектирования системы электроснабжения.

Для определения расчетной нагрузки на графике берут участок, где в течение не менее получаса мощность наибольшая. В тех случаях, когда максимум нагрузки на графике длится менее получаса, эквивалентную мощность определяют по формуле

$$P_{\text{экив}} = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + \dots + P_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}, \quad (3.1)$$

где $P_1, P_2, \dots, P_n$ — наибольшие нагрузки; $t_1, t_2, \dots, t_n$ — продолжительность действия нагрузок.

Для того чтобы найти расчетную нагрузку, выраженную полной мощностью S , необходимо знать коэффициент мощности нагрузки $\cos \varphi_{\text{экив}}$ в период ее максимума:

$$S_{\text{экив}} = P_{\text{экив}} / \cos \varphi_{\text{экив}}. \quad (3.2)$$

Расчетную нагрузку определяют в дневное и в вечернее время отдельно.

Имея годовой график нагрузки объекта по продолжительности (рис. 3.5), можно определить время использования максимальной нагрузки T как основание прямоугольника, равновеликого по площади фигуре $ABCD$, высота которого равна расчетной нагрузке. Очевидно, что это время

$$T = \int_0^{8760} P dt / P_{\text{расч}}. \quad (3.3)$$

Зная расчетную нагрузку и время использования максимальной нагрузки, легко найти энергию, потребляемую объектом в течение года:

$$W = P_{\text{расч}} T. \quad (3.4)$$

Эту величину необходимо знать при выполнении технико-экономических расчетов.

Очевидно, что чем больше значение T , тем лучше используется электроснабжающая установка. В пределе при нагрузке, неизменной в течение всего года и равной расчетной, $T = 8760$ ч. В сельском хозяйстве нагрузка в течение суток и года сильно меняется и обычно значение T находится в пределах от 900 до 3400 ч.

Для всякого потребителя электроэнергии характерна его установленная (или номинальная) мощность $S_{\text{уст}}$, указанная в паспорте электрической лампы, электродвигателя или другой установки. Учитывается также присоединенная мощность, то есть мощность, которую потребляет из сети электроприемник при полной его нагрузке. Для всех электроприемников, кроме электродвигателей, присоединенная мощность $S_{\text{пр}}$ равна установленной. Для электродвигателей

$$S_{\text{пр}} = P_{\text{уст}} k_z / (\eta \cos \varphi),$$

где η — КПД электродвигателя; k_z — коэффициент загрузки рабочей машины, включающий каталожную неувязку, то есть превышение номинальной мощности электродвигателя над максимальной мощностью, потребляемой рабочей машиной.

При большом числе электроприемников они обычно одновременно не работают. Поэтому расчетную мощность на вводе в помещения определяют как арифметическую сумму присоединенных мощностей электроприемников, умноженную на коэффициент одновременности $k_o \leq 1$. Коэффициентом одновременности называют отношение расчетной нагрузки группы из нескольких электроприемников к сумме их максимальных нагрузок.

Точные способы определения нагрузок требуют значительного количества исходных данных и большой вычислительной работы. Поэтому на практике широко используют приближенные методы, которые позволяют сравнительно быстро находить нужные величины с погрешностью, обычно не превышающей $\pm 10\%$. Следует отметить, что для многих задач большая точность и не требуется, так как средний интервал между ближайшими стандартными сечениями * проводов или ступенями мощности трансформаторов более чем в 2 раза превышает $\pm 10\%$.

В 1980 ... 1981 годах институт «Сельэнергопроект» на основании статистической обработки большого опытного материала разработал и технический совет Министерства энергетики и электри-

* Здесь и далее под термином «сечение» подразумевается площадь поперечного сечения проводника.

фикации СССР утвердил «Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38 ... 110 кВ сельскохозяйственного назначения», а также программы для использования при расчетах электронно-вычислительных машин.

Ниже излагаются основные теоретические положения и результаты этой работы.

3.2. ПРОСТЕЙШИЕ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК

Как уже отмечалось, с течением времени по разным причинам непрерывно изменяются потребляемые электроприемниками активные и реактивные мощности. Отдельные приемники включаются и отключаются в соответствии с технологическим режимом работы предприятий, укладом жизни населения, изменением естественной освещенности. В зависимости от особенностей конкретного производственного процесса могут меняться механические нагрузки на валу электродвигателей. Вследствие различных факторов не остается постоянным напряжение на зажимах приемников. Наконец, изменяются число присоединенных к сети приемников и их мощности. Поэтому в каждый момент или период времени электрическая нагрузка представляет собой случайную или, точнее, неопределенную величину, значение которой теми или другими методами можно предсказать с достаточной для практических целей точностью.

На первых этапах электрификации сельского хозяйства электроснабжение сельскохозяйственных потребителей осуществлялось главным образом от малочисленных электростанций небольшой мощности и затраты на электрификацию были сравнительно невелики. Соответственно упрощенными были и методы определения расчетных нагрузок. Их значения обычно принимались по нормативам, которым, как правило, недоставало статистического обоснования.

По мере развития сельской электрификации основным источником электроснабжения сельских районов стали районные энергосистемы. Общая протяженность сельских электрических сетей превысила 4,0 млн км. Таким образом, резко возрастает массовость применения технических решений, выбираемых по данным о расчетных нагрузках, увеличиваются затраты на системы электроснабжения и соответственно растут требования к точности определения нагрузок. Эта точность может быть повышена путем создания адекватных математических моделей процесса изменения нагрузок во времени и достаточно полного информационного обеспечения этих моделей.

В последние годы в сельскохозяйственной электроэнергетике, как и в других отраслях народного хозяйства, широко применяют

вероятностно-статистические методы определения расчетных нагрузок. Реальный процесс изменения электрических нагрузок в общем случае рассматривают как нестационарный случайный процесс, в котором можно различить повторяющиеся суточные, недельные и годовые циклы. В свою очередь, изменение нагрузок в течение каждого цикла также считают нестационарным случайным процессом, который, однако, в отдельные периоды можно представить как стационарный. Такими периодами, например, являются часы максимальных и минимальных нагрузок суточного графика, рассматриваемого как одна из реализаций случайного процесса. Указанные положения легли в основу ряда простых, но достаточно надежных вероятностно-статистических моделей, используемых для определения расчетных значений электрических нагрузок.

Пусть, например, требуется определить максимальную нагрузку сельской электрической линии, к которой присоединена группа электроприемников равной мощности, имеющих одну и ту же вероятность включения каждого из них в часы максимальной нагрузки. При достаточно большом числе наблюдений эта вероятность равна отношению времени t_1 , в течение которого электроприемник включен в часы максимальной нагрузки, к общему времени максимальной нагрузки t : $p = t_1/t$.

При взаимной независимости отдельных приемников и одинаковой вероятности их включения распределение числа включенных приемников является биномиальным. Если к линии присоединено m приемников, то вероятность включения n из них составляет:

$$P_m^n = C_m^n p^n q^{m-n}, \quad (3.5)$$

где $q^{m-n} = 1 - p$, а C_m^n — число сочетаний из m по n ;

$$C_m^n = \frac{m!}{n!(m-n)!}. \quad (3.6)$$

Математическое ожидание нагрузки

$$M(S) = M = mps_0, \quad (3.7)$$

где s_0 — единичная мощность приемника.

Среднее квадратическое отклонение

$$\sigma(S) = \sigma = \sqrt{mpqs_0}. \quad (3.8)$$

При достаточно большом числе m в группе, что обычно бывает, закон распределения нагрузки можно считать нормальным.

Тогда функцию распределения нагрузки можно записать так:

$$F(S) = 1/(\sigma \sqrt{2\pi}) \int_{-\infty}^S e^{-(S-M)^2/(2\sigma^2)} dS. \quad (3.9)$$

Как известно, значение среднего квадратического отклонения можно рассматривать как оценку отклонения случайной величины от ее математического ожидания. Для определения расчетного значения нагрузки можно воспользоваться формулой

$$S_p = M + \beta \sigma, \quad (3.10)$$

где величина β по существу представляет собой коэффициент надежности расчета и определяет вероятность, с которой случайные значения нагрузки останутся меньшими принятого расчетного значения S_p . При определении расчетных нагрузок обычно принимают, что $\beta = 2 \dots 3$. При нормальном законе распределения нагрузки коэффициенту $\beta = 3$ соответствует вероятность непревышения расчетной нагрузки 99,87 %, а коэффициенту $\beta = 2$ — вероятность 97,7 %.

Выше мы определили расчетную нагрузку линии, считая известными в часы максимальной нагрузки число присоединенных к линии электроприемников и вероятность включения каждого из них. Возможен и несколько иной подход к задаче, основанный непосредственно на обработке суточных графиков нагрузки.

Вновь будем считать стационарными процессы изменения нагрузки в период вечернего (или дневного) максимума. Пусть известны результаты n измерений нагрузок в вечерние (дневные) часы ряда суток одного и того же сезона. Обычно эти результаты представляют в виде ряда последовательных значений нагрузки S_i ($i = 1, 2, \dots, n$), осредненных за соответствующие получасовые интервалы.

Найдем для полученной последовательности математическое ожидание нагрузки (в часы максимума) и среднее квадратическое отклонение:

$$M(S) = \bar{S} = \sum_{i=1}^n S_i/n; \quad (3.11)$$

$$\sigma(S) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (S_i - \bar{S})^2 / (n-1)}. \quad (3.12)$$

Закон распределения нагрузки по-прежнему является нормальным, и для соответствующей функции распределения справедливо выражение (3.9). Расчетную нагрузку по аналогии с (3.10) можно найти по формуле

$$S_p = \bar{S} + \beta \sigma(S). \quad (3.13)$$

3.3. ВЕРОЯТНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАГРУЗОК СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ. РАСЧЕТ НАГРУЗОК ПО ИХ ВЕРОЯТНОСТНЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ

В институте «Сельэнергопроект» на основе многолетних экспериментальных исследований определены основные вероятностные характеристики нагрузок сельскохозяйственных потребителей. В качестве примера в таблице 3.1 приведены характеристики нагрузок ряда сельскохозяйственных объектов.

В этой таблице для режимов вечернего и дневного максимумов указаны средние значения активной $\bar{P}$ и реактивной $\bar{Q}$ мощностей, то есть их математические ожидания. Здесь же для указанных режимов приведены расчетные максимальные значения активной и реактивной нагрузок, вычисленные по формуле (3.13) при $\beta = 2$ по известным значениям среднеквадратического отклонения или дисперсии $D = \sigma^2$.

Значения дисперсии $D(P)$ и $D(Q)$ можно получить из таблицы 3.1 по выражениям:

$$\left. \begin{aligned} D(P) &= [(P_{\max} - \bar{P})/2]^2; \\ D(Q) &= [(Q_{\max} - \bar{Q})/2]^2. \end{aligned} \right\} \quad (3.14)$$

Математические ожидания $\bar{P}$ и $\bar{Q}$ и дисперсии $D(P)$ и $D(Q)$ (или соответствующие средние квадратические отклонения) представляют основные вероятностные характеристики электрических нагрузок сельскохозяйственных потребителей. При помощи этих характеристик определяют расчетные электрические нагрузки линий и подстанций, к которым присоединено любое число разных объектов. С этой целью используют известные из курса теории вероятностей теоремы сложения математических ожиданий и сложения дисперсий.

Рассматривая электрические нагрузки как случайные величины, можно, как известно, для математического ожидания суммарной (например, активной) нагрузки n потребителей $\bar{P}_\Sigma$ записать:

$$\bar{P}_\Sigma = \sum_{i=1}^n \bar{P}_i, \quad (3.15)$$

где $\bar{P}_i$ — математическое ожидание активной нагрузки i -го потребителя.

Если рассматривать активные и реактивные нагрузки всех потребителей как независимые случайные величины, то для дис-

3.1. Электрические нагрузки производственных, общественных и коммунально-бытовых потребителей

Объекты	Дневной максимум нагрузки				Вечерний максимум нагрузки				Коэффициенты сезонности				Установленная мощность, кВт
	активной, кВт		реактивной, квар		активной, кВт		реактивной, квар		k_3	k_B	k_L	k_0	
	P_{max}	$\bar{P}$	Q_{max}	$\bar{Q}$	P_{max}	$\bar{P}$	Q_{max}	$\bar{Q}$					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Животноводческие комплексы и фермы													
Откорм свиней на 4000 голов	75	35	65	30	45	20	40	15	0,9	1,0	1,0	0,9	—
Производство молока:													
200 коров	35	10	30	10	25	10	20	5	1,0	0,8	0,7	0,9	—
600 »	140	85	125	75	140	85	125	75	1,0	0,8	0,7	0,9	—
2000 »	375	280	330	230	375	290	330	230	1,0	0,8	0,7	0,9	—
Выращивание и откорм КРС:													
5 000	300	210	265	180	260	180	230	160	1,0	0,8	0,6	0,9	—
10 000	450	340	400	300	340	250	300	210	1,0	0,8	0,6	0,9	—
Птицефабрика по производству яиц на 200 тыс. кур-несушек	1350	1320	1000	940	1350	1320	1000	940	1,0	0,9	0,9	1,0	—
Птицефабрика мясного направления на 250 тыс. бройлеров	230	180	100	70	230	180	100	70	1,0	1,0	1,0	1,0	—
Птицеферма:													
на 10 тыс. кур-несушек	55	40	40	25	55	40	40	25	1,0	0,9	0,8	0,9	—
на 50 тыс. кур-несушек	280	235	210	170	280	235	210	170	1,0	0,9	0,8	0,9	—
Овцеводческая ферма с полным оборотом стада на 2400 овцематок	145	100	110	60	145	100	110	60	1,0	0,8	0,5	0,8	—
Животноводство и птицеводство													
Коровник привязного содержания с механизированным доением, уборкой навоза и электронагревателем на 100 коров	10	2	8	1	10	2	8	1	1,0	0,8	0,7	0,9	20 ... 30
Коровник беспривязного содержания на 400 коров	5	0,5	—	—	5	0,5	—	—	1,0	0,7	0,5	0,8	5

Телятник с родильным отделением на 120 телят	5	0,5	3	0,2	8	1	5	0,5	1,0	0,8	0,4	0,8	14
Кормоцех фермы КРС на 800 ... 1000 голов	50	20	45	20	50	20	45	20	1,0	0,8	0,6	0,9	130
Свинарник-откормочник на 1000 ... 1200 голов	2	0,1	—	—	6	1	—	—	1,0	0,8	0,2	0,9	8
Кормоцех на 12 тыс. свиней	65	25	55	20	20	4	15	2	1,0	0,9	0,8	0,9	120
Птичник:													
на 6 ... 9 тыс. цыплят	25	10	10	2	25	10	7	1	1,0	1,0	1,0	1,0	40
на 5 ... 6 тыс. кур	20	5	10	2	20	5	10	2	1,0	0,9	0,8	0,9	40
Кормоцех птицефермы на 25 ... 30 тыс. кур	25	5	20	4	10	1	7	1	1,0	0,9	0,9	1,0	60
Инкубаторий:													
2 инкубатора	20	5	—	—	20	5	—	—	1,0	1,0	1,0	1,0	25
10 инкубаторов	80	45	—	—	80	45	—	—	1,0	1,0	1,0	1,0	120
Овчарня:													
на 800 ... 1000 овцематок	1	0,4	—	—	5	3	—	—	1,0	0,8	0,5	0,8	6
на 1000 голов молодняка	2	0,4	—	—	4	2	—	—	1,0	0,8	0,5	0,8	5
Комбикормовый завод производительностью 60 т в сутки	650	120	575	115	650	120	575	115	1,0	0,8	0,6	1,0	1290

Растениеводство, подсобное производство

Зернохранилище с передвижными механизмами вместимостью 1000 ... 2000 т	20	4	18	3	10	2	5	0,5	0,3	0,4	1,0	1,0	60
Холодильник для хранения фруктов вместимостью 50 т	8	2	6	2	8	2	6	2	0,8	0,3	0,7	1,0	12
Семенохранилище вместимостью 1000 т	80	35	60	20	80	35	60	20	0,5	0,8	1,0	1,0	100
Склад минеральных удобрений	12	2	4	0,5	1	0,2	—	—	0,5	1,0	0,5	0,4	16
Склад нефтепродуктов вместимостью до 300 м³	5	0,5	4	0,5	2	0,5	—	—	1,0	1,0	1,0	1,0	7
Гараж с профилакторием на 10 автомобилей	20	5	18	5	10	2	8	1	1,0	0,7	0,5	0,8	45
Центральная ремонтная мастерская на 150 ... 200 тракторов	90	50	80	40	45	20	40	15	1,0	0,8	0,8	0,9	230
Котельная с двумя котлами «Универсал-6» для отопления	15	5	10	2	15	5	10	2	1,0	0,8	0,5	0,9	25

Объекты	Дневной максимум нагрузки				Вечерний максимум нагрузки				Коэффициенты сезонности				Установленная мощность, кВт
	активной, кВт		реактивной, квар		активной, кВт		реактивной, квар		k_s	k_v	k_d	k_o	
	$P_{\max}$	$\bar{P}$	$Q_{\max}$	$\bar{Q}$	$P_{\max}$	$\bar{P}$	$Q_{\max}$	$\bar{Q}$					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Общественные учреждения и коммунально-бытовые потребители													
Общеобразовательная школа с мастерской на 190 учащихся	14	3	7	2	20	5	10	2	1,0	0,8	0,1	0,8	—
Детские ясли-сад на 90 мест	12	3	6	0,5	8	1	4	0,5	1,0	0,9	0,8	0,9	—
Административное здание (контора колхоза, совхоза) на 15 ... 25 рабочих мест	15	4	10	2	8	1	—	—	1,0	0,8	0,8	0,9	—
Сельсовет с отделением связи	7	1,5	3	0,5	3	0,2	—	—	1,0	0,8	0,7	0,9	—
Дом культуры со зрительным залом на 150 ... 200 мест	5	0,8	3	0,2	14	2	8	2	1,0	0,8	0,7	0,9	—
Сельская поликлиника на 150 посещений в смену	15	5	8	1,5	30	10	20	5	1,0	0,8	0,7	0,9	—
Столовая с электронагревательным оборудованием на 35 мест	20	6	10	2	10	2	4	1	1,0	0,9	0,8	0,9	—
Магазин, смешанный ассортимент на 2 рабочих места	2	0,8	—	—	4	1,6	—	—	1,0	0,6	0,4	0,7	—
Комбинат бытового обслуживания на 10 рабочих мест	5	1	3	0,5	2	0,5	—	—	1,0	0,7	0,6	0,8	—
Баня на 20 мест	8	2	5	0,5	8	2	5	0,5	1,0	0,9	0,8	0,9	—
Жилой дом с электроплитой	3,5	0,32	1,15	0,09	6,0	0,55	1,50	0,17	1,0	0,8	0,7	0,9	—
Жилой дом с электроплитой и кондиционером	4,1	0,44	1,75	0,21	7,0	0,75	2,5	0,37	1,0	0,82	0,75	0,9	—
Наружное освещение с лампами накаливания	0	0	0	0	—	—	0	0	1,0	1,0	1,0	1,0	—
Наружное освещение с люминесцентными лампами	0	0	0	0	—	—	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	—

персии суммарной (например, активной) нагрузки n потребителей можно записать:

$$D_{\Sigma}(P) = \sum_{i=1}^n D_i(P), \quad (3.16)$$

где $D_i(P)$ — дисперсия активной нагрузки i -го потребителя.

Аналогичные выражения справедливы и для реактивных нагрузок.

Расчетные активные и реактивные нагрузки линии или подстанции, питающей n потребителей, определяют по следующим формулам:

$$P = \bar{P}_{\Sigma} + \beta \sqrt{D_{\Sigma}(P)}; \quad (3.17)$$

$$Q = \bar{Q}_{\Sigma} + \beta \sqrt{D_{\Sigma}(Q)}. \quad (3.18)$$

Расчетную полную мощность можно вычислить по формуле

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (3.19)$$

Расчеты сетей напряжением 10 ... 110 кВ по изложенной методике можно выполнить на ЭВМ по специальной программе, разработанной институтом «Сельэнергопроект». Для этого при подготовке исходных данных записывают на специальных носителях и вводят в ЭВМ характеристики и шифры потребителей, нагрузки которых должны суммироваться. Суммирование выполняют по типовым суточным графикам активной и реактивной мощностей. Некоторые из этих графиков приведены в таблицах 3.2 и 3.3.

Коэффициенты сезонности активной и реактивной нагрузок для каждого месяца относительно годовой максимальной активной нагрузки приведены в таблице 3.4.

Ординаты графиков составляют значения математических ожиданий активных и реактивных мощностей в различные часы суток четырех сезонов и приведены в процентах от математического ожидания максимальной активной нагрузки каждого сезона. Кроме того, для всех часов суток каждого сезона даны значения коэффициентов вариации, равные отношению среднего квадратического отклонения к соответствующему математическому ожиданию:

$$\left. \begin{aligned} C_P &= \sigma(P)/\bar{P} \% ; \\ C_Q &= \sigma(Q)/\bar{Q} \% . \end{aligned} \right\} \quad (3.20)$$

Приведенные в таблицах коэффициенты вариации соответствуют значению математического ожидания максимальной нагрузки $\bar{P}_{\text{ст}} = 100$ кВт.

Зная математические ожидания и коэффициенты вариации, можно определить средние квадратические отклонения и дисперсии нагрузок в каждый час суток соответствующего сезона.

3.2. Суточные графики активных и реактивных нагрузок производственных потребителей колхозов и совхозов

Время года	Показатель нагрузки	Нагрузка в часы суток																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Зима	<i>P</i>	35	35	35	35	45	50	60	65	75	90	100	85	60	70	75	75	70	65	60	60	55	50	45	35
	<i>C_P</i>	15	15	15	15	20	35	40	40	35	30	30	35	35	35	35	35	35	40	35	35	30	25	20	15
	<i>Q</i>	25	25	25	30	40	45	55	60	70	90	100	85	65	75	80	75	70	60	55	55	50	35	30	25
	<i>C_Q</i>	15	15	15	15	20	35	40	45	40	35	35	40	35	35	35	35	35	35	30	30	25	25	20	15
Весна	<i>P</i>	30	30	30	30	45	50	50	60	80	90	100	85	60	65	70	70	65	60	60	60	55	50	45	35
	<i>C_P</i>	10	10	10	10	20	35	35	35	40	35	35	35	30	35	35	35	35	35	35	35	30	25	20	10
	<i>Q</i>	20	20	20	20	35	45	50	60	70	90	100	80	65	65	70	70	65	60	55	50	45	40	30	25
	<i>C_Q</i>	10	10	10	10	20	30	30	30	40	40	35	40	30	40	40	40	40	35	30	30	25	25	20	10
Лето	<i>P</i>	30	30	30	30	40	45	50	70	85	90	100	80	55	55	65	70	70	65	65	65	55	55	40	35
	<i>C_P</i>	10	10	10	10	25	30	35	50	50	45	40	40	35	35	40	40	40	40	40	40	35	30	20	15
	<i>Q</i>	25	25	25	25	35	40	55	70	90	95	100	85	60	60	70	75	75	65	65	60	50	50	30	30
	<i>C_Q</i>	10	10	10	10	25	30	30	50	55	50	50	45	40	40	45	45	45	45	45	40	35	30	20	15
Осень	<i>P</i>	35	35	35	35	45	35	60	65	80	95	100	85	60	65	70	70	65	60	60	60	55	50	45	35
	<i>C_P</i>	15	15	15	15	20	35	40	40	40	40	35	35	30	30	35	35	35	35	35	35	30	25	20	15
	<i>Q</i>	30	30	30	30	40	35	55	70	80	90	100	90	70	60	75	75	70	60	60	60	55	50	45	30
	<i>C_Q</i>	15	15	15	15	20	25	40	40	45	40	45	40	30	40	40	40	35	35	35	30	25	20	20	15

3.3. Суточные графики смешанной нагрузки колхозов и совхозов

Время года	Показатель нагрузки	Нагрузка в часы суток																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Зима	P	35	35	35	35	45	50	65	80	70	75	80	75	65	60	60	60	70	85	100	95	80	60	50	40
	C_P	15	15	15	15	20	35	40	40	35	30	30	30	30	30	30	30	35	30	30	30	30	25	20	15
	Q	30	30	30	30	40	50	65	80	70	75	80	75	65	60	60	60	70	85	100	95	85	70	50	30
	C_Q	15	15	15	15	20	35	40	40	35	30	30	30	30	30	30	30	30	25	25	25	20	15	15	15
Весна	P	30	30	30	30	45	50	60	70	60	75	85	75	65	60	60	60	60	60	65	85	100	85	60	40
	C_P	10	10	10	10	20	30	35	35	35	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	15
	Q	25	25	25	25	40	50	60	70	60	75	85	75	60	55	60	60	60	60	65	85	100	85	70	40
	C_Q	10	10	10	10	20	30	35	35	35	30	30	30	30	30	30	30	30	30	25	25	25	25	20	10
Лето	P	30	30	30	30	45	45	50	70	75	75	80	70	60	55	50	60	60	60	65	75	80	100	60	40
	C_P	10	10	10	10	20	25	30	35	35	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	35	35	20
	Q	25	25	25	25	40	50	65	70	75	75	80	70	60	60	55	60	60	60	65	70	75	100	65	40
	C_Q	10	10	10	10	20	20	20	30	30	30	30	30	25	25	25	30	30	30	30	30	30	30	25	15
Осень	P	35	35	35	35	40	40	60	70	70	80	80	70	60	60	60	60	60	70	80	100	85	70	55	40
	C_P	15	15	15	15	20	20	30	35	35	35	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	20	15
	Q	35	35	35	35	40	40	60	65	70	80	85	70	60	60	65	65	65	70	80	100	85	75	55	40
	C_Q	15	15	15	15	20	20	25	35	35	35	30	25	25	25	25	25	25	25	25	20	20	20	20	15

3.4. Коэффициенты сезонности для суточных графиков, приведенных в таблицах 3.2 и 3.3

Месяц	k_P		k_Q	
	табл. 3.2	табл. 3.3	табл. 3.2	табл. 3.3
Январь	1,0	1,0	0,8	0,75
Февраль	1,0	1,0	0,8	0,75
Март	0,9	0,8	0,7	0,6
Апрель	0,8	0,8	0,6	0,6
Май	0,7	0,8	0,55	0,6
Июнь	0,7	0,7	0,55	0,55
Июль	0,7	0,7	0,55	0,55
Август	0,7	0,7	0,55	0,55
Сентябрь	0,7	0,9	0,55	0,7
Октябрь	0,8	0,9	0,6	0,7
Ноябрь	0,9	0,9	0,7	0,7
Декабрь	1,0	1,0	0,8	0,75

Используя теоремы сложения математических ожиданий и дисперсий, по изложенной выше методике можно найти для каждого часа расчетные нагрузки подстанций или участков линий, к которым присоединено несколько потребителей с известными типовыми графиками.

Типовые графики целесообразно использовать при сравнительно точных расчетах, например при определении потерь мощности и энергии в эксплуатируемых электрических сетях.

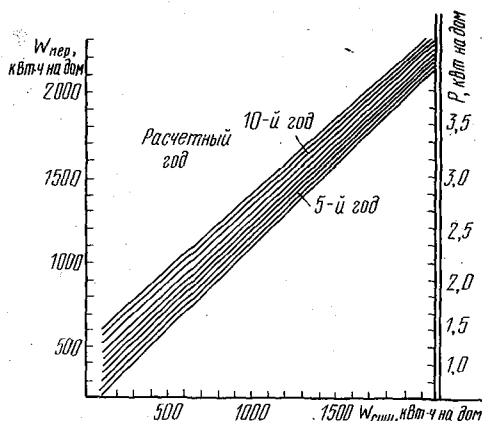
3.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ ПОМОЩИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ОДНОВРЕМЕННОСТИ

Если по каким-либо причинам расчетные нагрузки определяют без применения ЭВМ, то используют несколько иную методику расчета. Исходными данными при этом служат значения расчетных нагрузок на вводах потребителей и коэффициентов одновременности, принимаемых по специальным таблицам в зависимости от числа электроприемников. Напомним, что коэффициентом одновременности называют отношение расчетной нагрузки группы электроприемников к сумме их максимальных нагрузок. Нагрузки, как правило, определяют отдельно для режимов дневного и вечернего максимумов. Если от сети питаются только производственные потребители, расчет можно выполнять лишь для дневных часов. Если же потребители только бытовые, можно рассчитывать лишь вечерний режим.

Для упрощения расчетов используют коэффициенты дневного и вечернего максимумов k_d и k_v . Для производственных потреби-

Рис. 3.6. Расчетная нагрузка на вводе в сельский жилой дом и перспективное потребление электроэнергии в зависимости от существующего уровня электропотребления:

$W_{\text{пер}}$ — перспективное потребление электроэнергии на расчетный год; $W_{\text{сущ}}$ — существующий уровень годового электропотребления; P — расчетная нагрузка на вводе в дом.



телей их принимают равными $k_d = 1$, $k_v = 6$; для бытовых потребителей без электроплит $k_d = 0,3$... $0,4$, $k_v = 1$, а с электроплитами $k_d = 0,6$, $k_v = 1$; для смешанной нагрузки $k_d = k_v = 1$.

Линии напряжением 0,38 кВ и трансформаторные пункты напряжением 6 ... 35/0,38 кВ. Нагрузки этих элементов сети складываются из нагрузок жилых домов, общественных и коммунальных учреждений и производственных потребителей, а также нагрузки уличного и наружного освещения.

Сельским жилым домом считают многоквартирный дом или квартиру в многоквартирном доме, имеющие отдельный счетчик электроэнергии.

Обработка многочисленных статистических данных подтвердила наличие корреляционной зависимости между годовым потреблением электроэнергии в жилом доме и максимальной нагрузкой на его вводе. Поэтому расчетную нагрузку на вводе в жилой дом можно определить по рисунку 3.6. Данные о существующем уровне электропотребления, как правило, есть за минувший год, а сеть вводится в эксплуатацию не ранее чем через год после составления проекта. Поэтому при проектировании расчетным считают 12-й год при десятилетнем расчетном периоде и 7-й год — при пятилетнем.

Если к концу расчетного периода населенный пункт предполагается газифицировать, то полученные по рисунку 3.6 нагрузки уменьшают на 20 %.

Для вновь электрифицируемых населенных пунктов, а также при отсутствии сведений об электропотреблении домов принимают следующие значения расчетных нагрузок на вводах в жилые дома:

а) в газифицированных населенных пунктах преимущественно старой застройки (более 60 % домов построено более 20 лет назад) — 1,5 кВт, а новой застройки — 1,8 кВт;

б) в негазифицированных пунктах преимущественно старой застройки — 1,8 кВт, новой застройки — 2,2 кВт;

в) для вновь строящихся благоустроенных квартир в городах, поселках городского типа, поселках при крупных животноводче-

3.5. Коэффициенты одновременности в сетях напряжением 0,38 кВ

Число потребителей	Коэффициенты одновременности для			
	жилых домов с нагрузкой на вводе		жилых домов с электроплитами и водонагревателями	производственных потребителей
	до 2 кВт на 1 дом	свыше 2 кВт на 1 дом		
2	0,76	0,75	0,73	0,85
3	0,66	0,64	0,62	0,80
5	0,55	0,53	0,50	0,75
10	0,44	0,42	0,38	0,65
20	0,37	0,34	0,29	0,55
50	0,30	0,27	0,22	0,47
100	0,26	0,24	0,17	0,40
200	0,24	0,20	0,15	0,35
500 и более	0,22	0,18	0,12	0,30

ских и других комплексах с газификацией — 4 кВт, без газификации — 5 кВт.

Расчетные нагрузки жилых домов с электроплитами принимают равными 6 кВт, с электроплитами и водонагревателями — 7,5 кВт. При наличии бытовых кондиционеров расчетные нагрузки увеличивают на 1 кВт.

Максимальные нагрузки на вводах производственных потребителей, общественных учреждений и коммунальных предприятий принимают по данным таблицы 3.1.

Нагрузки уличного освещения принимают по соответствующим нормам. В зависимости от типа покрытия и ширины проезжей части дорог и улиц удельная мощность осветительных установок при средней освещенности от 1 до 4 лк составляет от 3 до 13 Вт на 1 м.

Нормативы нагрузки наружного освещения территории хозяйственных дворов составляют 250 Вт на одно помещение и 3 Вт на 1 м длины периметра двора, а для общественных и торговых центров — 0,5 Вт на 1 м² площади.

Дневную и вечернюю расчетные нагрузки группы однородных потребителей соизмеримой мощности на участках ВЛ 0,38 кВ определяют по формулам:

$$P_d = k_o \sum P_{di}; \quad (3.21)$$

$$P_v = k_o \sum P_{vi}, \quad (3.22)$$

где P_i — суммируемые мощности отдельных потребителей; k_o — коэффициент одновременности (табл. 3.5).

Индекс «д» относится к дневному режиму, а индекс «в» — к вечернему.

Если нагрузки потребителей в группе отличаются по значению более чем в четыре раза, их суммируют, пользуясь таблицей 3.6,

3.6. Суммирование нагрузок в сетях напряжением 0,38 кВ

P_M	$P_{доб}$	P_M	$P_{доб}$	P_M	$P_{доб}$	P_M	$P_{доб}$
0,2	+0,2	12	+7,3	50	+34,0	170	+123
0,4	+0,3	14	+8,5	55	+37,5	180	+130
0,6	+0,4	16	+9,8	60	+41,0	190	+140
0,8	+0,5	18	+11,2	65	+44,5	200	+150
1,0	+0,6	20	+12,5	70	+48,0	210	+158
2,0	+1,2	22	+13,8	80	+55,0	220	+166
3,0	+1,8	24	+15,0	90	+62,0	230	+174
4,0	+2,4	26	+16,4	100	+69,0	240	+182
5,0	+3,0	28	+17,7	110	+76	250	+190
6,0	+3,6	30	+19,0	120	+84	260	+198
7,0	+4,2	32	+20,4	130	+92	270	+206
8,0	+4,8	35	+22,8	140	+100	280	+214
9,0	+5,4	40	+26,5	150	+108	290	+222
10	+6,0	45	+30,2	160	+116	300	+230

3.7. Коэффициенты мощности сельскохозяйственных потребителей и трансформаторных пунктов напряжением 10/0,38 кВ

Потребители, трансформаторные подстанции	Коэффициент мощности $\cos \varphi$ и коэффициент реактивной мощности $\lg \varphi$ в максимум нагрузки			
	дневной		вечерний	
	$\cos \varphi$	$\lg \varphi$	$\cos \varphi$	$\lg \varphi$
Животноводческие и птицеводческие помещения	0,75	0,88	0,85	0,62
То же, с электрообогревом	0,92	0,43	0,96	0,29
Отопление и вентиляция животноводческих помещений	0,99	0,15	0,99	0,15
Кормоцехи	0,75	0,88	0,78	0,80
Зерноочистительные тока, зернохранилища	0,70	1,02	0,75	0,88
Установки орошения и дренажа почвы	0,80	0,75	0,80	0,75
Парники и теплицы на электрообогреве	0,92	0,43	0,96	0,29
Мастерские, тракторные станы, гаражи	0,70	1,02	0,75	0,88
Мельницы, маслобойки	0,80	0,75	0,85	0,62
Цеха по переработке сельскохозяйственной продукции	0,75	0,88	0,80	0,75
Общественные учреждения и коммунальные предприятия	0,85	0,62	0,90	0,48
Жилые дома без электроплит	0,90	0,48	0,93	0,40
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,92	0,43	0,96	0,29
Трансформаторные пункты напряжением 10/0,38 кВ с нагрузкой:				
производственной	0,70	1,02	0,75	0,88
коммунально-бытовой	0,90	0,48	0,92	0,43
смешанной	0,80	0,75	0,83	0,67

3.8. Зависимость годового числа часов использования максимума от расчетной нагрузки

Расчетная нагрузка, кВт	Число часов использования максимума (Т) при нагрузке		
	коммунально-бытовой	производственной	смешанной
До 10	900	1100	1300
10 ... 20	1200	1500	1700
20 ... 50	1600	2000	2200
50 ... 100	2000	2500	2800
100 ... 250	2350	2700	3200
Более 250	2600	2800	3400

в которой P_m — меньшая из слагаемых нагрузок, а $P_{доб}$ — добавка к большей слагаемой нагрузки. Тогда

$$P = P_б + P_{доб},$$

где $P_б$ — большая из нагрузок.

Таблицей 3.6 пользуются и для определения суммарной расчетной нагрузки на участках сети с жилыми домами, общественными и коммунальными учреждениями и производственными потребителями. Предварительно расчетные нагрузки каждой группы в зависимости от числа потребителей в них находят при помощи соответствующих коэффициентов одновременности.

Этим же способом можно определить расчетную нагрузку на шинах трансформаторных пунктов.

Значения полных мощностей на участках сети напряжением 0,38 кВ определяют по формуле

$$S = P / \cos \varphi, \quad (3.23)$$

где значения $\cos \varphi$ принимают по таблице 3.7.

Годовое потребление электроэнергии на шинах трансформаторных пунктов напряжением 10/0,38 кВ можно определить по формуле

$$W_{год} = P_{max} T, \quad (3.24)$$

где T — число часов использования максимальной нагрузки (табл. 3.8).

Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий иногда осуществляют от трансформаторных пунктов сравнительно небольшой мощности, и поэтому при пуске асинхронных двигателей мощностью 10 кВт и более (особенно при тяжелых условиях пуска) может потребоваться специальная проверка.

Ниже приведены наибольшие мощности двигателей на сельскохозяйственных предприятиях.

Объект	Наибольшая мощность двигателя (свыше 10 кВт), кВт
Кормоцех для свинофермы	22 ... 30
Оборудование для прессования кормов	110 ... 250
Оборудование для гранулирования травяной муки	45 ... 75
Агрегат для приготовления травяной муки	30 ... 160
Дробилка кормов	30 ... 40
Измельчитель грубых кормов	22 ... 150
Комбикормовый завод	75
Холодильник для хранения фруктов	13 ... 40
Семеновохранилище	22
Лесопильный цех с пилорамой	22 ... 30
Мельница	10 ... 22
Приемный пункт молокозавода	14 ... 30
Кирпичный завод	20

Способ определения расчетных нагрузок ТП зависит от вида полученных результатов измерений, характера нагрузки ТП и т. д. Расчетные нагрузки существующих ТП 10/0,38 кВ в конце расчетного периода определяют по формуле

$$P = P_{\text{изм}} k_p,$$

где $P_{\text{изм}}$ — существующая нагрузка ТП по результатам измерений; k_p — коэффициент роста нагрузки (табл. 3.9).

Для животноводческих комплексов, работающих с проектной мощностью, коэффициент роста принимают равным 1.

Расчетные нагрузки вновь вводимых потребителей принимают по данным проектов или по таблице 3.1. Если для ТП имеются данные лишь о годовом потреблении энергии, расчетную нагрузку определяют по данным о числе часов использования максимальной нагрузки (табл. 3.8).

Если измерена максимальная токовая нагрузка, то расчетную активную мощность определяют по формуле

$$P = \sqrt{3}UI \cos \varphi = 0,66I \cos \varphi,$$

где I — измеренная токовая нагрузка, А.

Коэффициент мощности принимают по результатам измерений или по данным таблицы 3.7.

3.9. Коэффициенты роста нагрузок ТП 10/0,38 кВ

Вид нагрузки	Коэффициент k_p за расчетный год			
	5-й	7-й	10-й	12-й
Коммунально-бытовая	1,2	1,3	1,8	2,0
Производственная	1,3	1,4	2,1	2,4
Смешанная и несельскохозяйственная	1,3	1,4	2,0	2,2

3.10. Суммирование нагрузок в сетях напряжением 6 ... 35 кВ

P_M	$P_{доб}$	P_M	$P_{доб}$	P_M	$P_{доб}$	P_M	$P_{доб}$
1	+0,6	80	+59,5	280	+220	580	+465
2	+1,2	90	+67,0	300	+235	600	+483
4	+2,5	100	+74,5	320	+251	650	+525
6	+3,7	110	+82	340	+267	700	+570
8	+5,0	120	+90	360	+283	750	+610
10	+6,3	130	+98	380	+299	800	+650
15	+9,7	140	+106	400	+315	850	+695
20	+13,0	150	+115	420	+332	900	+740
25	+16,5	160	+123	440	+348	950	+785
30	+20,4	170	+131	460	+365	1000	+830
35	+24,4	180	+139	480	+382	1100	+918
40	+28,4	190	+147	500	+400	1200	+1005
45	+32,4	200	+155	520	+416	1300	+1093
50	+36,5	220	+170	540	+432	1400	+1182
60	+44,0	240	+186	560	+448	1500	+1270
70	+52,0	260	+204				

Линии напряжением 6 ... 110 кВ и трансформаторные подстанции напряжением 110 ... 35/6 ... 10 кВ. Расчетные нагрузки участков распределительных сетей напряжением 6 ... 35 кВ определяют по тем же формулам, что и в сетях 0,38 кВ. Но при этом пользуются следующими значениями коэффициентов одновременности:

Число ТП	2	3	5	10	20	25 и более
Коэффициент одновременности	0,9	0,85	0,8	0,75	0,70	0,65

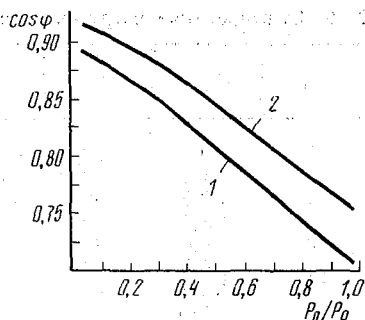
Расчетные нагрузки питающих линий напряжением 35 и 110 кВ, а также трансформаторных подстанций 110/35 кВ определяют суммированием расчетных нагрузок подстанций 35/10 кВ (или линий 35 кВ) со следующими коэффициентами одновременности: при двух подстанциях или линиях — 0,97, при трех — 0,95, при четырех и более — 0,9.

Если нагрузки отдельных подстанций или линий в сетях напряжением 6 ... 35 кВ отличаются по значению более чем в 4 раза, их суммируют, пользуясь таблицей 3.10, в которой P_M — меньшая из слагаемых нагрузок, а $P_{доб}$ — добавка к большей из нагрузок.

3.11. Коэффициенты сезонности сельскохозяйственных потребителей

Потребители	Коэффициенты сезонности для			
	зимы	весны	лета	осени
Обычные	1	0,8	0,7	0,9
Орошение	0,0 ... 0,1	0,3 ... 0,5	1	0,2 ... 0,5
Парники и теплицы с электрообогревом	0,3	1	0	0
Осенне-летние потребители	0,2	0	1	1

Рис. 3.7. Зависимости коэффициента мощности от доли производственной нагрузки: 1 — в дневной максимум; 2 — в вечерний максимум.



В сельском хозяйстве широко распространены сезонные потребители, которые потребляют электроэнергию не круглый год, а по сезонам: летом и осенью — зернотока и пункты по переработке овощей, фруктов и технических культур; зимой и весной — теплицы и парники; весной, летом и осенью — орошение и т. д. Если в зоне электроснабжения такие потребители есть, то расчетные нагрузки определяют с учетом коэффициентов сезонности в соответствии с таблицей 3.11.

Если весной суммарная расчетная нагрузка сезонных потребителей составляет более 20 % мощности остальных потребителей, летом — более 30 % и осенью — более 10 %, то нагрузку рассчитывают не только для зимнего сезона, но и для других сезонов.

Для расчета сетей напряжением 10 ... 110 кВ необходимо знать значения полных мощностей на участках и, следовательно, соответствующие коэффициенты мощности. Эти величины определяют по кривым рисунка 3.7 в зависимости от отношения расчетной нагрузки производственных потребителей P_p к общей расчетной нагрузке P_o :

$$P_o = P_p + \Delta P_{кб}, \quad (3.25)$$

где $\Delta P_{кб}$ — расчетная нагрузка коммунально-бытовых потребителей.

В свою очередь, значения P_p и $P_{кб}$ получают по результатам расчетов нагрузок трансформаторных подстанций 10/0,38 кВ и 110 ... 35/10 кВ.

3.5. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И КОЭФФИЦИЕНТА РОСТА НАГРУЗОК

Прогнозы электропотребления в сельских районах необходимы для составления перспективных энергетических балансов страны. Данные прогнозов электропотребления используют также для определения расчетных нагрузок при разработке схем перспективного развития электрических сетей напряжением 35 ... 110 кВ.

Определять перспективные нагрузки на 15 ... 20 лет — чрезвычайно сложная задача. При ее решении необходимо учитывать многочисленные факторы, влияющие на расширение сельской электрификации. Должен быть прежде всего учтен намеченный

уровень электрификации стационарных, особенно тепловых, и мобильных процессов. Необходимо исходить из предполагаемых капиталовложений и роста фондовооруженности в сельском хозяйстве, темпов роста электропотребления, экономических и климатических особенностей данной зоны.

Порядок ожидаемого значения электропотребления и электрических нагрузок на 15 ... 20 лет вперед можно приблизительно оценить исходя из достигнутого уровня по закону сложных процентов. При этом на данном этапе, учитывая сложившиеся темпы роста сельской электрификации, можно исходить из среднего ежегодного прироста производственного электропотребления порядка 5 ... 6 %, а коммунально-бытового — 3 ... 5 %.

Для прогнозирования электропотребления можно также использовать имеющиеся в каждом регионе данные о годовом потреблении энергии в сельском хозяйстве за последние 20 ... 25 лет. Такой ряд данных называют временным рядом.

Временные ряды электропотребления могут быть использованы для его прогнозирования двумя способами. По первому способу, имея, помимо данных об электропотреблении, сведения о других показателях сельскохозяйственного производства, можно для рассматриваемого региона установить удельные нормативы электропотребления на гектар пашни, на одного работника, на единицу продукции и т. п. Если на период прогноза известны соответствующие показатели, то с учетом динамики самих нормативов появляется возможность выполнить прогноз электропотребления.

Другой способ заключается в непосредственной экстраполяции временного ряда электропотребления. Такая экстраполяция может быть выполнена несколькими методами, выбор которых определяется длиной известного временного ряда, сроком прогнозирования, наличием дополнительной информации о характере изменения электропотребления и другими факторами.

Наиболее простые из этих методов заключаются в том, что временной ряд аппроксимируют некоторой функцией времени, например полиномом второй степени (параболой):

$$W_t = a + bt + ct^2, \quad (3.26)$$

где a , b , c — коэффициенты, которые можно определить по методу наименьших квадратов на основе данных временного ряда.

Для долгосрочного (на срок до 30 лет) прогнозирования электропотребления целесообразно использовать так называемые S-образные функции:

$$W(t) = \frac{a}{1 + be^{-ct}} \quad (3.27)$$

и

$$W(t) = ae^{-be^{-kct}}. \quad (3.28)$$

В этих выражениях a , b , c и k — также постоянные коэффициенты, которые вычисляют по методу наименьших квадратов, а e — основание натуральных логарифмов.

При использовании S-образных кривых следует отдельно выполнять расчеты для электропотребления в сельскохозяйственном производстве и для коммунально-бытового потребления электроэнергии сельским населением, так как характер изменения во времени этих двух видов потребления различен.

Как уже отмечалось, помимо конкретных проектов электрообеспечения сельских районов, проектные организации систематически разрабатывают для крупных регионов (область, край, республика) схемы перспективного развития электрических сетей напряжением 35 ... 110 кВ. В этих схемах рассматриваются принципиальные вопросы развития указанных сетей и намечаются наилучшие варианты реконструкции существующих и строительства новых электрических линий и подстанций.

В схемах расчетные нагрузки на шинах 10 кВ центров питания (ЦП) определяют на последний год рассматриваемой пятилетки и на конец последующей за рассматриваемой. Считают, что нагрузки каждого из ЦП складываются из двух составляющих:

а) общей нагрузки (без учета вновь вводимых крупных потребителей);

б) дополнительной нагрузки вновь вводимых крупных потребителей — животноводческих комплексов, птицефабрик, тепличных комбинатов и др. с расчетной нагрузкой 200 кВт и более.

Первую составляющую определяют по фактической нагрузке каждого из ЦП, установленной при помощи измерений, умножая ее на коэффициент роста нагрузок. Коэффициент роста вычисляют следующим образом.

По одному из указанных выше способов определяют для области или края суммарное прогнозируемое электропотребление в расчетный год T . Для этого же года отдельно вычисляют потребление электроэнергии новыми крупными сельскохозяйственными потребителями, которые будут введены в действие за рассматриваемый период от исходного года t_0 до T . Как уже отмечалось, к таким потребителям относятся крупные животноводческие комплексы, птицефабрики и др. Тогда средний коэффициент роста нагрузок k_p на подстанциях 110/10 и 110/35 кВ рассматриваемой области находят по формуле

$$k_p = k_T \frac{W(T) - W_{кр}(T)}{W(t_0)}, \quad (3.29)$$

где $W(T)$ — прогнозируемое потребление электроэнергии в год T сельским хозяйством области (края, республики); $W(t_0)$ — фактическое потребление электроэнергии сельским хозяйством области в исходном году t_0 ; $W_{кр}(T)$ — потребление электроэнергии в год T новыми крупными сельскохозяйственными потребителями; k_T — коэффициент, учитывающий повышение числа часов использования максимальной мощности рассматриваемых подстанций и принимаемый равным 0,97 при прогнозировании на 5 лет, 0,95 — на 10 лет и 0,93 — на 15 лет.

В области могут быть сельскохозяйственные потребители с установившимся объемом электропотребления. К ним относятся полностью введенные в строй животноводческие комплексы, тепличные комбинаты, оросительные системы и другие подобные объекты, обычно питающиеся от отдельных подстанций напряжением 110/10 и 35/10 кВ. В этом случае средний коэффициент роста нагрузок остальных подстанций определяют по выражению

$$k_p = k_T \frac{W(T) - W_{кр}(T) - W_{нер}}{W(t_0) - W_{нер}}, \quad (3.30)$$

где $W_{нер}$ — электропотребление неразвивающихся потребителей с установившимися объемами электропотребления.

Вторую составляющую нагрузки центров питания — нагрузку вновь вводимых крупных потребителей определяют в зависимости от типа потребителя. Нагрузки животноводческих комплексов, проектирование которых к моменту разработки схемы закончено, принимают по данным проектов (см. также п. 3.6). Нагрузки остальных животноводческих комплексов и других сельскохозяйственных объектов, строительство и расширение которых планируется в рассматриваемой пятилетке, принимают по данным таблицы 3.1.

3.6. НАГРУЗКИ КОМПЛЕКСОВ ПО ПРОМЫШЛЕННОМУ ПРОИЗВОДСТВУ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОЙ ПРОДУКЦИИ

Комплексы по промышленному производству сельскохозяйственной продукции представляют собой крупные предприятия, на которых работают сотни электрических двигателей и других электроприемников. Суммарная мощность, потребляемая комплексами, достигает 10 ... 16 МВ·А и более. Поэтому очень важно точно определить эту величину и все другие показатели электроснабжения комплексов.

Поскольку такие комплексы в принципе не отличаются от предприятий различных отраслей промышленности, то расчет их нагрузок можно вести так же, как для заводов и фабрик. Этот расчет подробно разработан и выполняется по методу упорядоченных диаграмм. Сущность его заключается в следующем.

Введем понятие средней активной мощности $P_{см}$ группы электроприемников за смену:

$$P_{см} = W_{см}/t_{см}, \quad (3.31)$$

где $W_{см}$ — расход электроэнергии за смену; $t_{см}$ — продолжительность смены.

Коэффициентом использования $k_{исп}$ называют отношение средней мощности за наиболее загруженную смену к номинальной мощности электроприемников P_H :

$$k_{исп} = P_{см}/P_H. \quad (3.32)$$

3.12. Коэффициент использования и коэффициент мощности промышленного оборудования

Группы электроприемников	Электрические приемники	$k_{исп}$	$\cos \varphi$
Электродвигатели, хорошо загруженные и непрерывно работающие	Вентиляторы, насосы, компрессоры, двигатели-генераторы и т. п.	0,65	0,8
Электродвигатели механизмов непрерывного транспорта	Транспортеры, конвейеры, элеваторы и заблокированные с ними механизмы	0,6	0,7
Электродвигатели повторно-кратковременного режима работы	Краны, кран-балки, тельферы и т. п.	0,06	0,45
Электрические печи	Печи сопротивления, нагревательные аппараты, сушильные камеры периодического действия	0,55	0,95
Электрическое освещение	Осветительные установки	0,8 ... 0,85	1,0

Если в группе электроприемники имеют разные режимы работы, то групповой коэффициент использования

$$k_{исп} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{см i}}{\sum_{i=1}^n P_{нi}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{исп i} P_{нi}}{\sum_{i=1}^n P_{нi}} \quad (3.33)$$

Средние значения коэффициентов использования и коэффициентов мощности промышленного оборудования, которые нахо-

3.13. Коэффициент максимума нагрузки

n_p	Значения k_M при $k_{исп}$ равном									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,10	1,04
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,40	1,30	1,20	1,08	1,04
10	2,42	2,10	1,84	1,60	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
14	2,10	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,20	1,13	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
18	1,91	1,70	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06	1,03
20	1,84	1,65	1,50	1,34	1,24	1,20	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06	1,03
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,05	1,03
40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,02
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,13	1,11	1,10	1,08	1,04	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02	1,02
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
300	1,12	1,10	1,07	1,06	1,04	1,04	1,03	1,01	1,01	1,01

дят также применение в сельскохозяйственных комплексах, приведенные в таблице 3.12.

Соответствующие данные для специального оборудования, применяемого в комплексах (кормоприготовительные, доильные установки, инкубаторы, брудеры и др.), пока отсутствуют и должны быть получены из опыта.

Для определения максимальной или расчетной нагрузки, по которой ведут расчет проводов, выбор трансформаторов и другого оборудования, применяют соотношение

$$P_{\max} = k_M P_{\text{см}} = k_M k_{\text{исп}} P_{\text{н}}, \quad (3.34)$$

где k_M — коэффициент максимума нагрузки; $P_{\text{н}}$ — номинальная мощность электроприемников, за исключением резервных.

Коэффициент максимума нагрузки определяют по таблице 3.13 в зависимости от коэффициента использования (табл. 3.12) и эффективного числа электроприемников группы $n_{\text{э}}$.

Эффективным (приведенным) числом электроприемников называется такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое дает то же значение расчетной нагрузки $P_{\max}$, что и данная группа электроприемников, различных по мощности и режиму работы:

$$n_{\text{э}} = \frac{\left[\sum_{i=1}^n P_{\text{н}i} \right]^2}{\sum_{i=1}^n P_{\text{н}i}^2}. \quad (3.35)$$

Если групповой коэффициент использования $k_{\text{исп}} > 0,9$ и $n_{\text{э}} > 200$, то коэффициент максимума нагрузки принимают равным единице. Реактивная расчетная мощность группы электроприемников разного режима

$$Q_{\max} = k_{\text{исп}} Q_{\text{н}} k_M. \quad (3.36)$$

Полная расчетная мощность

$$S_{\max} = \sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}. \quad (3.37)$$

Глава 4. УСТРОЙСТВО НАРУЖНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Как указано в главе 1, электрическую энергию вырабатывают в основном крупные электрические станции, которые объединены между собой в энергетические системы.

Часть энергосистемы, состоящую из генераторов, распределительных устройств, повысительных и понизительных трансформаторных подстанций, электрических сетей и приемников электроэнергии, называют **электрической системой**.

Электрическими сетями называют части электрической системы, состоящие из подстанций и линий электропередачи различных напряжений.

В зависимости от назначения электрические сети разделяют на распределительные и питающие.

Распределительной (рис. 4.1) называют электрическую сеть, подводящую электроэнергию от источника питания *ИП* к потребительским трансформаторным пунктам *ТП* или к самим потребителям, если это линия низкого напряжения.

Питающей (рис. 4.2) называют электрическую сеть, по которой электроэнергию подводят к распределительным пунктам *РП* или подстанциям.

Из курса «Теоретические основы электротехники» известно, что для передачи электрической энергии на большое расстояние необходимо повысить ее напряжение. Поэтому современная электрическая система обязательно включает повышающие подстанции, на которых при помощи трансформаторов повышается напряжение электрической энергии. В местах потребления размещают понижающие подстанции, снижающие напряжение до такого значения, чтобы электроэнергией могли пользоваться потребители. Необходимость повышения и понижения напряжения электрической энергии привела к тому, что для передачи и распределения электрической энергии применяют переменный, преимущественно трехфазный ток.

На рисунке 4.3 приведен пример принципиальной схемы большой электрической системы, состоящей из трех районных электрических станций. Напряжение генератора электростанций составляет 10 кВ (может быть до 24 кВ). Это напряжение повышают на наиболее удаленной станции до 220 кВ, а на ближе расположенной — до 110 кВ и затем передают энергию в общее кольцо напряжением 110 кВ. При этом в конце линии от удаленной станции сооружена подстанция на 220/110 кВ. Кроме того, система обычно имеет линии связи с другими системами (на рисунке не показаны). От общего кольца 110 кВ через понижающие подстанции на 110/35 кВ питаются линии напряжением 35 кВ. Одна из та-

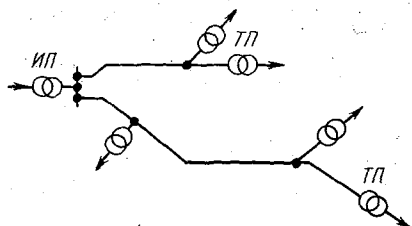


Рис. 4.1. Распределительная электрическая сеть.

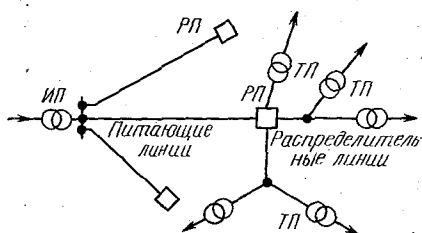


Рис. 4.2. Питающая электрическая сеть.

ких линий показана на рисунке сверху. Эти линии подают энергию более мелким подстанциям на 35/10 кВ. От подстанций расходятся распределительные сети напряжением 10 кВ с понижающими трансформаторными пунктами ТП. На трансформаторных пунктах напряжение понижают с 10 кВ до рабочего — 380 В.

Таким образом, электрическую энергию, прежде чем она достигнет потребителя, несколько раз трансформируют, что вызывает необходимость сооружения большого количества трансформаторных подстанций. Соединенные между собой системы образуют системы отдельных зон страны, а затем и Единую энергетическую систему СССР.

На рисунке 4.4 изображена примерная схема сельской электросистемы. В этом примере система состоит из двух гидроэлектростанций (ГЭС) и тепловой электростанции (ТЭС), работающих на общую сеть напряжением 10 кВ. На малых станциях обычно устанавливают генераторы низкого напряжения (400 В), а на более крупных станциях — генераторы высокого напряжения (6,3 кВ). И в том, и в другом случаях электрические станции соединяют сеть через повышающие трансформаторные подстанции. Потребители получают электрическую энергию либо непосредственно от шин электростанций, либо от линии, связы-

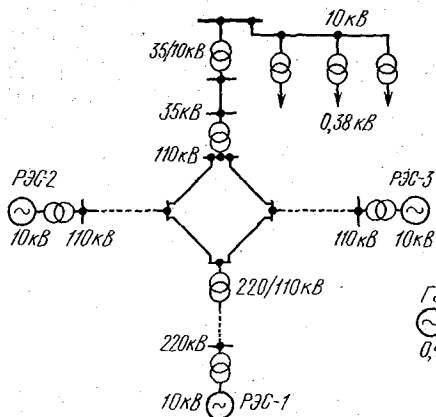


Рис. 4.3. Схема небольшой электрической системы.

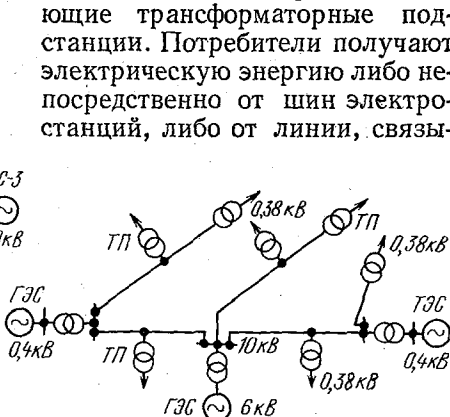


Рис. 4.4. Схема сельской электрической системы.

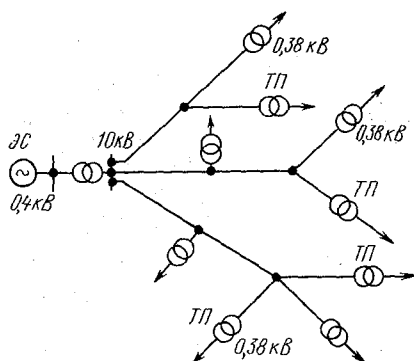


Рис. 4.5. Схема сети одиночной сельской электростанции.

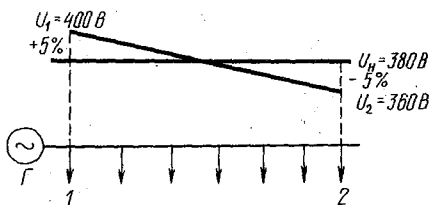


Рис. 4.6. Номинальные и действительные напряжения в различных точках линии.

тростанции (рис. 4.5), работающие без связи с другими. На станции обычно устанавливают генераторы на напряжение 400 В, которое повышают до 10 кВ. С таким напряжением электроэнергию распределяют по всему району.

Значения напряжения — важный параметр, характеризующий любой элемент электрической установки, в том числе и электрическую сеть.

Номинальным называется такое напряжение приемников электроэнергии, генераторов и трансформаторов, при котором они нормально и наиболее экономично работают. Это напряжение указывают в паспорте соответствующей машины или аппарата.

В установках трехфазного тока номинальным напряжением принято считать значение междуфазного напряжения. Поэтому, например, если линия имеет номинальное напряжение 35 кВ, то фазное напряжение ее будет в $\sqrt{3}$ раз меньше и составит 20,2 кВ.

Номинальное напряжение сети принимают равным номинальному напряжению приемников электроэнергии. В действительности же напряжение сети в различных ее точках неодинаково в каждый данный момент времени. В начале линии напряжение обычно выше номинального, а в конце линии — ниже его.

На рисунке 4.6 показана линия с распределенной нагрузкой. В нашем примере напряжение в начале сети выше номинального на 5 %, в конце сети оно на 5 % ниже номинального.

В общем случае следует стремиться к тому, чтобы среднее арифметическое значение напряжения в начале и конце сети приближалось к номинальному напряжению сети или, как в примере:

$$\frac{U_1 + U_2}{2} = \frac{400 + 360}{2} = 380 \text{ В} = U_{\text{н}}.$$

Номинальное напряжение генераторов принимают на 5 % выше номинального напряжения сети. Это вытекает из предыду-

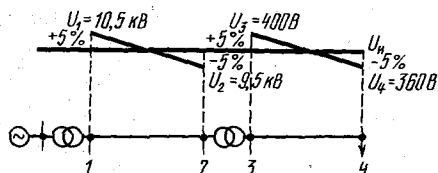


Рис. 4.7. Номинальное и действительное напряжение сети с трансформаторами.

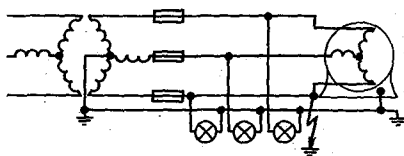


Рис. 4.8. Схема четырехпроводной сети напряжением 380 В с заземленной нейтралью.

сих рассуждений, так как только при таком условии можно повысить напряжение электрической сети в ее начале. Номинальное напряжение первичных обмоток трансформаторов должно равняться напряжению сети, потому что они являются приемниками электроэнергии.

Наконец, номинальное напряжение вторичных обмоток трансформаторов на 5 ... 10 % должно превышать номинальное напряжение сети, так как они играют роль генераторов для последующих участков сети. Кроме того, это повышение напряжения компенсирует потерю напряжения в самих трансформаторах.

На рисунке 4.7 изображена электрическая сеть с повышающим и понижающим трансформаторами и с распределенной по длине нагрузкой. Между точками 2 и 3 напряжение сети повышается трансформатором на 10 % и вновь становится на 5 % выше номинального напряжения сети. Очевидно, что для участка 1—2 номинальное напряжение сети составляет 10 кВ, а для участка 3—4 — соответственно 380 В.

Все электрические установки разделяют на установки напряжением до 1 кВ и напряжением свыше 1 кВ. В дальнейшем мы будем условно называть сети напряжением до 380 В сетями низкого напряжения, а свыше 1 кВ — сетями высокого напряжения.

В Советском Союзе номинальное напряжение электрических установок, в том числе электрических сетей, ограничено небольшим числом стандартных значений, благодаря чему наша промышленность вырабатывает меньшее число различных типоразмеров машин и оборудования. С другой стороны, большее разнообразие значений стандартных напряжений позволяет выполнить сети более экономичными и сократить в них расход металла. Установлены определенные стандартные напряжения электроустановок переменного тока 50 Гц (табл. 4.1).

В сельских сетях почти исключительно применяют напряжение 380 В при четырехпроводной системе с заземленной нейтралью. Схема такой сети показана на рисунке 4.8. Нулевой провод сети заземляют у трансформаторов, в конце каждого участка сети, а также на длинных участках. Все металлические части, которые нормально не находятся, но в случае порчи изоляции могут оказаться под напряжением, соединяют с нулевым проводом. На нулевом проводе не устанавливают ни отключающие устройства, ни

4.1. Стандартные напряжения электроустановок переменного тока 50 Гц

Номинальное на- пряжение сетей и приемников элек- троэнергии, В			Номинальное напряжение, В						Номиналь- ное нап- ряжение сетей и приеми- ков электро- энергии, кВ	Номинальное линейное напряже- ние, кВ			Наибольшее рабочее на- пряжение, кВ
			генераторов трехфазного тока	трансформаторов				генера- торов		трансформаторов			
				трехфазного тока, линейное		однофазного тока				первичные обмотки	вторичные обмотки		
				первич- ные об- мотки	вторич- ные об- мотки	первич- ные об- мотки	вторич- ные об- мотки						
линейное	фазное	однофаз- ного тока	—	—	—	127	133	3	3,15	3 и 3,15	3,15 и 3,3	3,5	
220	127	220	230	220	230	220	230	6	6,3	6 и 6,3	6,3 и 6,6	6,9	
380	220	380	400	380	400	380	—	10	10,5	10 и 10,5	10,5 и 11	11,5	
660	380	—	690	660	690	660	—	20	21	20 и 21	21 и 22	23	
								35	—	35	38,5	40,5	
								110	—	110	121	126	
								150	—	150	165	172	
								220	—	220	242	252	
								330	—	330	347	363	
								500	—	500	525	525	
								750	—	750	787	787	

Примечания. 1. Номинальные напряжения до 100 В для трехфазного тока составляют (линейные) 42 В и для однофазного тока — 12, 24 и 36 В. 2. Напряжения 3,15; 6,3; 10,5 и 21 кВ первичных обмоток трансформаторов относятся к повышающим и понижающим трансформаторам, присоединяемым непосредственно к шинам генераторного напряжения или к выводам генераторов. 3. Жирным шрифтом выделены напряжения, используемые в сельском хозяйстве.

плавкие предохранители. Исключение составляют внутренние однофазные сети освещения в сухих помещениях.

В нормальном режиме между любым из фазных проводов и землей напряжение не превышает фазного, то есть 220 В. Если один из фазных проводов замкнется на землю, то произойдет короткое замыкание, так как нулевой провод также соединен с землей. При этом на поврежденном проводе сработает автомат либо перегорит предохранитель и короткое замыкание будет ликвидировано. Заземление нулевого провода и соединение с ним металлических частей оборудования исключают повышение напряжения фазных проводов относительно земли и дают возможность широко применять напряжение 380 В.

Многолетний массовый опыт применения системы напряжения 380 В показал, что при соблюдении указанных выше требований она не более опасна для людей, чем, например, система напряжением 220 В, и в то же время дает экономию металла проводов в среднем в 2 раза. Именно поэтому напряжение 380 В — единственное, применяемое в сельских сетях напряжение до 1 кВ.

В однофазных сетях используют напряжение 220 В. Применяют также трехпроводные однофазные сети со средним заземленным проводом. В этих сетях напряжение между крайними проводами составляет $2 \times 220 \text{ В} = 440 \text{ В}$, а между крайними проводами и средним — 220 В.

Распределительные сети, как уже указывалось, выполняют на напряжение 6 и 10 кВ. При этом за последние годы преимущества напряжения 10 кВ стали настолько очевидны, что напряжение 6 кВ применяют лишь при расширении существующих установок.

Напряжение 20 кВ с непосредственной трансформацией на 380 В имеет пока небольшое применение. Но часто оно оказывается наиболее выгодным, например, в Латвийской ССР.

Напряжение 35 кВ широко используют для питающих линий с последующей трансформацией на 10 либо 6 кВ. Применяют также непосредственную трансформацию 35 кВ на 380 В, то есть глубокий ввод напряжения 35 кВ к потребителю.

Напряжение 110 кВ применяют в сельских районах, питающихся от мощных энергосистем. Для питания крупных объектов все шире применяют трансформаторы 110/10 кВ, а также трехобмоточные трансформаторы 110/35/10 кВ.

В зависимости от напряжения трехфазных сетей по-разному решается вопрос о режиме нейтрали, то есть о соединении с землей их нулевой точки.

В четырехпроводных сетях напряжением 380/220 В, а также в трехпроводных сетях $2 \times 220 \text{ В}$, как указывалось выше, нулевой, или средний, провод непосредственно соединен с землей. Благодаря этому повышается безопасность сетей, так как в нормальном режиме напряжение между фазным проводом и землей не превышает 220 В, а при замыкании фазного провода на

землю происходит короткое замыкание и перегорает плавкий предохранитель либо автомат отключает линию.

В сетях напряжением свыше 1 кВ до 35 кВ включительно в Советском Союзе и в ряде зарубежных стран применяется режим изолированной от земли нейтрали. Такие сети выполняют трехпроводными. В этом случае при замыкании фазного провода на землю через заземление будет протекать только небольшой ток, определяемый емкостью проводов сети по отношению к земле и номинальным напряжением сети.

Следует отметить, что во многих зарубежных странах, и в первую очередь в США, сети напряжением 1...35 кВ выполняют с глухозаземленной нейтралью.

Сети напряжением 110 кВ и выше всегда работают с глухозаземленной нейтралью или с нейтралью, заземленной через небольшое сопротивление. При этом условия работы сетевого оборудования облегчаются, так как напряжения в линии относительно земли не превышают фазных. Для уменьшения тока однофазного короткого замыкания на землю заземляют нейтрали не всех, а только части трансформаторов.

4.1. ПРОВОДА И КАБЕЛИ

В сельских электрических сетях в качестве материала для проводов используют медь, алюминий и сталь. Медь применяют для изолированных проводов внутри помещений и только в отдельных, очень редких случаях (на побережье моря, в районе химических заводов) для воздушных линий. Алюминий используют как во внутренних проводках, так и в воздушных сетях. Сельские воздушные сети при малых нагрузках можно выполнять из стали. Электрические и механические характеристики меди, алюминия и стали значительно различаются между собой.

Медь обладает высокой электрической проводимостью. Для применяемой в технике твердотянутой меди удельная проводимость $\gamma = 53 \cdot 10^8$ См/м. Механическая прочность меди также высока. Временное сопротивление на растяжение твердотянутой меди, то есть напряжение, при котором происходит разрушение материала, $k = 390$ МПа. Плотность меди $\delta = 8,9$ г/см³. Медные провода хорошо противостоят химическому воздействию различных веществ. Они отличаются тем, что, находясь в воздухе, покрываются тонкой пленкой окислов, которая защищает их от дальнейших разрушений.

Алюминий обладает меньшей проводимостью, чем медь. Для твердотянутого алюминия удельная проводимость $\gamma = 32 \times 10^8$ См/м. Он менее прочен, чем медь. Временное сопротивление его $k = 160$ МПа. Плотность алюминия меньше, чем меди, и составляет всего $\delta = 2,75$ г/см³. Так же как и медь, алюминий не разрушается на открытом воздухе, покрываясь пленкой окислов.

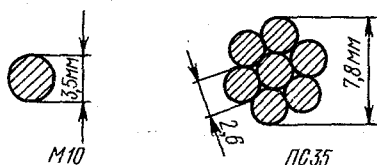


Рис. 4.9. Поперечный разрез неизолированных проводов.

Сталь обладает проводимостью, значительно меньшей, чем медь и алюминий. К тому же ее проводимость зависит от силы проходящего по проводу переменного тока. При очень малом токе $\gamma = 7,5 \cdot 10^6$ См/м. Механическая прочность стальных проводов значительна. Временное сопротивление стальных однопроволочных проводов $k = 370$ МПа, а многопроволочных $k = 650 \dots 700$ МПа. Плотность стали $\delta = 7,85$ г/см³. В отличие от проводов из цветных металлов стальные провода, окисляясь, покрываются ржавчиной, которая не защищает их от дальнейшего разрушения. Поэтому их изготовляют либо из оцинкованной проволоки, либо с присадкой 0,2 ... 0,4 % меди (прил. 2).

Широко распространены **сталеалюминиевые** провода, в которых внутренние проволоки выполнены из стали, а наружные — из алюминия. Стальные проволоки несут механическую нагрузку, алюминиевые — электрическую и механическую (прил. 1).

Применяются также **биметаллические** провода. В них стальную жилу электролитически покрывают толстым слоем меди или алюминия, что значительно повышает электропроводность провода.

Неизолированные провода для воздушных линий выполняют однопроволочными и многопроволочными.

Однопроволочные провода изготовляют только из меди сечением до 10 мм² и стали диаметром до 5 мм, но в сельских воздушных линиях медь не используют. Алюминиевые однопроволочные провода для воздушных линий применять нельзя.

Многопроволочные провода изготовляют из всех трех перечисленных выше металлов. Их выполняют из проволок одинакового сечения. Число проволок обычно равно 7, 12, 19 или 37. При таком числе проволок они лучше всего располагаются вокруг одной центральной. Многопроволочные провода обладают большей механической прочностью и гибкостью по сравнению с однопроволочными, поэтому их широко применяют в сельских сетях.

Марки неизолированных проводов обозначают следующим образом: буквами М, А и ПС выражают материал провода, а последующими цифрами — его сечение в квадратных миллиметрах. Например, А16 означает алюминиевый провод сечением 16 мм², ПС25 — провод стальной сечением 25 мм².

Однопроволочные стальные провода обозначают ПСТ3,5, ПСТ4, ПСТ5, где цифры соответствуют диаметру провода в миллиметрах.

С точки зрения механической прочности Правила устройства электроустановок запрещают применять провода, сечение которых меньше нормы.

4.2. Наименьшие допустимые сечения проводов ВЛ напряжением 6 ... 35 кВ по условиям механической прочности

Характеристика ВЛ	Сечение проводов, мм ²		
	алюминие- вых *	сталеалюми- ниевых **	стальных
ВЛ без пересечений, а также при пере- сечении автомобильных дорог в райо- нах 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	35	25
Пролеты пересечений ВЛ с инженер- ными сооружениями при любой тол- щине стенки гололеда:			
с линиями связи	70	35	25
с надземными трубопроводами и канатными дорогами	70	35	Не допус- кается
В пролетах пересечений ВЛ с желез- ными дорогами при толщине стенки гололеда, мм:			
до 10	—	35	То же
15 и более	—	50	»

* А также из алюминиевого сплава АН.

** А также из алюминиевого сплава АЖ.

Применять однопроволочные стальные провода диаметром более 5 мм и однопроволочные биметаллические провода диаметром более 6,5 мм нельзя.

Поперечный разрез однопроволочных и многопроволочных неизолированных проводов показан на рисунке 4.9.

На воздушных линиях напряжением до 1 кВ следует применять алюминиевые провода с минимальной площадью сечения 16 мм², сталеалюминиевые и биметаллические — 10 мм², стальные много-
проволочные — 25 мм², стальные однопроволочные — диаметром 4 мм.

Минимальные допустимые сечения проводов при напряжениях 6 ... 35 кВ приведены в таблице 4.2.

Внутренние электрические проводки выполняют изолированными проводами из мягкой медной или алюминиевой проволоки. По сравнению с твердотянутой мягкая медная проволока механически менее прочна, но более гибка и имеет более высокую удельную проводимость.

Изолированные провода с алюминиевыми жилами сечением 2,5 мм² и более для силовых и осветительных цепей прокладывают открыто, в стальных трубах или в полутвердых трубках. В последнем случае используют специальные контактные зажимы.

Однопроволочные изолированные провода изготовляют сечением 1...10 мм². Их недостаток — жесткость, что в ряде случаев затрудняет монтаж и эксплуатацию.

Многопроволочные провода изготовляют сечением 1...500 мм² и более. В зависимости от сечения проволок они бывают обыкновенными и гибкими. В последних диаметр каждой отдельной проволоки меньше, а общее число проволок больше.

Два гибких изолированных провода, скрученных вместе, называют шнуром.

Изоляция провода зависит от его конструкции и от рабочего напряжения, на которое он рассчитан. Для примера опишем конструкцию изолированного провода марки АПР. Провод имеет алюминиевую жилу, покрытую слоем вулканизированной резины. В качестве защитного покрова на провод наложена оплетка из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом.

Провода АПР изготовляют на напряжение 500 В и 3 кВ. Маркируют провода АПР, как и все изолированные провода, следующим образом: АПР500-16. Буквы означают материал и марку провода, первые цифры — его рабочее напряжение, последующие — сечение провода в квадратных миллиметрах.

Для прокладки под штукатуркой используют плоские провода с винилитовой изоляцией марки ППВ.

Внутренние электрические проводки рассматриваются в дисциплине «Монтаж электроустановок».

Кабель — это провод, заключенный в герметическую (например, свинцовую) оболочку. Его можно прокладывать в воде, земле и на воздухе.

Для электрических кабельных линий характерны следующие преимущества по сравнению с воздушными:

- а) более длительный срок службы, отсутствие потребности в материалах для опор;
- б) большая надежность эксплуатации из-за отсутствия внешних атмосферных воздействий, таких, как ветер, гололед, грозовые перенапряжения;
- в) отсутствие опор и проводов, загромождающих поля и улицы;
- г) значительное снижение опасности для людей и животных в случае аварии кабельной линии.

Однако кабельные линии обладают также и недостатками, к которым относятся следующие:

- а) более высокая стоимость кабельной сети по сравнению с воздушной и при обычных конструкциях кабеля потребность в большом количестве цветного металла — свинца;
- б) потребность в более квалифицированной рабочей силе при сооружении и эксплуатации кабельных линий;
- в) трудность нахождения и исправления повреждений.

Несмотря на перечисленные недостатки кабельных линий, их следует применять в сельских районах, в первую очередь

Рис. 4.10. Электрический кабель с секторными жилами и поясной изоляцией.

в южных безлесных, где они постепенно вытесняют воздушные линии.

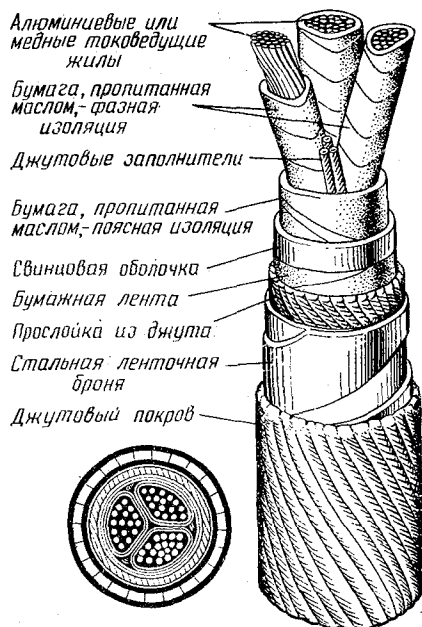
Электрические кабели общего назначения выполняют с бумажной изоляцией, пропитанной специальными составами, или с резиновой. Кабели с резиновой изоляцией прокладывают в закрытых помещениях или применяют для питания подвижных потребителей.

Наибольшее распространение имеют трех- и четырехжильные кабели с бумажной изоляцией. Для напряжения до 10 кВ их выполняют с поясной изоляцией и в общей свинцовой оболочке для всех жил. Для напряжений 20 и 35 кВ кабели изготавливают с отдельно освинцованными жилами.

Жилы кабеля состоят из большого числа проволок малого сечения. Кабели напряжением до 6 кВ и сечением до 16 мм² изготавливают с круглыми жилами. При более высоких напряжениях и больших сечениях они имеют секторные жилы. Диаметр кабеля с секторными жилами на 8 ... 15 % меньше диаметра кабеля с круглыми жилами того же сечения. Поэтому кабель с секторными жилами на 10 ... 18 % легче и на 10 ... 15 % дешевле.

На рисунке 4.10 показан кабель с секторными жилами на напряжение 10 кВ. Каждая жила изолирована специальной кабельной бумагой, пропитанной массой, в состав которой входят масло и канифоль, а все жилы вместе изолированы от земли поясной изоляцией также из пропитанной бумаги. Для обеспечения герметичности кабеля на поясную изоляцию накладывают свинцовую оболочку без швов. От механических повреждений кабель защищают броней из стальной ленты либо из проволок. Для защиты от химических воздействий его покрывают асфальтированным джутом. Выпускают также кабели, у которых покрытие заменено покрытием из алюминия либо пластмасс (совпрена, винилита).

Для напряжения 110 кВ и выше кабели изготавливают одножильными. Жилу делают из медных проволок. Внутри кабеля расположена лента, свернутая в виде спирали. В ней под давлением циркулирует масло, обеспечивающее высококачественную изо-



ляцию и охлаждение кабеля. Производят кабели на напряжение 110 кВ и выше, оболочка их заполнена инертным газом под давлением 0,2 ... 0,3 МПа.

Когда изоляцию делают из резины, в марку кабеля добавляют букву Р. Если вместо свинцовой оболочки применена оболочка из винилита, то в марке кабеля букву С заменяют буквой В, а если из алюминия, то буквой А.

Для сельских условий разработаны облегченные кабели с алюминиевыми жилами с изоляцией из полихлорвинилового пластика, а также с бумажной изоляцией и в алюминиевой оболочке (прил. 3.1). Сельские сети, выполненные кабелями облегченных конструкций, сооружены в ряде мест СССР и успешно прошли длительные испытания.

Кабели обозначают так же, как изолированные провода. Например, СБЗ×70 — кабель трехжильный, сечением 70 мм², с бумажной поясной изоляцией, оцинкованный, бронированный лентой, с джутовым асфальтированным покрытием (прил. 3.2).

Наиболее распространенный способ прокладки кабеля — непосредственно в земле, в траншеях. При этом условия теплоотдачи кабеля наилучшая и допустимая электрическая нагрузка большая. При прокладке кабелей на открытом воздухе, в блоках и каналах обслуживать их удобнее, чем при прокладке в траншеях, но при этом ухудшается теплоотдача.

В последние годы за рубежом стали активно применять в воздушных линиях специальные изолированные провода, скрученные в общий жгут. Их называют воздушными кабелями. Такие воздушные кабели имеют большие перспективы для применения в сельских сетях.

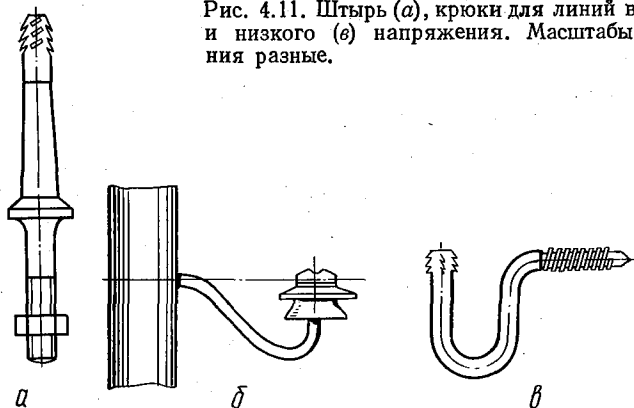
4.2. ИЗОЛЯТОРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Основное назначение изоляторов воздушных линий — изолировать провода от опор и других несущих конструкций. В большинстве случаев изоляторы выдерживают значительные механические нагрузки. Материал изоляторов должен удовлетворять перечисленным требованиям и, кроме того, быть приспособленным к работе на открытом воздухе под воздействием переменных температур, осадков, солнца и т. д. Таким материалом является фарфор, поэтому изоляторы воздушных линий изготавливают главным образом из фарфора.

Изоляторы воздушных линий всех типов изготавливают также из стекла. Механическая прочность их выше, а размеры и масса меньше, чем у фарфоровых. При электрическом пробое стеклянные изоляторы разрушаются, что значительно упрощает контроль за их состоянием.

Изоляторы воздушных линий в зависимости от способа крепления их на опоре разделяют на штыревые и подвесные.

Рис. 4.11. Штырь (а), крюки для линий высокого (б) и низкого (в) напряжения. Масштабы изображения разные.



Штыревые изоляторы крепят на штырях или крюках и применяют в сельских сетях при напряжениях до 35 кВ включительно. На рисунке 4.11 показаны штырь, крюк высокого напряжения с изолятором и крюк низкого напряжения. Низковольтные изоляторы почти всегда крепят на крюках, изоляторы высокого напряжения в линиях с небольшими пролетами и проводами малых и средних сечений крепят также на крюках, а с большими пролетами и сечениями — на штырях, укрепляемых на траверсах (поперечинах).

На линиях низкого напряжения применяют штыревые изоляторы (рис. 4.12, а) разных размеров (табл. 4.3). На прямых участках провод крепят к головке изолятора, а на поворотах линии — к шейке.

Для линий напряжением 10 кВ применяют штыревые изоляторы ШФ10 (рис. 4.12, б), для напряжений 20 и 35 кВ — изоля-

4.3. Изоляторы на напряжение 0,38 кВ

Тип	Диаметр резьбы для штыря или крюка, мм	Разрушающая нагрузка, кН	Масса 100 изоляторов, кг	Применение изоляторов для проводов марок
<i>Фарфоровые</i>				
ТФ-12	16	3	16,5	A16, ПСТ4
ТФ-16	20	6	31,5	A16 ... A35, ПС25
ТФ-20	22	8	58,0	A50 ... A120
РФ-10	14	2	6,0	ПСТ4, ПСТ5
РФО-12	16	3	20,5	A16, ПСТ4, ПСТ5
РФО-16	20	6	28,0	A50
<i>Стекланные</i>				
НС-16	18	6	32,0	A16 ... A35, ПС25
НС-18	20	8	50,0	A50 ... A120

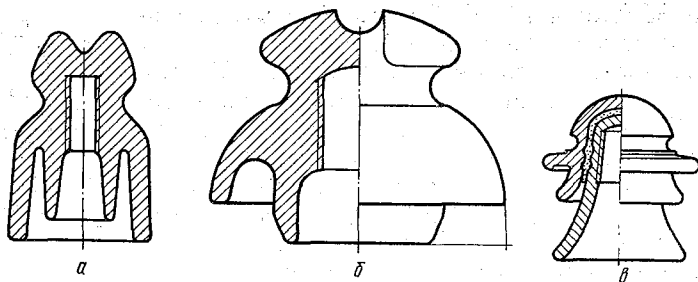


Рис. 4.12. Штыревые изоляторы:

a — типа ТФ для линий напряжением 0,38 кВ; *b* — типа ШФ10; *c* — ШФ35. Масштабы изображения разные.

4.4. Штыревые изоляторы на напряжение 10 ... 35 кВ

Тип	Выдерживаемое напряжение частотой 50 Гц, кВ		Выдерживаемое импульсное напряжение, кВ, при полярности		Длина пути утечки, мм	Нормированная разрушающая механическая нагрузка на изгиб, кН	Масса, кг
	в сухом состоянии	под дождем	+	-			
Стекланные							
ШС10-А	60	34	90	90	210	14,0	1,4
ШС10-Г	55	35	90	90	265	12,0	2,2
Фарфоровые							
ШФ10-Г	63	36	95	63	265	13,0	1,8
ШФ20-В	82	57	125	130	385	13,0	3,5
ШФ35-Б	120	85	195	195	700	16,0	11,7

Примечание. В условном обозначении изоляторов буквы и цифры означают: Ш — штыревой; Ф — фарфоровый; С — стеклянный; 10, 20, 35 — класс (напряжение); А, Б, В, Г — исполнение.

4.5. Подвесные изоляторы

Тип	Выдерживаемое напряжение одноминутное при частоте 50 Гц, кВ, не менее		Пробивное напряжение в масле с удельным сопротивлением $10^9 \dots 10^8$ Ом·м, кВ, не менее	Выдерживаемое импульсное разрядное напряжение при волне 1,2/50 мкс, кВ, не менее		Длина пути утечки, мм	Разрушающая электро-механическая нагрузка, кН, не менее	Масса, кг, не более
	в сухом состоянии	под дождем		+	—			
ПС60-Д	62	30	130	95	109	290	60	3,7
ПФ70-В	60	32	130	100	105	355	70	5,0
ПСГ70-А	82	40	130	125	120	400	70	5,3

торы ШФ35 (рис. 4.12, в). Данные по этим изоляторам приведены в таблице 4.4.

Кроме того, на линиях напряжением 35 кВ и выше используют **подвесные изоляторы** (рис. 4.13, табл. 4.5). В верхней части такого изолятора есть ушко, а в нижней — серьга. Серьга верхнего изолятора входит в ушко нижнего, образуется прочное соединение нескольких изоляторов — гирлянда. Ушко верхнего изолятора крепят к опоре, а к серьге нижнего изолятора крепят провод. Число изоляторов в гирлянде зависит от напряжения линии и материала опор.

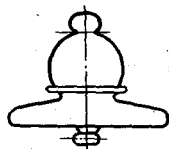


Рис. 4.13. Подвесной изолятор.

На воздушных линиях напряжением 6 ... 110 кВ в гирляндах подвесных изоляторов на 6 ... 10 кВ должен быть 1 изолятор, на 20 кВ — 2, на 35 кВ — 3, на 110 кВ — 7 ... 8 изоляторов.

Линии напряжением 110 кВ и выше можно прокладывать только на подвесных изоляторах, 35 кВ и ниже — на штыревых или подвесных.

4.3. ОПОРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Общая характеристика опор. Опоры воздушных линий поддерживают провода на необходимом расстоянии от поверхности земли, проводов других линий, крыш зданий и т. п. Опоры должны быть достаточно механически прочными в различных метеорологических условиях (ветер, гололед и пр.).

В качестве материала для опор на сельских линиях широко применяют древесину деревьев хвойных пород, в первую очередь сосны и лиственницы, а затем пихты и ели (для линий напряжением 35 кВ и ниже). Для траверс и приставок опор ель и пихту применять нельзя.

Деревянные опоры изготовляют из круглого леса — бревен со снятой корой. Стандартная длина бревен колеблется от 5 до 13 м через 0,5 м, а диаметр в верхнем отрубе — от 12 до 26 см через 2 см. Толщину бревна в комле, то есть в нижнем, толстом конце, определяют естественной конусностью ствола дерева. Изменение диаметра бревна на каждый погонный метр его длины, называемое сбегом, принимается 0,8 см. Чем больше длина бревен для опор (чем длиннее лес), тем выше стоимость кубического метра древесины. Древесина опор подвергается воздействию внешних условий и особенно переменной влажности в месте заделки в землю. Вследствие этого она гнивет, разрушается и, если не принять специальных мер, быстро выходит из строя.

Срок службы опор из непропитанной древесины в средней части СССР составляет: для опор из сосны 4 ... 5 лет, из лиственницы 14 ... 15 лет, из ели 3 ... 4 года. В южных районах, где высокие температуры способствуют ускоренному гниению древесины, срок службы непропитанных опор уменьшается в 1,5 ...

2 раза против приведенных цифр. В связи с этим необходимо применять бревна, только пропитанные антисептиком, за исключением лиственницы зимней рубки, которая не требует пропитки.

Наилучшим способом антисептирования древесины опор признана пропитка ее каменноугольным маслом, получаемым при перегонке сырой каменноугольной смолы. Хорошие результаты дает также пропитка антраценовым маслом и флегмой. Влажность древесины должна быть не более 25 %. Бревна, предназначенные для изготовления опор, при пропитке загружают в стальной цилиндр. В него вводят консервирующую жидкость и создают на некоторое время давление до 0,9 МПа для того, чтобы жидкость проникла в глубь древесины. После этого в цилиндре создают разрежение, чтобы жидкость стекла. На этом процесс пропитки заканчивается. Срок службы опор при описанном способе пропитки значительно увеличивается и достигает в средней части СССР 25 ... 30 лет. В зарубежной практике он принимается даже 35 ... 40 лет.

Сосновую и еловую древесину можно пропитывать водорастворимыми антисептиками. Для этой цели рекомендуется донатит разных марок. При пропитке древесины в стальных цилиндрах под давлением влажность ее может быть в пределах от 30 до 80 %. Древесину загружают в цилиндр на 15 мин, создают в нем вакуум, затем на 1...2,5 ч подают раствор антисептика под давлением 1,3 МПа.

Древесину при влажности 60 ... 80 % можно пропитывать водорастворимыми антисептиками также в ваннах в течение 20 ч с последующим прогревом до 100 ... 110 °С в течение 2 ч.

Древесину из ели, пихты и лиственницы перед пропиткой любым способом следует накалывать на глубину 15 мм. Длина накола 6 ... 19 мм, ширина 3 мм. Сетка наколов зависит от вида пропитки.

Для увеличения срока службы опор, пропитанных водорастворимыми антисептиками, рекомендуют через 15...17 лет эксплуатации ставить на них антисептические бандажки. Бандаж ставят на часть опоры, расположенную выше поверхности земли на 30 см и ниже ее также на 30 см. Его изготавливают из полосы толя, рубероида или пергамина шириной 70 см. На опору наносят слой антисептической пасты, бандаж прибивают гвоздями и обвязывают проволокой. Столб возле бандажа и сам бандаж покрывают слоем битума.

Учитывая ядовитые и опасные в пожарном отношении свойства антисептиков, работу по пропитке древесины диффузионным методом проводят с соблюдением правил безопасности.

Все большее распространение получают железобетонные опоры, изготавливаемые на специальных предприятиях. Для напряжений не более 35 кВ линии изготавливают на вибрированных стойках, на двухцепных линиях 35 и 110 кВ — также на центрифугированных стойках. Их срок службы в среднем в два раза выше, чем

на деревянных, хорошо пропитанных опорах. Отпадает необходимость в использовании древесины, повышается надежность электроснабжения. В ближайшие годы до 50 % сельских воздушных линий будет сооружаться на железобетонных опорах.

По назначению опоры воздушных линий разделяют на промежуточные, анкерные, угловые, концевые и специальные.

Промежуточные опоры предназначены только для поддержания проводов, их не рассчитывают на одностороннее тяжение. В случае обрыва провода с одной стороны опоры при креплении его на штыревых изоляторах он проскальзывает в вязке и одностороннее тяжение снижается. При подвесных изоляторах гирлянда отклоняется и тяжение также снижается.

Промежуточные опоры составляют подавляющее большинство (выше 80 %) опор, применяемых на воздушных линиях.

На анкерных опорах провода закрепляют жестко, поэтому такие опоры рассчитывают на обрыв части проводов. К штыревым изоляторам на анкерных опорах провода крепят особенно прочно, увеличивая при необходимости число изоляторов до двух или трех. Часто на анкерных опорах вместо штыревых ставят подвесные изоляторы. Будучи более прочными, анкерные опоры ограничивают разрушения воздушных линий в аварийных случаях. Для надежности работы линий анкерные опоры устанавливают на прямых участках не реже чем через 5 км, а при толщине слоя гололеда выше 10 мм не реже чем через 3 км.

Концевые опоры — это разновидность анкерных. Для них одностороннее тяжение проводов — не аварийное состояние, а основной режим работы.

Угловые опоры устанавливают в местах изменения направления воздушной линии. При нормальном режиме угловые опоры воспринимают одностороннее тяжение по биссектрисе внутреннего угла линии. Углом поворота линии считают угол, дополняющий до 180° внутренний угол линии.

При небольших углах поворота (до 20°) угловые опоры выполняют по типу промежуточных, для больших углов поворота (до 90°) — по типу анкерных.

Специальные опоры сооружают при переходах через реки, железные дороги, ущелья и т. п. Они обычно значительно выше нормальных, и их выполняют по особым проектам.

По конструкции различают опоры цельностоечные и составные из стоек и приставок. Деревянные опоры выполняют на деревянных либо на железобетонных приставках. При прохождении воздушных линий по местам, где возможны низовые пожары, следует применять опоры с железобетонными приставками. Для цельностоечных опор, которые желательно использовать, необходимо применять длинномерную антисептированную древесину высокого качества, что ограничивает их распространение.

Большинство промежуточных опор выполняют одностоечными. Анкерные и конечные опоры выполняют А-образными. Для на-

пряжений 110 кВ и выше опоры промежуточного типа выполняют П-образными, а анкерного А—П-образными.

За рубежом при изготовлении анкерных, концевых и других сложных опор применяют оттяжки из стального троса. У нас они распространения не получили.

При сооружении опор воздушных линий должны быть выдержаны расстояния между проводами и другими предметами, находящимися в непосредственной близости от линии.

На линиях напряжением до 1 кВ в I ... III районах гололедности расстояние между проводами должно быть не менее 40 см при вертикальном расположении проводов и наибольшей стреле провеса 1,2 м, а в IV и особом районах по гололеду — 60 см (см. главу 6). При других расположениях проводов во всех районах по гололеду при скорости ветра при гололеде до 18 м/с расстояние между проводами 40 см, а при скорости ветра более 18 м/с — 60 см.

Расстояние по вертикали между проводами разных фаз на опоре при ответвлении от воздушной линии и пересечении разных линий должно быть не менее 10 см. Расстояние между изоляторами ввода должно быть не менее 20 см.

На воздушных линиях напряжением 6 ... 35 кВ со штыревыми изоляторами при любом расположении проводов расстояние между проводами D (м) должно быть не меньше значений, определяемых по формуле

$$D = U/110 + 0,19\sqrt{fb}, \quad (4.1)$$

где U — напряжение линии, кВ; f — наибольшая стрела провеса, м; b — толщина стенки гололеда, мм (но не более 20 мм).

Значения D , определенные по формуле (4.1) для стрел провеса провода до 4 м, приведены в таблице 4.6.

4.6. Наименьшее расстояние между проводами ВЛ со штыревыми изоляторами

Напряжение ВЛ, кВ	Толщина стенки гололеда, мм	Наименьшее расстояние между проводами (м) при стреле провеса, м					
		до 1,5	2	2,5	3	3,5	4
6 ... 10	5	0,6	0,7	0,75	0,3	0,85	0,90
	10	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,25
	15	0,95	1,1	1,25	1,35	1,45	1,55
	20 и более	1,1	1,3	1,4	1,5	1,65	1,75
20	5	0,7	0,8	0,85	0,9	1,0	1,0
	10	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
	15	1,1	1,2	1,35	1,45	1,55	1,65
	20 и более	1,2	1,4	1,5	1,65	1,8	1,9
35	5	0,85	0,9	1,0	1,05	1,1	1,2
	10	1,05	1,2	1,25	1,4	1,45	1,5
	15	1,2	1,35	1,5	1,6	1,7	1,8
	20 и более	1,35	1,5	1,65	1,8	1,9	2,0

4.7. Наименьшее допустимое расстояние между проводами ВЛ с подвесными изоляторами при горизонтальном расположении проводов

Напря- жение ВЛ, кВ	Наименьшее расстояние между проводами (м) при стрелах провеса, м						
	3	4	5	6	8	12	16
35	2,5	2,5	2,75	2,75	3,0	3,25	3,75
110	3,0	3,25	3,5	3,5	3,75	4,0	4,5
150	3,5	3,5	3,75	3,75	4,0	4,5	4,75
220	—	—	4,25	4,5	4,75	5,0	5,5
330	—	—	—	5,5	5,75	6,0	6,5
500	—	—	—	7,0	7,25	7,5	8,0

На воздушных линиях напряжением 35 кВ и выше с подвесными изоляторами при горизонтальном расположении проводов минимальное расстояние между проводами D (м) определяют по формуле

$$D = 1,0 + U/110 + 0,6\sqrt{f}, \quad (4.2)$$

где обозначения те же, что в формуле (4.1). Значения D , определенные по формуле (4.2) для стрел провеса до 16 м, приведены в таблице 4.7.

При подвеске проводов линий напряжением до 1 кВ на общих опорах с проводами линий напряжением до 10 кВ включительно вертикальное расстояние между проводами высшего и низшего напряжений должно быть не менее расстояния, требуемого для линий высшего напряжения.

Наименьшее допустимое расстояние от проводов воздушных линий до поверхности земли или воды называют габаритом линии (см. главу 6).

На рисунке 4.14 показаны схемы нормальных деревянных опор воздушных линий напряжением 0,38 кВ для пяти и восьми основных проводов и двух—четырёх проводов линии радиосети. Конструкции опор рассчитаны для подвески проводов А16 ... А70, АС16 ... АС50, стальных ПСТ4 и проводов связи ПСТ4.

Для напряжения 6 ... 20 кВ применяют нормальные деревянные опоры, приведенные на рисунке 4.15. Они применимы для следующих марок проводов: А25 ... А120, АС16 ... АС70, ПС25 ... ПС50 и ПСТ5.

На промежуточных опорах для напряжений 6 ... 20 кВ, устанавливаемых в населенной местности, предусматривают двойное крепление проводов на штыревых изоляторах, а на анкерных и угловых опорах применяют подвесные изоляторы.

Железобетонные опоры, как правило, выполняют цельностоечными. Для напряжения 0,38 кВ их схемы напоминают схемы деревянных опор. На напряжении 0,38 кВ их применяют для подвески пяти, восьми и девяти проводов таких же и больших сечений, что и на деревянных опорах.

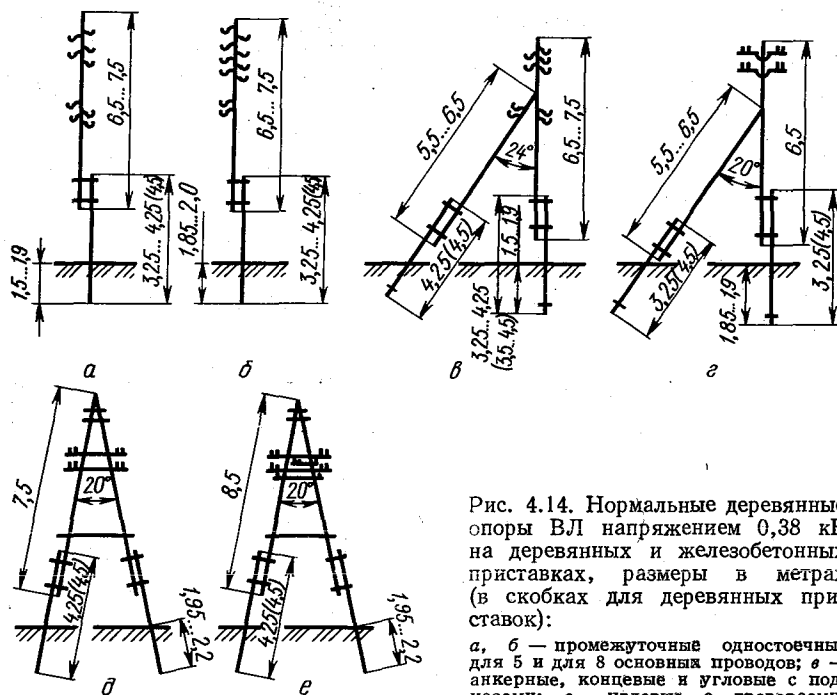


Рис. 4.14. Нормальные деревянные опоры ВЛ напряжением 0,38 кВ на деревянных и железобетонных приставках, размеры в метрах (в скобках для деревянных приставок):

а, б — промежуточные одностоечные для 5 и для 8 основных проводов; в — анкерные, концевые и угловые с подкосами; г — угловые с траверсами; д — анкерные угловые; е — концевые.

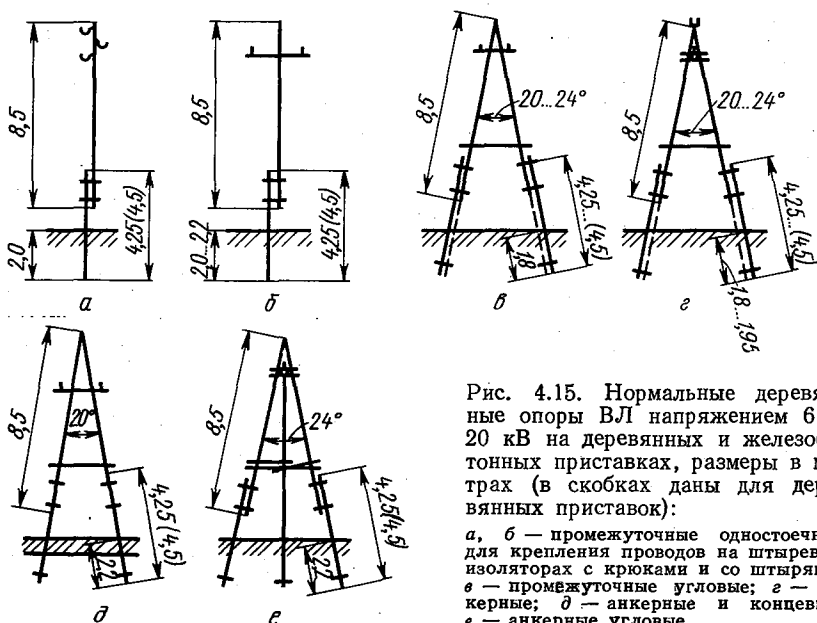


Рис. 4.15. Нормальные деревянные опоры ВЛ напряжением 6...20 кВ на деревянных и железобетонных приставках, размеры в метрах (в скобках даны для деревянных приставок):

а, б — промежуточные одностоечные для крепления проводов на штыревых изоляторах с крюками и со штырями; в — промежуточные угловые; г — анкерные; д — анкерные и концевые; е — анкерные угловые.

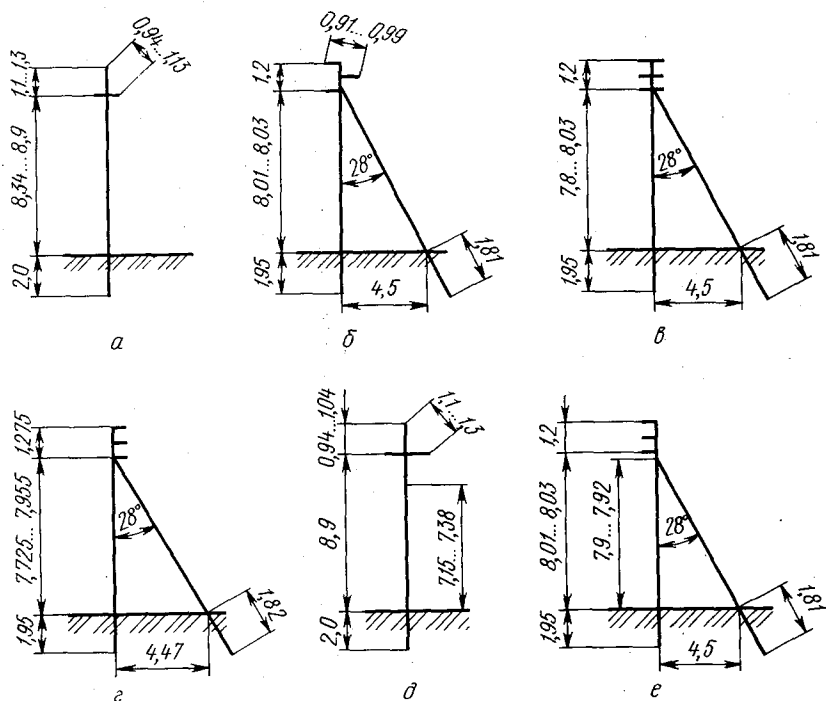


Рис. 4.16. Железобетонные опоры ВЛ напряжением 6 ... 20 кВ, размеры в метрах:

а — промежуточные; б — промежуточные угловые; в — промежуточные ответвительные; г — анкерные угловые; д — промежуточные ответвительные; е — промежуточные ответвительные угловые.

Для напряжений 6 ... 20 кВ схемы железобетонных опор показаны на рисунке 4.16. Все промежуточные опоры выполняют одностоечными, свободно стоящими, а анкерные и угловые — с подкосами. Они допускают подвеску проводов следующих марок: А25 ... А120, АС16 ... АС50, ПС25 и ПСТ5.

Для напряжений 35 кВ железобетонные опоры изготавливают без прокладок грозозащитного троса и с тросом. Последние применяют на подходах к трансформаторным подстанциям.

Основные виды бестросовых опор показаны на рисунке 4.17, а со штыревыми изоляторами и на рисунке 4.17, б и в с подвесными изоляторами. Опоры допускают подвеску проводов следующих марок: А35 ... А95, АС25 ... АС70, ПС25. Опоры с тросом (рис. 4.17, г, д, е) предназначены для проводов тех же сечений.

На перечисленных выше примерах опор приведена только часть типовых конструкций, которые разработаны проектными организациями и применяются для электроснабжения сельского хозяйства. Габарит линии зависит от районов, в которых она проходит (табл. 4.8).

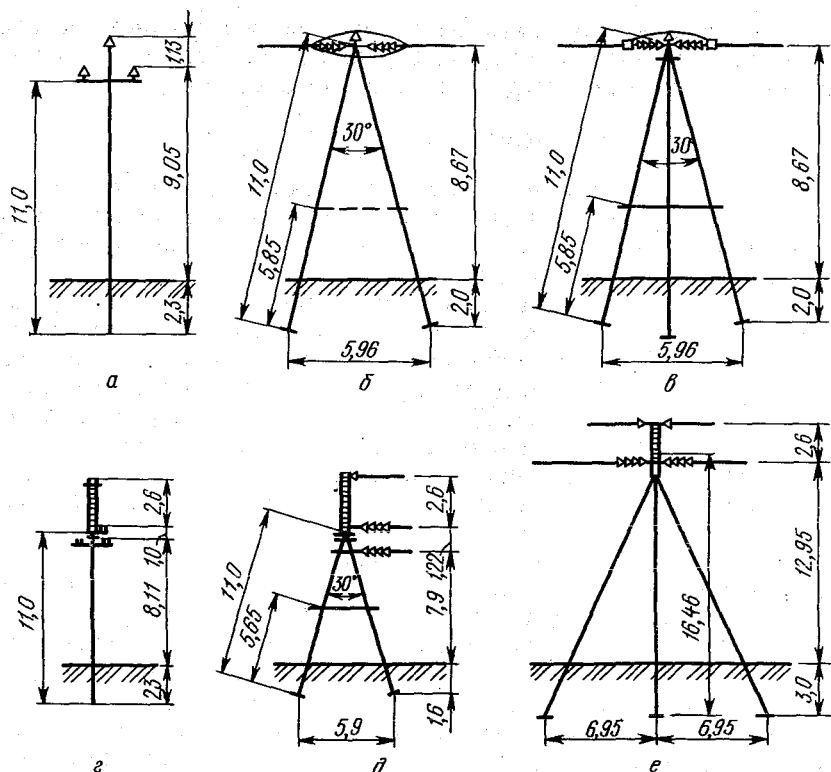


Рис. 4.17. Железобетонные вибрированные опоры ВЛ 35 кВ со штыревыми и подвесными изоляторами, размеры в метрах:

a — промежуточные; *б* — анкерные; *в* — анкерные угловые; *г* — промежуточные тросовые; *д* — концевые тросовые; *е* — анкерные переходные тросовые.

4.8. Допустимые приближения проводов воздушных линий к поверхности земли и воды (габарит линии)

Характеристика районов, в которых проходит линия	Габарит линии (м) при напряжении линии, кВ		
	до 1 вклю- чительно	от 1 до 110	220
Населенная местность	6,0	7,0	8,0
Ненаселенная местность	6,0	6,0	7,0
Труднодоступная местность	3,5	5,0	6,0
Несудоходные и неславные реки и озера:			
от уровня льда	6,0	6,0	7,0
от уровня высоких вод	2,0	3,0	4,0
При пересечении неэлектрифицированных железных дорог (до головки рельса)	7,5	7,5	8,5
При пересечении автомобильных дорог (до полотна дороги)	6,0	7,0	8,0

Наименьшие допустимые расстояния по вертикали и горизонтали при пересечении воздушных линий на особых участках приведены в Правилах устройства электроустановок.

4.4. ВВОДЫ В ЗДАНИЯ

Вводы в здание устраивают следующим образом. На ближайшем от здания столбе низковольтной линии делают ответвление. На фазных проводах каждого ввода у столба устанавливают предохранители (рис. 4.18).

Провода линейных вводов подвешивают так, чтобы низшие точки подвеса находились на высоте не менее 2,75 м от поверхности земли. При этом провода не должны пересекать проезжей части улицы. Длину вводного пролета делают не больше 10 м. При пересечении вводным пролетом проезжей части улицы высота провода над ней при наиболее неблагоприятных условиях должна быть не меньше 6 м, а над пешеходной дорожкой — 3,5 м.

Если длина ввода превышает 25 м или нужно сделать ввод в низкое здание, устанавливают дополнительную опору.

Вводы в здания через стену выполняют так, чтобы вода не скапливалась в отверстиях стены и не попадала внутрь здания.

Для прохода проводов через каменную или саманную стену в ней пробивают отверстие 3 (рис. 4.19). На каждый провод надевают эбонитовую трубку 1. Снаружи на трубку надевают фарфоровую воронку 4, внутри же в сыром помещении надевают воронку, а в сухом — втулку 2. Наружную воронку заливают изоляционной массой 5. Ввод через деревянную стену делают в отдельном отверстии для каждого провода. Нельзя сверлить отверстия для ввода в пазах между бревнами или делать вводы через оконные рамы. Как и в предыдущем случае, при вводе через деревянную стену каждый провод прокладывают в эбонитовой трубке с надежными на ее концы воронкой и втулкой.

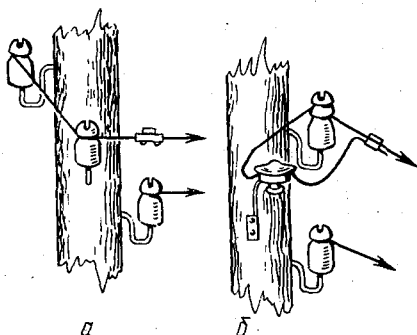


Рис. 4.18. Ответвление от линии на опоре для ввода в здание:

а — с предохранителями подвешного типа;
б — с грибообразными предохранителями.

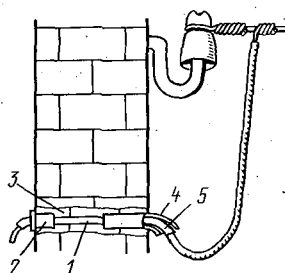


Рис. 4.19. Ввод провода в здание через кирпичную стену:

1 — эбонитовая трубка; 2 — втулка; 3 — отверстие; 4 — фарфоровая воронка; 5 — изоляция.

4.5. АКТИВНЫЕ И ИНДУКТИВНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРОВОДОВ

Провода электрических линий обладают активным сопротивлением переменному току. Его значение несколько отличается от омического сопротивления постоянному току. Однако разница эта незначительна, и в практических расчетах ею пренебрегают.

Активное сопротивление проводов из цветных металлов — меди и алюминия — зависит от температуры окружающего воздуха и от тока, проходящего по проводу. В практических расчетах этими изменениями пренебрегают и считают активное сопротивление постоянным.

Активное сопротивление провода на единицу длины (1000 м) определяют из выражения

$$r_0 = 1000\rho/F, \quad (4.3)$$

где r_0 — сопротивление 1 км провода, Ом/км; ρ — удельное сопротивление материала провода, Ом·м; F — номинальное сечение провода, мм².

В расчетах электрических сетей принимают следующие значения ρ , Ом·м:

для меди $\rho = 18,9 \cdot 10^{-9}$,

для алюминия $\rho = 31,2 \cdot 10^{-9}$.

Когда известно значение r_0 провода, то общее активное сопротивление его определяют как

$$r = r_0 l,$$

где l — длина провода, км.

Значение r_0 вычисляют по уравнению (4.3), но удобнее пользоваться уже подсчитанными данными, приведенными в соответствующих таблицах.

Активное сопротивление стальных проводов зависит от силы проходящего по ним тока, поэтому при расчетах нельзя пользоваться постоянным значением удельной проводимости, как это делают для проводов из цветных металлов. Значения активных сопротивлений стальных проводов следует брать из таблиц (прил. 13) либо из кривых, построенных по этим таблицам (рис. 4.20, а).

Реактивные индуктивные сопротивления или просто индуктивные сопротивления проводов обусловлены переменным магнитным полем вне и внутри проводов, по которым протекает переменный ток.

Из основ электротехники известно, что индуктивное сопротивление провода, когда сумма токов в проводах равна нулю и в земле ток не протекает, равно

$$x_0 = \omega \left(4,6 \lg \frac{D_{cp}}{R} + 0,5\mu \right) 10^{-4}, \quad (4.4)$$

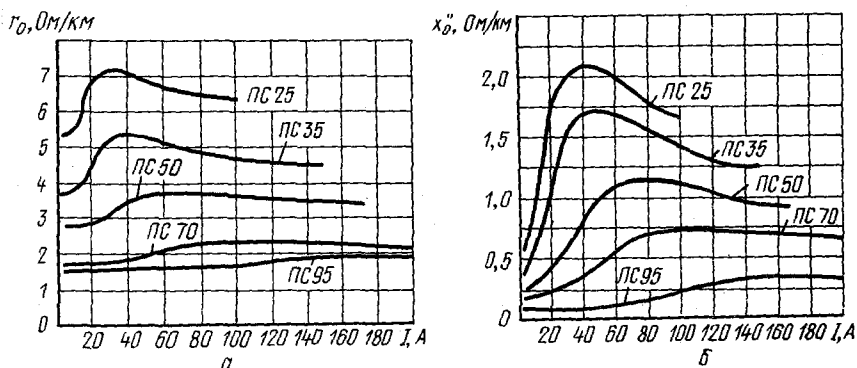


Рис. 4.20. Кривые зависимости сопротивления стальных многопроволочных проводов от силы протекающего по ним тока:

а — активного сопротивления r_0 ; б — внутреннего индуктивного сопротивления x_0'' .

где x_0 — индуктивное сопротивление, Ом/км; ω — угловая частота; $D_{\text{ср}}$ — среднее расстояние между проводами; R — радиус провода; μ — относительная магнитная проницаемость материала провода.

При стандартной частоте переменного тока $f = 50$ Гц угловая частота $\omega = 2\pi f = 314$, и тогда, принимая $R = d/2$, имеем:

$$x_0 = 0,145 \lg \frac{2D_{\text{ср}}}{d} + 0,0157\mu. \quad (4.5)$$

Первый член правой части уравнения (4.5) зависит от магнитного поля вне провода, его называют внешним индуктивным сопротивлением x_0' .

Второй член определяется магнитным полем внутри провода, его называют внутренним индуктивным сопротивлением x_0'' . Принимая такие обозначения, имеем:

$$x_0 = x_0' + x_0''.$$

Внешнее индуктивное сопротивление зависит не от материала провода, а от его диаметра и расстояния между проводами. Расстояние между проводами воздушных линий колеблется от 0,4 м для линий низкого напряжения до 7 м для линий напряжением 220 кВ. Отсюда ясно, что внешнее индуктивное сопротивление тем больше, чем выше напряжение линии.

У воздушных линий по той же причине внешнее индуктивное сопротивление значительно больше, чем у кабельных.

Среднее геометрическое расстояние между проводами

$$D_{\text{ср}} = \sqrt{D_{12}D_{23}D_{31}}, \quad (4.6)$$

где D_{12} , D_{23} , D_{31} — расстояние между проводами, соответственно 1—2, 2—3 и 3—1.

Если провода расположены в вершинах равностороннего треугольника, то

$$D_{12} = D_{23} = D_{31} = D_{\text{ср.}}$$

В случае расположения проводов в одной плоскости, если посередине находится провод 2, то

$$D_{31} = 2D_{12} = 2D_{23},$$

и тогда

$$D_{\text{ср.}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{12}2D_{12}} = D_{12}\sqrt[3]{2} = 1,26D_{12}. \quad (4.7)$$

При расчетах обычно используют значения внешних индуктивных сопротивлений, подсчитанных по уравнению (4.5); приближенные значения их сведены в таблице (прил. 14 и 15).

Внешнее индуктивное сопротивление кабеля в 3 ... 4 раза меньше, чем воздушного провода того же сечения. Поэтому при расчете кабельных линий, особенно небольших сечений, могущих найти применение в сельском хозяйстве, индуктивным сопротивлением их пренебрегают.

Как было показано в уравнении (4.5), внутреннее индуктивное сопротивление провода

$$x'_0 = 0,0157\mu.$$

Для проводов из немагнитных материалов (меди и алюминия) относительная магнитная проницаемость равна 1, поэтому внутреннее индуктивное сопротивление их x'_0 в большинстве случаев весьма мало по сравнению с внешним сопротивлением x'_0 и им пренебрегают.

Значение магнитной проницаемости материала стальных проводов составляет сотни и тысячи относительных единиц. Поэтому их внутреннее индуктивное сопротивление соизмеримо с внешним, а часто даже значительно превосходит его. Следовательно, в этом случае пренебрегать внутренним индуктивным сопротивлением нельзя.

Кроме того, магнитная проницаемость стали сильно зависит от напряженности магнитного поля, то есть от силы тока, протекающего по проводу. Поэтому внутреннее индуктивное сопротивление стальных проводов меняется с изменением нагрузки. Оно возрастает с увеличением силы тока до максимального значения, а затем начинает уменьшаться.

На рисунке 4.20, б приведены кривые изменения внутреннего индуктивного сопротивления стальных многопроволочных проводов в зависимости от силы тока. При обычных плотностях тока провода работают на восходящих частях кривых. Аналогичный характер носят кривые зависимости сопротивлений от силы тока для стальных однопроволочных проводов. Для практических целей пользуются таблицами опытных значений внутренних индуктивных сопротивлений стальных проводов (прил. 16 и 17).

Глава 5. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СЕЛЬСКИХ СЕТЕЙ

5.1. РАСЧЕТ СЕТЕЙ ПО ЭКОНОМИЧЕСКИМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

5.1.1. Экономическая плотность тока и экономические интервалы нагрузки

Себестоимость передачи электрической энергии (годовые эксплуатационные расходы) складывается из ряда составляющих (см. главу 14).

В стоимость передачи электрической энергии входит прежде всего стоимость потерь энергии в проводах электрических линий и в трансформаторах. Очевидно, что эта величина зависит от значения годовых потерь ΔW (см. 5.1.2) и от стоимости единицы потерь электроэнергии β .

На значение потерь энергии большое влияние оказывает коэффициент мощности нагрузки. При той же активной мощности ток обратно пропорционален коэффициенту мощности, а потери мощности или энергии обратно пропорциональны квадрату коэффициента мощности:

$$\Delta W = k/\cos^2 \varphi.$$

Следовательно, для уменьшения потерь энергии стремятся повысить коэффициент мощности в сети.

Основной путь к этому — обеспечение полной загрузки трансформаторов и особенно электродвигателей. В ряде случаев целесообразно включать у потребителей конденсаторы параллельно нагрузке.

Важной составляющей являются отчисления на амортизацию установки. Эта величина зависит от срока службы линии и ее первоначальной стоимости, то есть первоначальных капитальных затрат. Отчисления на амортизацию в процентах от первоначальной стоимости линии $K_{\text{л}}$ должны быть таковы, чтобы к концу срока службы линии полностью была возвращена ее первоначальная стоимость. Отчисления на амортизацию в процентах от $K_{\text{л}}$ составляют:

$$p_a = \frac{K_{\text{л}}}{T} \cdot \frac{100}{K_{\text{л}}} = \frac{100}{T},$$

где T — срок службы линии, лет.

Расходы на текущий ремонт линии $p_{\text{т.р}}$ обычно невелики и в сельских сетях составляют несколько процентов первоначальной стоимости.

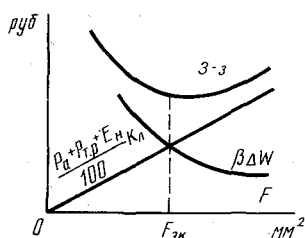


Рис. 5.1. Зависимость стоимости передачи электроэнергии от сечений проводов.

Наконец, в стоимость передачи электроэнергии входит зарплата линейных обходчиков, дежурных на подстанциях, инженерно-технических и административно-хозяйственных работников. Обозначим эту величину через z .

Очевидно, что годовые эксплуатационные расходы C на передачу всей электрической энергии W составят:

$$C = \beta \Delta W + \frac{p_a}{100} K_{\text{л}} + \frac{p_{\text{т.р}}}{100} K_{\text{л}} + z. \quad (5.1)$$

Для оценки экономической эффективности различных вариантов принимают расчетные приведенные затраты

$$Z = C + \frac{E_{\text{н}}}{100} K_{\text{л}}, \quad (5.2)$$

где $E_{\text{н}}$ — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, который в энергетике составляет 12 %.

При проектировании линии важно обеспечить такие условия, чтобы расчетные приведенные затраты на передачу электроэнергии были наименьшими. В значительной степени это зависит от выбранного сечения проводов. В самом деле, значение, а значит, и стоимость потерь энергии ΔW уменьшаются с увеличением сечения проводов по закону гиперболы (рис. 5.1); таким образом, с увеличением сечения резко снижается составляющая стоимость потерь энергии.

Первоначальная стоимость линии с увеличением сечения проводов возрастает приблизительно по закону прямой линии. Следовательно, по этому же закону увеличиваются отчисления от первоначальной стоимости $\left[\text{прямая } \frac{p_a + p_{\text{т.р}} + E_{\text{н}}}{100} K_{\text{л}} \right]$ (рис. 5.1).

Расходы z на обслуживание линии практически не зависят от сечения проводов, и поэтому их исключили из настоящего рассмотрения.

Таким образом, расчетные приведенные затраты на передачу электроэнергии без учета расходов на зарплату ($Z - z$) выражаются U-образной кривой, являющейся суммой кривой $\beta \Delta W$ и прямой $\frac{p_a + p_{\text{т.р}} + E_{\text{н}}}{100} K_{\text{л}}$ (рис. 5.1).

Минимум кривой $Z - z$ соответствует наиболее выгодному, или, как его называют, экономическому, сечению проводов линии — $F_{\text{эп}}$.

Если провода линии имеют экономическое сечение, то расчетные приведенные затраты на передачу электроэнергии наименьшие и, следовательно, линия спроектирована наиболее правильно.

5.1. Экономическая плотность тока для проводов из различных металлов

Проводники	Экономическая плотность тока (А/мм ²) при продолжительности максимума нагрузки, ч		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,3
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с рези- новой и поливинилхлоридной изоля- цией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляция с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Строго говоря, при расчете каждой линии нужно определять экономическое сечение проводов, проверяя различные варианты. Однако это практически не делается. Дело в том, что на кривой 3 — з рисунка 5.1 минимум неясно выражен, так как кривая обычно носит пологий характер. Кроме того, из соображений экономии проводникового металла всегда стремятся брать наименьшие сечения.

Рекомендуемые Правилами устройства электроустановок экономические плотности тока $j_{\text{эк}}$ для проводов из различных металлов при различном числе часов использования максимальной активной нагрузки приведены в таблице 5.1. При заданной экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$ экономическое сечение

$$F_{\text{эк}} = I / j_{\text{эк}}. \quad (5.3)$$

Таким образом выбирают сечения проводов для линий напряжением 35 ... 220 кВ. Очевидно, что в этом случае расчет проводов сводится к несложным операциям.

Если линия имеет несколько нагрузок (рис. 5.2), то определить сечение проводов по экономической плотности тока можно, приняв сечения по участкам линии различными либо одинаковыми. В первом случае сечение проводов каждого участка находят по предыдущей формуле для данной экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$:

$$F_1 = I_1 / j_{\text{эк}}; \quad F_2 = I_2 / j_{\text{эк}}; \quad F_3 = I_3 / j_{\text{эк}}.$$

Потеря мощности в линии с одной нагрузкой

$$\Delta P = 3I^2 r = \frac{3I^2 l}{\gamma F},$$

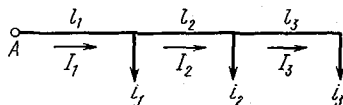


Рис. 5.2. К расчету проводов по экономической плотности тока.

где F — сечение провода; l — длина линии.

Для магистрали с несколькими нагрузками при постоянном сечении потеря мощности

$$\Delta P = 3 \left(\frac{I_1^2 l_1}{\gamma F} + \frac{I_2^2 l_2}{\gamma F} + \frac{I_3^2 l_3}{\gamma F} \right) = \frac{3 \sum I^2 l}{\gamma F} = \frac{3 I_{\text{эКВ}}^2 \sum l}{\gamma F}.$$

Следовательно, если нужно получить постоянное сечение при нескольких нагрузках, то следует найти эквивалентный ток

$$I_{\text{эКВ}} = \sqrt{\frac{\sum I^2 l}{l_1 + l_2 + l_3}}, \quad (5.4)$$

а по этому току экономическое сечение

$$F_{\text{эК}} = I_{\text{эКВ}} / j_{\text{эК}}. \quad (5.5)$$

Сооружать линию с одним сечением удобнее, но потери мощности и расход металла в ней несколько больше, чем при ступенчатом изменении сечения.

Для сельских воздушных линий напряжением 10 и 0,38 кВ экономические сечения выбирают методом экономических интервалов по таблицам, часть из которых для примера приведена в приложениях 32 и 33. По этим приложениям можно выбрать сечения проводов в зависимости от нагрузки, района климатических условий, в котором сооружается линия, материала опор и предполагаемого темпа увеличения нагрузки.

В приложениях приведены основные марки проводов для данного интервала нагрузок и дополнительные марки, применение которых допустимо, но приводит к увеличению затрат на линию, указанному в последнем столбце таблиц приложений.

Экономическое сечение проводов определяют следующим образом:

1. Находят расчетную максимальную нагрузку $S_{\text{мах}}$ на данном участке линии (см. п. 3.2).

2. Определяют эквивалентную нагрузку $S_{\text{эКВ}}$ по соотношению

$$S_{\text{эКВ}} = S_{\text{мах}} k_{\text{д}}. \quad (5.6)$$

Для вновь сооружаемых сетей коэффициент, учитывающий динамику роста нагрузок, $k_{\text{д}} = 0,7$; для вновь строящихся участков реконструируемой сети при ожидаемом увеличении нагрузки за расчетный срок менее чем в 1,5 раза $k_{\text{д}} = 0,8$; при ожидаемом увеличении нагрузки в 1,5 ... 2 раза $k_{\text{д}} = 0,7$.

3. По таблицам приложений 32 и 33 предварительно определяют сечение проводов для каждого участка линии.

4. Определяют потерю напряжения при выбранных сечениях для мощности расчетного года $S_{\text{мах}}$.

5. Если потеря напряжения превысит допустимую, то на ряде участков, начиная с головных, нужно взять большие дополнительные сечения из тех же таблиц приложений 32 и 33. При этом

не следует принимать в линии более 3 ... 4 различных сечений проводов.

6. Расчет заканчивается проверкой потери напряжения в линии, которая не должна превышать допустимую.

5.1.2. Потери энергии в электрических сетях

Электрический ток, проходя по проводам воздушных и кабельных линий, внутренней электропроводки и обмоток трансформаторов, вызывает потери мощности и энергии на бесполезный, а порой вредный нагрев их. Потери мощности и энергии должны быть компенсированы генераторами электростанций, что увеличивает их нагрузку и требует дополнительного расхода топлива или гидроэнергии. При проектировании сети всегда стремятся уменьшить в ней потери энергии. Однако при неизменном коэффициенте мощности этого можно добиться, только увеличивая сечения проводов, а следовательно, и расход металла на сооружение сетей. Поэтому при проектировании сети нужно учитывать стоимость электроэнергии, цены на проводниковые материалы и т. д.

Потеря мощности в любом проводнике по закону Ленца—Джоуля $\Delta P = I^2 r$. Если бы ток в течение всего года в проводе оставался неизменным, то годовые потери энергии в нем при неизменном коэффициенте мощности составили:

$$\Delta W = \Delta P \cdot 24 \cdot 365 = I^2 \cdot 8760 \cdot 10^{-3}.$$

Однако в действительности ток в проводе непрерывно меняется как в течение суток, так и в течение года в зависимости от изменения режима работы потребителей. Поэтому потери энергии нельзя определять умножением потерь мощности при максимальной нагрузке на число часов работы линии, так как это приведет к увеличенным во много раз результатам. Для расчета потерь энергии в реальной линии с переменной нагрузкой строят график

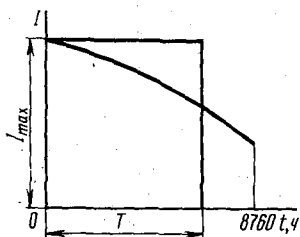


Рис. 5.3. Определение времени использования максимальной нагрузки из графика по продолжительности.

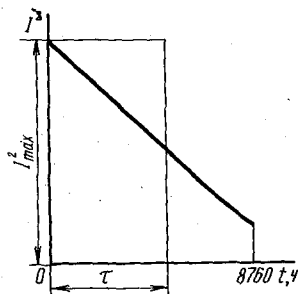


Рис. 5.4. Определение времени потерь.

изменения этой нагрузки по продолжительности в течение определенного периода, лучше всего года. Его строят на основании суточных и годовых графиков нагрузки (см. главу 3).

Пусть есть график какой-то нагрузки по продолжительности (рис. 5.3). Площадь, ограниченная графиком и осями координат, равна $\int_0^t i dt$ ($t = 8760$ ч) и пропорциональна энергии, передаваемой за год по линии:

$$W = \sqrt{3} U \cos \varphi \int_0^t i dt.$$

Построим прямоугольник с высотой, равной максимальной нагрузке $I_{\max}$, и площадью, равной площади, ограниченной графиком и осями координат. Основание этого прямоугольника называют временем использования максимума и обозначают буквой T . Это то время, которое необходимо, чтобы вся годовая энергия была передана по линии при неизменном токе, равном максимальному.

Очевидно,

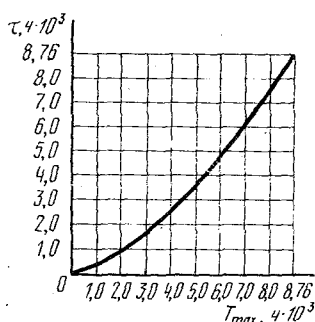
$$W = \sqrt{3} U \cos \varphi \int_0^t i dt = \sqrt{3} U \cos \varphi I_{\max} T,$$

откуда время использования максимума нагрузки

$$T = \frac{W}{\sqrt{3} U I_{\max} \cos \varphi} = W / P_{\max} = \int_0^t i dt / I_{\max}. \quad (5.7)$$

Как видно, найти значение T , если известны графики нагрузки потребителей, а следовательно, и энергия, потребляемая ими за год, нетрудно.

Потери мощности и энергии в линии пропорциональны квадрату проходящего по ней тока. Поэтому построим график продолжительности квадрата тока в линии (рис. 5.4). Площадь, ограниченная этим графиком и осями координат, пропорциональна годовым потерям энергии в трехфазной линии:



$$\Delta W = 3r \int_0^t i^2 dt.$$

Как и в предыдущем случае, построим прямоугольник с высотой, равной квадрату максимального тока $I_{\max}^2$, и площадью, равной площади, ограни-

Рис. 5.5. Зависимость времени потерь от времени использования максимальной нагрузки для сельских потребителей.

ченной графиком и осями координат. Основание этого прямоугольника называется временем максимальных потерь, или временем потерь, и обозначается буквой τ . Время потерь — это то условное время, за которое максимальный ток нагрузки $I_{\max}$, протекая по линии, создал бы потери энергии, равные действительным потерям за год. Потери энергии

$$\Delta W = 3r \int_0^t i^2 dt = 3r I_{\max}^2 \tau,$$

откуда время потерь

$$\tau = \frac{\Delta W}{3r I_{\max}^2} = \int_0^t i^2 dt / I_{\max}^2. \quad (5.8)$$

Время потерь находят из графика нагрузки (рис. 5.4). Если графика нагрузки нет, время потерь определяют в зависимости от времени использования максимума по заранее построенным кривым.

На рисунке 5.5 приведена кривая $\tau = f(T)$, построенная для сельских потребителей при среднем $\cos \phi$.

Можно также ввести понятие среднего квадратичного тока $I_{\text{ср. кв}}$, то есть такого неизменного тока, который, протекая в течение всего года по линии, вызывает потери энергии, равные действительным.

Пусть есть график продолжительности квадрата тока в линии передачи. Средний квадратичный ток равен высоте прямоугольника с основанием $t = 8760$ ч и площадью, равной площади, ограниченной графиком и осями координат. Годовые потери энергии

$$\Delta W = 3r \int_0^t i^2 dt = 3r I_{\text{ср. кв}}^2 8760.$$

Отсюда средний квадратичный ток

$$I_{\text{ср. кв}} = \sqrt{\int_0^t i^2 dt / 8760}. \quad (5.9)$$

С другой стороны, из формулы (5.8)

$$\int_0^t i^2 dt = I_{\max}^2 \tau,$$

поэтому

$$I_{\text{ср. кв}} = I_{\max} \sqrt{\tau / 8760}. \quad (5.10)$$

Для любого участка электрической линии с нагрузкой на конце потери энергии можно легко определить, если задан график

продолжительности тока нагрузки. В этом случае строят график продолжительности квадрата тока нагрузки и определяют его площадь планиметрированием или подсчетом по миллиметровой сетке. Тогда

$$\Delta W = 3r \int_0^t i^2 dt. \quad (5.11)$$

Если нагрузки выражены не через ток, а через мощность, то, подставляя в выражение (5.11) вместо тока его значение, имеем:

$$\Delta W = 3r \int_0^t \left(\frac{p}{\sqrt{3}U \cos \varphi} \right)^2 dt = \frac{r}{U^2 \cos^2 \varphi} \int_0^t p^2 dt, \quad (5.12)$$

где p — активная мощность на участке линии в данный момент; U — номинальное напряжение сети; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности нагрузки.

Если график нагрузки потребителей не задан, а известна лишь максимальная нагрузка и годовое число часов ее использования T , то, как указывалось выше, время потерь τ находят по кривой, изображенной на рисунке 5.5 для данного T . Потери энергии равны

$$\Delta W = 3I_{\max}^2 r \tau. \quad (5.13)$$

Если ток заменить активной мощностью, напряжением и коэффициентом мощности, то

$$\Delta W = \left(\frac{P_{\max}}{\sqrt{3}U \cos \varphi} \right)^2 3r \tau = \frac{P_{\max}^2}{U^2 \cos^2 \varphi} r \tau. \quad (5.14)$$

Наконец, если известен средний квадратичный ток, то потери энергии

$$\Delta W = 3r I_{\text{ср. кв}}^2 8760. \quad (5.15)$$

При нагрузке, равномерно распределенной вдоль линии, потери энергии в 3 раза меньше, чем в линии с той же нагрузкой на конце.

В трансформаторах мощность теряется в проводах обмоток (потери в меди ΔP_m) и в стали сердечников на вихревые токи и гистерезис (потери в стали или потери холостого хода ΔP_x).

Потери в меди, как это следует из закона Ленца—Джоуля, зависят от тока нагрузки, будучи пропорциональны квадрату его значения. Для трехфазного трансформатора

$$\Delta P_m = 3I^2 r_T,$$

где r_T — активное сопротивление обмоток одной фазы трансформатора.

При токе нагрузки, равном номинальному, потери в меди также будут номинальными, равными потерям короткого замыкания:

$$\Delta P_{\text{м.н}} = 3I_{\text{н}}^2 r_T.$$

Разделив первое выражение на второе, получим:

$$\frac{\Delta P_{\text{м}}}{\Delta P_{\text{м.н}}} = \frac{3I^2 r_{\text{т}}}{3I_{\text{н}}^2 r_{\text{т}}} = (I/I_{\text{н}})^2 = (S/S_{\text{н}})^2,$$

откуда

$$\Delta P_{\text{м}} = \Delta P_{\text{м.н}} (I/I_{\text{н}})^2 = \Delta P_{\text{м.н}} (S/S_{\text{н}})^2. \quad (5.16)$$

Потери в стали трансформаторов зависят только от значения приложенного к первичной обмотке напряжения, а так как в подобных расчетах его считают практически неизменным, то и потери мощности в стали принимают постоянными.

Потери энергии в трансформаторе, так же как и потери мощности, складываются из потерь в меди и потерь в стали.

Годовые потери энергии

$$\Delta W = 3I_{\text{max}}^2 r_{\text{т}} \tau + \Delta P_{\text{х}} 8760, \quad (5.17)$$

где τ — время потерь для данного графика нагрузки трансформатора; I_{max} — максимальный ток нагрузки трансформатора.

Используя уравнения (5.8) и (5.16), можно выразить потери энергии в трансформаторе как

$$\Delta W = \Delta P_{\text{м.н}} (S_{\text{max}}/S_{\text{н}})^2 \tau + \Delta P_{\text{х}} 8760. \quad (5.18)$$

Определять потери энергии в электрических линиях и трансформаторах необходимо как при проектировании электрических сетей, так и при их эксплуатации. Однако в разветвленных линиях с большим числом ответвлений и трансформаторных пунктов определять потери энергии методами, приведенными выше, сложно и громоздко. Поэтому разработаны упрощенные методы, которые позволяют решать эту задачу с меньшей затратой времени, хотя с меньшей точностью.

5.2. РАСЧЕТ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ ПО НАГРЕВУ

5.2.1. Допустимая нагрузка на неизолированные провода по нагреву

Когда электрический ток прсходит по проводу, выделяется теплота, определяемая по закону Ленца—Джоуля:

$$Q = I^2 r \tau, \quad (5.19)$$

где Q — количество теплоты; I — сила тока; r — активное сопротивление провода; τ — время потерь.

Провод нагревается проходящим по нему током до температуры, при которой количество теплоты, получаемой проводом, становится равным количеству теплоты, отдаваемой его поверхностью окружающей среде. По мере повышения температуры провода скорость ее нарастания снижается.

Для данного провода при заданном токе превышение температуры над температурой окружающей среды — величина постоянная, если неизменны окружающие условия (сила ветра, осадки и т. п.).

Потери теплоты проводами воздушных линий происходят главным образом за счет конвекции, то есть теплового движения воздуха, окружающего провод. Значительно меньше теплоты теряется лучеиспусканием и совсем ничтожное количество — за счет теплопроводности воздуха. Сказанное выше целиком относится также к изолированным проводам и кабелям, проложенным на воздухе в блоках, каналах и т. п. У кабелей, проложенных непосредственно в земле, отдача теплоты происходит только благодаря теплопроводности почвы.

Температура провода не должна превышать установленное значение. Поэтому задача расчета — определить ток, который можно пропустить по проводу при данных условиях, с тем чтобы температура провода не превзошла допустимую.

Для неизолированных проводов воздушных линий максимальная допустимая температура не должна превышать 70 °С. Такое невысокое значение объясняется не опасениями за состояние провода, а необходимостью создания надежных соединений. Дело в том, что при повышении температуры усиливаются окислительные процессы и на проводах образуются окиси, обладающие высоким сопротивлением. Это увеличивает сопротивление контакта, а значит, и количество выделяемой в нем теплоты. Температура соединения растет, увеличивается окисление и т. д. до полного разрушения провода в месте соединения.

Предельная температура неизолированных проводов, проложенных внутри зданий, также не должна превышать 70 °С. Это обусловлено необходимостью обеспечить пожарную безопасность и исключить неприятный запах, возникающий вследствие сухой перегонки пыли, оседающей на поверхности провода.

Для расчета провода по нагреву необходимо знать температуру окружающего воздуха. За расчетную принимают среднемесячную температуру окружающего воздуха в 13 ч для наиболее жаркого месяца. В различных районах СССР эта величина сильно колеблется от 15° для северных и до 35 °С для южных районов.

Для проводов, расположенных внутри помещений, за расчетную принимают максимальную среднемесячную температуру воздуха. Обычно при расчете эта температура бывает задана.

Электрический ток, проходя по проводу, выделяет теплоту по уравнению (5.19). С другой стороны, с поверхности провода теплота теряется в окружающую среду:

$$Q = cS (t - t_0) \tau, \quad (5.20)$$

где c — коэффициент теплоотдачи поверхности провода, Вт/(м²·°С); S — площадь поверхности провода, м²; t — температура поверхности провода, °С; t_0 — температура окружающей среды, °С; τ — время, с.

Если температура провода установилась, то это означает, что количество полученной теплоты равно количеству теплоты отданной, то есть

$$I^2 r \tau = c S (t - t_0) \tau,$$

откуда

$$I^2 = c S (t - t_0) / r. \quad (5.21)$$

С другой стороны,

$$S = \pi d l, \quad r = l / (\gamma F) = 4 l / (\gamma \pi d^2),$$

где d — диаметр провода; l — длина провода; γ — удельная проводимость материала провода.

Подставляя значения S и r в формулу (5.21), получаем:

$$I^2 = c \pi^2 d^3 \gamma (t - t_0) / 4;$$

$$I = (\pi/2) \sqrt{c d^3 \gamma (t - t_0)}. \quad (5.22)$$

Формула определяет допустимый для провода ток, если известны все остальные входящие в нее величины. Обычно допустимый ток находят не по формуле, а по таблицам. Однако эту формулу можно использовать для определения величин при переходе к другим условиям работы провода.

Пусть допустимый ток для данных условий

$$I = (\pi/2) \sqrt{c d^3 \gamma (t - t_0)}.$$

Так как коэффициент теплоотдачи поверхности провода меняется в небольших пределах при изменении температуры, то та же величина для новых условий, то есть для другой температуры, приближенно равна

$$I' = (\pi/2) \sqrt{c d^3 \gamma (t' - t_0)}.$$

Разделив второе выражение на первое, получим:

$$\frac{I'}{I} = \frac{(\pi/2) \sqrt{c d^3 \gamma (t' - t_0)}}{(\pi/2) \sqrt{c d^3 \gamma (t - t_0)}},$$

откуда после сокращений

$$I' = I \sqrt{\frac{t' - t_0}{t - t_0}}. \quad (5.23)$$

Пользуясь формулой (5.22), находим допустимый ток для провода из другого материала. Пусть допустимый ток в медном проводе

$$I_m = (\pi/2) \sqrt{c d^3 \gamma_m (t - t_0)},$$

а в алюминиевом проводе того же сечения и при тех же условиях работы

$$I_a = (\pi/2) \sqrt{c d^3 \gamma_a (t - t_0)}.$$

По предыдущему

$$\frac{I_a}{I_m} = \frac{\sqrt{cd^3\gamma_a(t-t_0)}}{\sqrt{cd^3\gamma_m(t-t_0)}},$$

и окончательно допустимый ток для алюминиевого провода

$$I_a = I_m \sqrt{\gamma_a/\gamma_m}. \quad (5.24)$$

Допустимые значения тока для неизолированных проводов приведены в приложении 4.

Допустимые нагрузки определены исходя из температуры окружающего воздуха 25 °С и температуры проводника 70 °С. Если температура воздуха отличается от 25 °С, то данные таблиц умножают на поправочные коэффициенты.

С увеличением сечения допустимая плотность тока в проводе уменьшается. Например, для алюминиевого провода сечением 16 мм² допустимая плотность тока при прокладке на открытом воздухе $I_{16} = 105/16 = 6,57$ А/мм², а для провода сечением 150 мм² при тех же условиях $I_{150} = 440/150 = 2,93$ А/мм², то есть меньше в 2 с лишним раза. Это объясняется тем, что с увеличением диаметра сечение провода растет пропорционально квадрату, а поверхность — пропорционально первой степени диаметра. Следовательно, с увеличением диаметра поверхность провода, приходящаяся на единицу сечения, уменьшается, а значит, ухудшаются условия охлаждения. Вследствие этого иногда целесообразно вместо одного провода прокладывать два с общим сечением, меньшим, чем сечение одного провода, хотя общая стоимость линии при этом обычно увеличивается.

Нужно иметь в виду, что сечение проводов при наружной прокладке очень редко определяют по допустимой нагрузке током, а в подавляющем большинстве случаев по допустимой потере напряжения (см. п. 5.3) или по экономической плотности тока (см. п. 5.1), которая значительно меньше допустимой нагрузки током по нагреву.

5.2.2. Допустимая нагрузка на изолированные провода и кабели по нагреву

Тепловые процессы в изолированных проводах и кабелях протекают в общем так же, как в неизолированных проводах. Но изоляция на проводах несколько меняет условия их охлаждения: возникает дополнительное тепловое сопротивление, возрастает поверхность охлаждения и улучшаются условия для отдачи теплоты лучеиспусканием, если изоляция черного цвета. С другой стороны, допустимый нагрев составляет для проводов и кабелей с резиновой изоляцией всего 65 °С, так как при более высокой температуре резина размягчается.

Для кабелей с бумажной изоляцией при рабочем напряжении до 3 кВ максимально допустимая температура составляет 80 °С, при 6 кВ — 65, при 10 кВ — 60 и при 20 ... 35 кВ — 50 °С.

5.2.3. Выбор плавких предохранителей, автоматов и сечения проводов и кабелей по допустимому нагреву

При коротком замыкании или значительной перегрузке электрическая проводка должна быть автоматически отключена, в противном случае может воспламениться изоляция проводов, что приведет к пожару. Для автоматического отключения проводки при превышении установленных значений тока предназначены аппараты защиты. В сельском хозяйстве для этой цели часто применяют плавкие предохранители, устройство которых чрезвычайно просто (см. главу 9). В фарфоровом корпусе помещены проводники небольшого сечения — плавкие вставки, включаемые последовательно в каждый фазный провод линии. Если ток линии возрастет сверх допустимого, плавкая вставка перегорит, отключив цепь раньше, чем температура защищаемых ею проводов станет недопустимо высокой.

В сельских сетях низкого напряжения для внутренней установки применяют предохранители двух типов: пробочные и трубчатые.

Номинальные токи предохранителей этих двух типов в амперах нормированы по следующей шкале: 4, 6, 10, 15, 20, 25, 35, 50, 60, 80, 100, 125, 160, 200, 225, 260, 300.

Предохранители устанавливают во всех местах, где сечение проводника по направлению к местам потребления энергии уменьшается, а также на вводах в здания и в головных участках сети. Для избирательности действия, то есть чтобы при аварии перегорел только ближайший к месту повреждения предохранитель, номинальный ток плавкой вставки каждого последующего от источника питания предохранителя должен быть по крайней мере на одну ступень меньше, чем предыдущего.

Плавкий предохранитель обычного типа представляет собой весьма несовершенный аппарат. Продолжительность перегорания его плавкой вставки зависит от тока перегрузки. При токах, в 2,5 раза превышающих номинальный, новая плавкая вставка перегорает сравнительно быстро (через 8 ... 10 с). Токи, большие номинального в 1,5 раза, вставка выдерживает не менее часа, а в 1,2 ... 1,3 раза — неопределенно продолжительное время. Уменьшить эти величины и выполнить новую плавкую вставку так, чтобы она перегорела при меньших перегрузках, нельзя. Дело в том, что со временем плавкая вставка окисляется, стареет и перегорает при токах, меньших, чем новая, и может перегореть при номинальном токе или даже при значениях тока, меньших номинального.

Пусковой ток короткозамкнутых асинхронных двигателей, применяющихся для привода сельскохозяйственных потребителей, в 5 ... 7 раз превышает номинальный. Продолжительность пуска таких двигателей достигает 5 ... 10 с и более. Если выбрать плав-

кую вставку по номинальному току двигателя, то при пуске она мгновенно перегорит. Поэтому приходится повышать номинальный ток плавкой вставки, что приводит к увеличению сечения проводов.

При защите проводов и кабелей плавкими предохранителями (кроме кабелей, проложенных в земле) расчет электрической сети начинают с выбора плавкой вставки. Ее выбирают по следующим правилам.

Правило I. Ток плавкой вставки должен быть больше рабочего тока нагрузки или равняться ему, то есть

$$I_{\text{в}} \geq I_{\text{р}}. \quad (5.25)$$

Правило II. Ток плавкой вставки проверяют на максимальный ток нагрузки:

$$I_{\text{в}} \geq I_{\text{max}}/\alpha. \quad (5.26)$$

Для предохранителей обычного типа, защищающих ответвления к короткозамкнутым асинхронным двигателям с нормальными условиями работы (редкие пуски, продолжительность разбега 5 ... 10 с), $\alpha = 2,5$.

При защите двигателей с тяжелыми условиями работы (частые пуски, продолжительность разбега до 40 с) $\alpha = 1,6 \dots 2,0$.

Максимальный ток в цепи с одним двигателем равен его пусковому току. В каталогах обычно приводится кратность пускового тока двигателя k . Тогда максимальный ток в цепи

$$I_{\text{max}} = kI_{\text{н}},$$

где $I_{\text{н}}$ — номинальный ток двигателя.

Если предохранитель защищает линию, к которой присоединены несколько двигателей, то в этом случае максимальный ток

$$I_{\text{max}} = m \sum_1^{n-1} I_{\text{р}} + I_{\text{пуск}}, \quad (5.27)$$

где m — коэффициент одновременности; $\sum_1^{n-1} I_{\text{р}}$ — сумма рабочих токов всех остальных двигателей; $I_{\text{пуск}}$ — пусковой ток одного двигателя, при котором I_{max} имеет наибольшее значение.

Очевидно, что для потребителей с небольшими пусковыми токами (асинхронные двигатели с фазным ротором) почти всегда большее значение тока плавкой вставки можно получить по правилу I (формула 5.25).

Для потребителей, пусковой ток которых практически равен рабочему (осветительные установки, тепловые потребители), ток плавкой вставки, определенный по правилу I, также всегда больше определенного по правилу II.

Определив номинальный ток плавкой вставки, находят соответствующее ему сечение провода. Выбор сечения провода зависит от того, будет он защищен плавкой вставкой только от ко-

ротких замыканий или также и от перегрузок. По Правилам устройства электроустановок от перегрузок нужно защищать осветительные сети в жилых и общественных зданиях, в торговых и служебно-бытовых помещениях промышленных предприятий, а также в пожароопасных и взрывоопасных зонах. Сети любого назначения, выполненные проводами с горячей оболочкой, при открытой прокладке необходимо также защищать от перегрузок. Это относится к сетям любого типа во взрывоопасных помещениях. В перечисленных случаях необходимо выбрать такое сечение, чтобы было соблюдено следующее соотношение:

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 I_{\text{в}}, \quad (5.28)$$

где $I_{\text{доп}}$ — допустимый ток провода.

Только для кабелей с бумажной изоляцией допускается выбирать

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{в}}. \quad (5.29)$$

Для случаев, при которых необходимо защищать провода только от коротких замыканий, должно быть выдержано соотношение

$$I_{\text{доп}} \geq 0,33 I_{\text{в}}. \quad (5.30)$$

После того как провод выбран, его проверяют на длительный рабочий ток установки:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}}. \quad (5.31)$$

Если вместо плавких вставок для защиты внутренних проводов применяются автоматические выключатели, то при защите от перегрузок выбирают те же соотношения (5.28 ... 5.31), что и при плавких предохранителях, а при защите только от коротких замыканий для автоматов с тепловыми расцепителями

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{авт}}/1,25, \quad (5.32)$$

для автоматов с электромагнитными расцепителями

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{авт}}/4,5, \quad (5.33)$$

где $I_{\text{авт}}$ — ток срабатывания автомата.

Выбрав сечение провода, его проверяют также по формуле (5.31).

5.3. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПО ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Электрический ток, проходя по проводнику, создает в нем падение напряжения. Вследствие этого напряжение в конце линии в большинстве случаев оказывается ниже ее напряжения в начале. Кроме того, оно изменяется при изменении нагрузки. Провода электрической линии выбирают так,

чтобы падение напряжения в них не выходило за некоторые допустимые пределы и, следовательно, в конце линии напряжение поддерживалось на необходимом для потребителей уровне. Электрический расчет проводов сводится к определению в них падения напряжения, если задано сечение, и, наоборот, к нахождению сечений проводов при известном допустимом падении напряжения.

5.3.1. Расчет разомкнутых трехфазных сетей с равномерной нагрузкой фаз по потере напряжения

Расчет линий постоянного тока. На рисунке 5.6, а изображена линия постоянного тока с тремя нагрузками. В связи с тем что прямой и обратный провода такой линии выполняют одинаковыми, можно заменить ее однолинейным изображением (рис. 5.6, б). Такой метод применяют также и в трехфазных симметричных сетях.

Принимаем следующие обозначения:

i_1, i_2, i_3 — токи нагрузки, или нагрузочные токи;
 I_1, I_2, I_3 — токи линии, или линейные токи.

Очевидно, что

$$I_1 = i_1 + i_2 + i_3; I_2 = i_2 + i_3; I_3 = i_3;$$

l_1, l_2, l_3 — длины отдельных участков линии;

r_1, r_2, r_3 — сопротивления отдельных участков линии;

L_1, L_2, L_3 — расстояния от нагрузки до начала линии;

R_1, R_2, R_3 — сопротивления участков от нагрузки до начала линии.

Из рисунка 5.6 следует, что

$$L_1 = l_1; L_2 = l_1 + l_2; L_3 = l_1 + l_2 + l_3$$

и соответственно

$$R_1 = r_1; R_2 = r_1 + r_2; R_3 = r_1 + r_2 + r_3.$$

Падение напряжения ΔU равно разности напряжений в начале и в конце линии; оно может быть найдено по закону Ома. Тогда

$$\Delta U = U_A - U_B = 2I_1r_1 + 2I_2r_2 + 2I_3r_3.$$

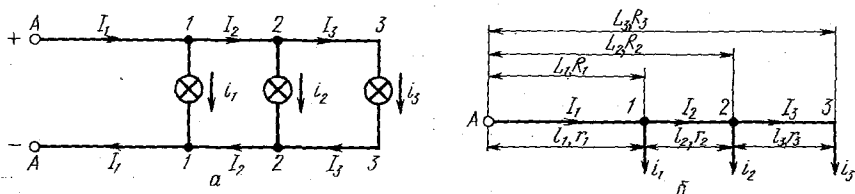


Рис. 5.6. К расчету линий постоянного тока.

Падение напряжения удваивается, так как оно есть в прямом и обратном проводах. В сокращенном виде предыдущее выражение можно изобразить так:

$$\Delta U = 2 \sum I r. \quad (5.34)$$

С другой стороны, если линейные токи заменить нагрузочными, то выражение (5.34) примет следующий вид:

$$\begin{aligned} \Delta U &= 2 [(i_1 + i_2 + i_3) r_1 + (i_2 + i_3) r_2 + i_3 r_3] = \\ &= 2 (r_1 i_1 + r_1 i_2 + r_1 i_3 + r_2 i_2 + r_2 i_3 + i_3 r_3) = \\ &= 2 [r_1 i_1 + (r_1 + r_2) i_2 + (r_1 + r_2 + r_3) i_3] = \\ &= 2 (i_1 R_1 + i_2 R_2 + i_3 R_3), \end{aligned}$$

или в общей форме

$$\Delta U = 2 \sum i R. \quad (5.35)$$

Если линия выполнена проводами одного сечения, то

$$r = l/(\gamma F); \quad R = L/(\gamma F),$$

где γ — удельная проводимость материала провода; F — сечение провода.

Тогда падение напряжения

$$\Delta U = \frac{2}{\gamma F} \sum I l; \quad (5.36)$$

$$\Delta U = \frac{2}{\gamma F} \sum i L. \quad (5.37)$$

Если задано допустимое падение напряжения в линии, то сечение провода находят по уравнению

$$F = \frac{2}{\gamma \Delta U} \sum I l, \quad (5.38)$$

или

$$F = \frac{2}{\gamma \Delta U} \sum i L. \quad (5.39)$$

В ряде случаев нагрузки в исходных данных могут быть выражены мощностями. Обозначим через p мощность нагрузки и через P мощность в линии.

Приближенно можно считать, что

$$\begin{aligned} i_1 &= p_1/U_n; \quad i_2 = p_2/U_n; \quad i_3 = p_3/U_n; \\ I_1 &= P_1/U_n; \quad I_2 = P_2/U_n; \quad I_3 = P_3/U_n, \end{aligned}$$

где U_n — номинальное напряжение сети.

Подставляя эти значения в уравнения (5.38) и (5.39), получим:

$$F = \frac{2}{\gamma \Delta U U_n} \sum P l; \quad (5.40)$$

$$F = \frac{2}{\gamma \Delta U U_n} \sum p L. \quad (5.41)$$

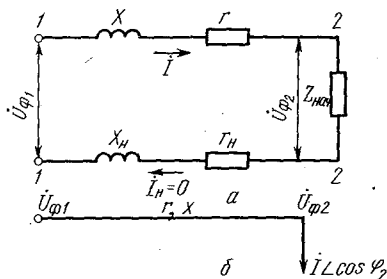


Рис. 5.7. Одна фаза линии трехфазного тока с симметричной нагрузкой на конце: а — развернутая схема; б — однолинейная схема.

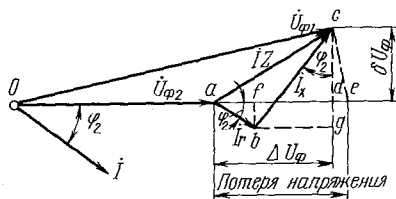


Рис. 5.8. Векторная диаграмма для одной фазы трехфазной линии с нагрузкой на конце.

Наконец, если падение напряжения выразить не в вольтах, а, как это часто делается, в процентах от номинального напряжения сети:

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_H} 100,$$

то уравнения (5.38) и (5.39) можно преобразовать в следующие:

$$F = \frac{200}{\gamma \Delta U \%} \sum I l; \quad (5.42)$$

$$F = \frac{200}{\gamma \Delta U \%} \sum i L. \quad (5.43)$$

Соответственно могут быть преобразованы формулы (5.40) и (5.41).

Выбор для расчета одной из формул (5.38 ... 5.43) зависит только от того, в каких величинах даны исходные данные по сети, и определяется стремлением сократить вычислительную работу.

Падение и потеря напряжения в сетях переменного тока. Рассмотрим линию трехфазного переменного тока с нагрузкой на конце. Будем считать, что нагрузка на всех трех фазах линии одинакова. В этом случае трехфазную сеть можно изобразить в виде одной линии (рис. 5.7) и вести расчет для фазных напряжений и токов, а затем перейти к линейным их значениям. На рисунке 5.7 приняты следующие обозначения: $\dot{U}_{\phi 1}$ и $\dot{U}_{\phi 2}$ — фазные напряжения в начале и конце линии; I — ток нагрузки; $\cos \varphi_2$ — коэффициент мощности нагрузки; r — активное сопротивление провода; x — индуктивное сопротивление провода.

Построим векторную диаграмму для одной фазы линии. Отложим вектор фазного напряжения $\dot{U}_{\phi 2}$ в конце линии (Oa , рис. 5.8). Под углом φ_2 к нему отложим вектор тока I . Вектор падения напряжения в активном сопротивлении $\dot{I}r$ (ab) откладываем в конце вектора напряжения $\dot{U}_{\phi 2}$ параллельно вектору тока. Вектор падения напряжения в индуктивном сопротивлении

Ix (bc) проводим под прямым углом к вектору $\vec{Ir}$. Тогда вектор ac будет представлять падение напряжения в полном сопротивлении линии $\vec{IZ}$. Соединив точку O с точкой c , получим напряжение $\vec{U}_{\phi 1}$ в начале линии.

Геометрическую разность между напряжением в начале и в конце линии называют падением напряжения:

$$\overline{ac} = \overline{Oc} - \overline{Oa} = \vec{U}_{\phi 1} - \vec{U}_{\phi 2} = \vec{IZ}.$$

Алгебраическую разность напряжений в начале и в конце линии называют потерей напряжения:

$$ae = Oc - Oa = Oe - Oa = \vec{U}_{\phi 1} - \vec{U}_{\phi 2}.$$

Для потребителя имеет значение абсолютное значение напряжения. Поэтому в электрических сетях переменного тока напряжением не выше 35 кВ всегда учитывают потерю напряжения и используют ее значение во всех расчетных формулах. Падение напряжения

$$\vec{IZ} = ac = \sqrt{(ad)^2 + (cd)^2}.$$

Отрезок ad называют продольной составляющей падения напряжения и обозначают ΔU_{ϕ} . Соответственно отрезок cd называют поперечной составляющей падения напряжения и обозначают через δU_{ϕ} .

Из построения рисунка 5.8 следует, что

$$\Delta U_{\phi} = ad = af + fd = af + bg =$$

$$= Ir \cos \varphi_2 + Ix \sin \varphi_2;$$

$$\delta U_{\phi} = cd = cg - dg = cg - bf =$$

$$= Ix \cos \varphi_2 - Ir \sin \varphi_2.$$

Потеря напряжения

$$\begin{aligned} ae = U_{\phi 1} - U_{\phi 2} &= \sqrt{(U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi})^2 + (\delta U_{\phi})^2} - U_{\phi 2} = \\ &= \sqrt{(U_{\phi 2} + Ir \cos \varphi_2 + Ix \sin \varphi_2)^2 + (Ix \cos \varphi_2 - Ir \sin \varphi_2)^2} - U_{\phi 2}. \end{aligned} \quad (5.44)$$

По формуле (5.44) можно точно определить потерю напряжения в линии. Однако эта формула сложна и неудобна для вычислений. Поэтому для практических целей потерю напряжения приравнивают продольной составляющей падения напряжения, считая

$$ae = U_{\phi 1} - U_{\phi 2} \approx ad = \Delta U_{\phi}.$$

В обычных условиях ошибка от такого допущения не превышает 5 %. Линейная потеря напряжения при этом, если $\varphi_2 = \varphi$,

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta U_{\phi} = \sqrt{3} (I r \cos \varphi + I x \sin \varphi) = \sqrt{3} (I_a r + I_p x), \quad (5.45)$$

где I_a — активная составляющая тока; I_p — реактивная составляющая тока.

В свою очередь, поперечная составляющая линейного падения напряжения

$$\delta U = \sqrt{3} \delta U_{\phi} = \sqrt{3} (I x \cos \varphi - I r \sin \varphi) = \sqrt{3} (I_a x - I_p r). \quad (5.46)$$

Если нагрузка задана в виде мощности, то

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} U_H}; \quad I_a = \frac{P}{\sqrt{3} U_H}; \quad I_p = \frac{Q}{\sqrt{3} U_H},$$

где S — полная мощность нагрузки; P — активная мощность нагрузки; Q — реактивная мощность нагрузки.

Подставляя значения I , I_a , I_p в уравнения (5.45) и (5.46), получаем

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} \left(\frac{S}{\sqrt{3} U_H} r \cos \varphi + \frac{S}{\sqrt{3} U_H} x \sin \varphi \right) = \\ &= \frac{S}{U_H} (r \cos \varphi + x \sin \varphi); \end{aligned} \quad (5.47)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \left(\frac{P}{\sqrt{3} U_H} r + \frac{Q}{\sqrt{3} U_H} x \right) = \frac{Pr + Qx}{U_H}; \quad (5.48)$$

$$\delta U = \sqrt{3} \left(\frac{P}{\sqrt{3} U_H} x - \frac{Q}{\sqrt{3} U_H} r \right) = \frac{Px - Qr}{U_H}. \quad (5.49)$$

Если линия имеет несколько нагрузок, то

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum (I r \cos \varphi + I x \sin \varphi); \quad (5.50)$$

$$\delta U = \sqrt{3} \sum (i R \cos \varphi + i X \sin \varphi), \quad (5.51)$$

где i — нагрузочные токи; I — линейные токи; r , x — сопротивления отдельных участков линии; R , X — сопротивления участков от нагрузки до начала линии.

Частные случаи. В ряде случаев формула (5.50) может быть упрощена.

1. Все нагрузки имеют одинаковый $\cos \varphi$, а линия выполнена проводом одного и того же сечения и материала.

Тогда $r = r_0 l$ и $x = x_0 l$, где r_0 и x_0 — сопротивления 1 км линии

$$\Delta U = \sqrt{3} (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \sum I l. \quad (5.52)$$

2. Сеть выполнена, как и в предыдущем случае, но индуктивное сопротивление мало, и им можно пренебречь, допуская ошибку до 5 % в следующих случаях:

а) при расчете воздушных сетей, если $\cos \varphi$ нагрузки близок к единице, то есть $\cos \varphi \geq 0,95$;

б) в сетях закрытых помещений, выполненных шнуром или проводом в трубках;

в) в линиях к электродвигателям, выполненных проводами на роликах, при сечениях проводов меньше 6 мм^2 ;

г) в кабельных сетях напряжением до 10 кВ при сечениях жил до 35 мм^2 и $\cos \varphi$ нагрузки не ниже $0,95$.

Очевидно, что если $x \approx 0$, то

$$\Delta U = \sqrt{3} r_0 \cos \varphi \sum II = \frac{\sqrt{3} \cos \varphi}{\gamma F} \sum II. \quad (5.53)$$

3. Сеть выполнена, как в случае 1, но все нагрузки чисто активные, то есть $\cos \varphi = 1$:

$$Ir_0 \cos \varphi = Ir_0; \quad Ix_0 \sin \varphi = 0;$$

$$\Delta U = \sqrt{3} r_0 \sum II = \frac{\sqrt{3}}{\gamma F} \sum II. \quad (5.54)$$

Расчет магистралей трехфазного тока при постоянном сечении проводов. При расчете электрических сетей главная задача заключается в определении сечения провода по заданной допустимой потере напряжения. В свою очередь, последнюю величину определяют, исходя из допустимых значений отклонений напряжения у потребителя. При постоянном токе сечение провода по допустимой потере напряжения определяют по формулам (5.38 ... 5.43).

При переменном трехфазном токе такой метод неприменим, так как, кроме активного, есть индуктивное сопротивление, зависимость которого от сечения значительно более сложна. Для определения сечений в этом случае проф. В. Н. Степановым предложен следующий способ. Допустимую потерю напряжения выражают как

$$\Delta U_{\text{доп}} = \sqrt{3} Ir \cos \varphi + \sqrt{3} Ix \sin \varphi = \Delta U_a + \Delta U_p,$$

где ΔU_a — составляющая потери напряжения в активных сопротивлениях; ΔU_p — составляющая потери напряжения в реактивных сопротивлениях.

При одинаковом расстоянии между проводами реактивное индуктивное сопротивление воздушных проводов весьма незначительно изменяется при изменении их сечения. Так, при увеличении сечения алюминиевого провода с 16 до 95 мм^2 активное сопротивление провода уменьшается в $5,9$ раза, а индуктивное — только в $1,2$ раза.

Это обстоятельство дает возможность перед началом расчета задаться индуктивным сопротивлением для воздушных линий с проводами из цветных металлов, приняв его равным $x_0 = 0,35 \dots 0,40 \text{ Ом/км}$ для линий напряжением $0,38 \dots 20 \text{ кВ}$.

Тогда может быть найдена составляющая потери напряжения в реактивных сопротивлениях:

$$\Delta U_p = \sqrt{3} x_0 \sum I_p l.$$

После этого определяют составляющую потери напряжения в активных сопротивлениях:

$$\Delta U_a = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p.$$

В свою очередь,

$$\Delta U_a = \sqrt{3} \sum I_a r.$$

Имея в виду, что

$$r = l/(\gamma F),$$

получаем:

$$\Delta U_a = \frac{\sqrt{3}}{\gamma F} \sum I_a l,$$

откуда сечение провода

$$F = \frac{\sqrt{3}}{\gamma \Delta U_a} \sum I_a l. \quad (5.55)$$

Если нагрузка выражена активными мощностями, то

$$F = \frac{\sum P l}{\gamma \Delta U_a U_n}. \quad (5.56)$$

Порядок расчета следующий.

1. Задаются индуктивным сопротивлением x_0 .
2. Находят составляющую потери напряжения в реактивных сопротивлениях ΔU_p .
3. Зная допустимую потерю напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$, находят составляющую потери напряжения в активных сопротивлениях ΔU_a .
4. По уравнению (5.55) и (5.56) определяют сечение провода и округляют его до стандартного.
5. Проверяют действительную потерю напряжения, взяв значение индуктивного сопротивления провода из таблиц. Если потеря напряжения больше допустимой, сечение провода увеличивают.

Расчет магистралей трехфазного тока при постоянной плотности тока в проводах. В ряде случаев расчет проводов ведут при постоянной плотности активного тока в них, то есть при

$$j_a = I_a/F = \text{const.}$$

Тогда формула для потери напряжения в активных сопротивлениях изменится:

$$\Delta U_a = \frac{\sqrt{3} \sum I_a l}{\gamma F} = \frac{\sqrt{3} j_a \sum l}{\gamma} = \frac{\sqrt{3} j_a L}{\gamma}, \quad (5.57)$$

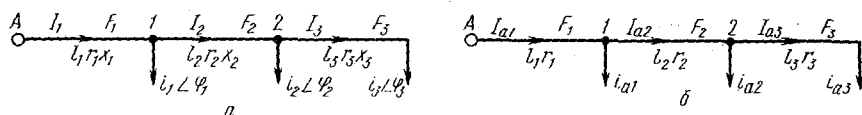


Рис. 5.9. К расчету сети на наименьший расход металла.

откуда

$$j_a = \frac{\Delta U_{a\gamma}}{\sqrt{3}L}, \quad (5.58)$$

а сечения проводов по участкам:

$$F_1 = I_{a1}/j_a; \quad F_2 = I_{a2}/j_a; \quad F_3 = I_{a3}/j_a.$$

Расчет сетей трехфазного тока по условию наименьшего расхода цветного металла. Электрические сети только в редких случаях выполняют проводами одного сечения по всей длине. Как правило, сечение проводов неодинаково и уменьшается к концу линии. Очевидно, что при одной и той же допустимой потере напряжения можно иметь несколько вариантов сечений проводов линий. В одном из них будет расходоваться наименьшее количество металла. Чтобы найти такой вариант, можно провести расчет всех возможных сочетаний сечений проводов, а затем сравнить их между собой. Однако это сложный и трудоемкий путь. Поэтому разработан способ расчета, который сразу дает наиболее выгодное сочетание сечений проводов участков линии. Суть этого метода заключается в том, что удастся найти такое распределение допустимой потери напряжения по участкам сети, при котором получится наименьший расход металла.

Пусть есть линия с тремя нагрузками (рис. 5.9, а). Требуется выбрать такие сечения проводов, чтобы потеря напряжения в них была равна допустимой $\Delta U_{A-3} = \Delta U_{\text{доп}}$ или была немного меньше ее, а объем V металла проводов был бы минимальным.

Воспользуемся методом, который мы применяли для расчета магистралей постоянного сечения. Зададимся индуктивным сопротивлением x_0 и найдем составляющую потери напряжения в реактивных сопротивлениях ΔU_r . Затем определим допустимое значение составляющей потери напряжения в активных сопротивлениях ΔU_a . Тогда схема линии примет вид, изображенный на рисунке 5.9, б.

Выразим объем одного провода магистрали с тремя нагрузками при разных сечениях на участках следующим образом:

$$V = F l_1 + F_2 l_2 + F_3 l_3.$$

Сечение каждого участка в соответствии с формулой (5.55) можно выразить так:

$$F_1 = \frac{\sqrt{3} I_{a1} l_1}{\gamma \Delta U_{a1}}; \quad F_2 = \frac{\sqrt{3} I_{a2} l_2}{\gamma \Delta U_{a2}}; \quad F_3 = \frac{\sqrt{3} I_{a3} l_3}{\gamma \Delta U_{a3}}.$$

Тогда объем провода получится из выражения

$$V = \frac{\sqrt{3} I_{a1} l_1^2}{\gamma \Delta U_{a1}} + \frac{\sqrt{3} I_{a2} l_2^2}{\gamma \Delta U_{a2}} + \frac{\sqrt{3} I_{a3} l_3^2}{\gamma \Delta U_{a3}}.$$

В этих формулах неизвестны потери напряжения на отдельных участках, но сумма их должна равняться допускаемой максимальной потере напряжения:

$$\Delta U_{a. \text{ доп}} = \Delta U_{a1} + \Delta U_{a2} + \Delta U_{a3}.$$

Для определения отдельных составляющих этой суммы напишем условие получения минимума объема провода. Объем определяется неизвестными потерями напряжения на первых двух участках $\Delta U_{a1} = x$ и $\Delta U_{a2} = y$. Потеря напряжения на последнем участке выразится через эти неизвестные:

$$\Delta U_{a3} = \Delta U_{a. \text{ доп}} - x - y.$$

Тогда выражение для объема провода примет вид:

$$V = \frac{\sqrt{3} I_{a1} l_1^2}{\gamma x} + \frac{\sqrt{3} I_{a2} l_2^2}{\gamma y} + \frac{\sqrt{3} I_{a3} l_3^2}{\gamma (\Delta U_{a. \text{ доп}} - x - y)}.$$

Так как в это выражение входят две переменные величины, то надо взять частные производные по этим величинам и приравнять их нулю:

$$\frac{\partial V}{\partial x} = -\frac{\sqrt{3} I_{a1} l_1^2}{\gamma x^2} + \frac{\sqrt{3} I_{a3} l_3^2}{\gamma (\Delta U_{a. \text{ доп}} - x - y)^2} = 0;$$

$$\frac{\partial V}{\partial y} = -\frac{\sqrt{3} I_{a2} l_2^2}{\gamma y^2} + \frac{\sqrt{3} I_{a3} l_3^2}{\gamma (\Delta U_{a. \text{ доп}} - x - y)^2} = 0.$$

Соединив оба выражения в общую пропорцию, получим:

$$\frac{\sqrt{3} I_{a1} l_1^2}{\gamma x^2} = \frac{\sqrt{3} I_{a2} l_2^2}{\gamma y} = \frac{\sqrt{3} I_{a3} l_3^2}{\gamma (\Delta U_{a. \text{ доп}} - x - y)^2}.$$

Сокращая обе части равенства на $\sqrt{3}/\gamma$, заменяя неизвестные через их первоначальные обозначения и извлекая квадратные корни, получаем:

$$\frac{l_1 \sqrt{I_{a1}}}{\Delta U_{a1}} = \frac{l_2 \sqrt{I_{a2}}}{\Delta U_{a2}} = \frac{l_3 \sqrt{I_{a3}}}{\Delta U_{a3}}.$$

По аналогии для любого участка и для всей линии

$$\frac{l_1 \sqrt{I_{a1}}}{\Delta U_{a1}} = \frac{l_n \sqrt{I_{an}}}{\Delta U_{an}} = \frac{\sum l \sqrt{I_a}}{\Delta U_{a. \text{ доп}}}.$$

Отсюда получаем окончательно:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{a1} &= \Delta U_{a. \text{ доп}} \frac{l_1 \sqrt{I_{a1}}}{\sum l \sqrt{I_a}}; \\ \Delta U_{a2} &= \Delta U_{a. \text{ доп}} \frac{l_2 \sqrt{I_{a2}}}{\sum l \sqrt{I_a}}; \\ \Delta U_{a3} &= \Delta U_{a. \text{ доп}} \frac{l_3 \sqrt{I_{a3}}}{\sum l \sqrt{I_a}}. \end{aligned} \right\} \quad (5.59)$$

Активные составляющие токов в уравнениях (5.59) могут быть заменены активными мощностями.

Уравнения (5.59) справедливы только для магистрали, то есть для линии без разветвлений. Уже при одном разветвлении расчетные формулы, выведенные аналогичным путем, усложняются, а при большем числе разветвлений они практически неприменимы. В то же время современные сельские сети очень разветвлены, и, следовательно, расчет их на наименьший расход металла по приведенному методу неосуществим.

Многочисленные подсчеты показывают, что вследствие больших разрывов между стандартными сечениями проводов можно применять более простой метод расчета с достаточной точностью. Такой метод основан на распределении допустимой потери напряжения по участкам пропорционально моментам общих токов этих участков, то есть произведениям линейных токов или мощностей на участках на длину этих участков:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_1 &= \Delta U_{\text{доп}} \frac{M_1}{\sum M}; \\ \Delta U_2 &= \Delta U_{\text{доп}} \frac{M_2}{\sum M}; \\ \Delta U_3 &= \Delta U_{\text{доп}} \frac{M_3}{\sum M}, \end{aligned} \right\} \quad (5.60)$$

где

$$M_1 = I_1 l_1; \quad M_2 = I_2 l_2; \quad M_n = I_n l_n$$

или

$$M_1 = S_1 l_1; \quad M_2 = S_2 l_2; \quad M_n = S_n l_n.$$

По формулам (5.60) можно рассчитать любую разветвленную сеть, в том числе выполненную стальными проводами, причем расход металла обычно незначительно превышает наименьший возможный.

Порядок расчета следующий.

1. Определяют моменты всех нагрузок M и сумму их $\sum M$.

2. Находят распределение допустимой потери напряжения по участкам сети, пользуясь уравнениями (5.60).

3. Рассчитывают каждый участок по изложенным выше правилам.

При расчете следует иметь в виду, что в сети не должно быть слишком много различных марок проводов. Чем их меньше, тем удобнее монтировать и эксплуатировать сеть. На каждой питающей линии желательно иметь не более 2 ... 3 марок проводов.

5.3.2. Расчет стальных проводов

Сталь обладает значительно меньшей электрической проводимостью по сравнению с алюминием и тем более с медью. В среднем проводимость стали колеблется в пределах от 6 до $9 \cdot 10^6$ См/м, у алюминия она составляет $32 \cdot 10^6$ См/м, у меди — $53 \cdot 10^6$ См/м. Но в сельских сетях при малой плотности нагрузки провода из цветных металлов не всегда полностью загружены, поэтому в ряде случаев выгодно применять стальные провода. Кроме того, сталь обладает высокой механической прочностью, что позволяет удлинить пролеты между опорами, а следовательно, уменьшить число опор на линии. Перечисленные обстоятельства привели к тому, что сталь в качестве проводникового материала применяется в сельских электрических сетях.

Стальные провода в отличие от проводов из цветных металлов имеют значительное внутреннее индуктивное сопротивление, которое, так же как активное, непостоянно и зависит от проходящего по проводу тока. Вследствие этого расчет стальных проводов сильно осложняется. Разработаны достаточно удобные и совершенные методы расчета стальных проводов, которые и приводятся ниже.

Расчет стальных проводов по таблицам. Для стальных проводов различных сечений опытным путем найдены значения активного r_0 и внутреннего индуктивного x'_0 сопротивлений в зависимости от проходящего по проводам тока (прил. 13, 16 и 17).

Внешние индуктивные сопротивления x''_0 стальных проводов практически такие же, как и у проводов из цветных металлов тех же сечений (прил. 15).

Потеря напряжения в линии с одной нагрузкой, выполненной стальным проводом, может быть найдена из соотношения

$$\Delta U = \sqrt{3} I l [r_0 \cos \varphi + (x'_0 + x''_0) \sin \varphi]. \quad (5.61)$$

Если на линии несколько нагрузок, то, как и для проводов из цветных металлов [формула (5.50)],

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum [I r_0 l \cos \varphi + I (x'_0 + x''_0) l \sin \varphi]. \quad (5.62)$$

Порядок расчета по таблицам заключается в следующем:

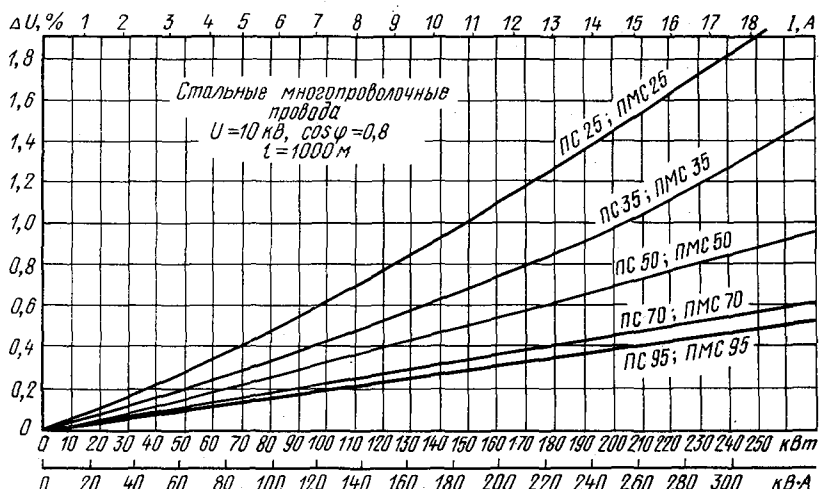


Рис. 5.10. Кривые Главсельэлектро для расчета стальных многопроволочных проводов.

1) допустимую потерю напряжения распределяют по участкам сети по формулам (5.60);

2) для каждого участка сети задаются сечениями проводов;

3) по формуле (5.62) определяют потерю напряжения.

Если она будет больше допустимой, увеличивают сечения проводов; если меньше, то уменьшают и снова проводят расчет. Таким образом, расчет по таблицам выполняют подбором, что требует большого количества времени.

Расчет стальных проводов по кривым Главсельэлектро. Для облегчения расчетов в системе Главсельэлектро были разработаны и используются в настоящее время расчетные кривые. На рисунке 5.10 приведен образец серии таких кривых для номинального напряжения сети 10 кВ, коэффициента мощности нагрузки 0,8 и стальных многопроволочных проводов. По оси абсцисс отложена нагрузка на участке сети в амперах, киловаттах или киловольт-амперах, по оси ординат — потеря напряжения на 1 км линии в процентах номинального напряжения.

Для расчета сетей нужно иметь полный набор таких кривых на напряжения 380 В, 6, 10, 20 и 35 кВ для разных коэффициентов мощности нагрузки и для разных конструкций проводов (однопроволочных и многопроволочных). Всего требуется более 30 серий кривых.

Порядок расчета по кривым Главсельэлектро следующий.

1. Допустимую потерю напряжения распределяют на участках сети по формулам (5.60).

2. Для каждого участка сети по данной потере напряжения находят требуемое сечение провода, зная линейный ток или мощность на участке.

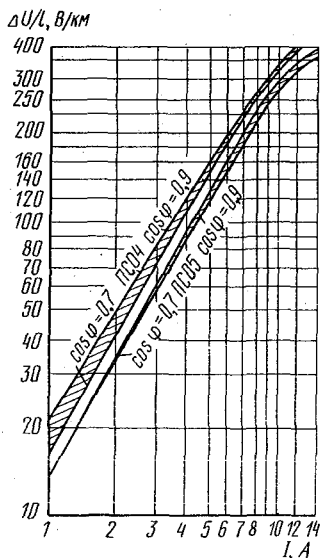


Рис. 5.11. Зависимость потери напряжения от тока для стальных однопроволочных проводов.

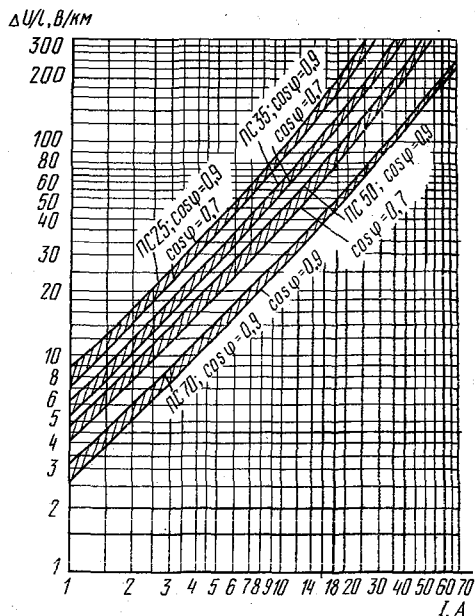


Рис. 5.12. Зависимость потери напряжения от тока для стальных многопроволочных проводов.

Как видно, расчет по кривым Главсельэлектро значительно проще, чем по таблицам, и дает однозначное решение. Недостаток его заключается в необходимости иметь большое число серий кривых.

Расчет стальных проводов по кривым проф. В. Н. Степанова. Другой метод получения диаграммы потерь напряжения предложен проф. В. Н. Степановым с применением кривых, построенных в логарифмической системе координат для стальных однопроволочных (рис. 5.11) и многопроволочных (рис. 5.12) проводов. По оси абсцисс отложены токи, проходящие по проводу, а по оси ординат — потери линейных напряжений в вольтах на километр, вычисленные по формуле

$$\Delta U_0 = \sqrt{3} I [r_0 \cos \varphi + (x'_0 + x''_0) \sin \varphi] \quad (5.63)$$

($\cos \varphi$ изменяется в пределах от 0,7 до 0,9).

Из диаграммы видно, что изменение $\cos \varphi$ сравнительно мало влияет на потерю напряжения. Поэтому при расчете берут на заштрихованной полосе точку, расположенную между крайними кривыми для $\cos \varphi = 0,9$ (верхняя кривая) и для $\cos \varphi = 0,7$ (нижняя кривая), пропорционально значению заданного $\cos \varphi$. По этим кривым можно быстро найти сечения проводов по заданным потерям напряжения.

Порядок расчета стальных проводов методом проф. В. Н. Степанова следующий:

1) допустимую потерю напряжения распределяют по участкам сети по формулам (5.60), затем определяют ее значение на километр длины каждого участка;

2) по кривым рисунков 5.11 и 5.12 находят сечения стальных проводов, соответствующие найденным потерям напряжения на километр длины участков и токам, которые протекают по участкам сети.

Сравнение метода проф. В. Н. Степанова с другими известными методами расчета стальных проводов показывает, что он прост, удобен для пользования и для расчета нужны только две несложные серии кривых. Его можно рекомендовать как основной расчетный метод в настоящем курсе.

5.3.3. Расчет разомкнутых трехфазных сетей с неравномерной нагрузкой фаз

Трехфазные электрические сети не всегда имеют равномерную нагрузку. В сетях низкого напряжения вследствие того, что осветительные потребители и бытовые приборы включаются на одну фазу, нагрузка между фазами может быть неодинаковой, особенно на конечных участках. В связи с применением смешанной трехфазно-однофазной системы распределения электроэнергии в сетях высокого напряжения также может быть неравномерная нагрузка.

Расчет трехфазных сетей с неравномерной нагрузкой между фазами значительно сложнее, чем сетей с равномерной нагрузкой. В этом случае приходится определять междофазные потери напряжения между всеми тремя фазами.

Будем считать, что в трехфазной линии сопротивления фазных проводов одинаковые и только сопротивление нулевого провода, если он есть, отличается от сопротивления фазных.

В этом случае составляющие падения напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей соответственно составляют:

$$\Delta \dot{U}_{пр} = \dot{I}_{пр} \underline{Z}; \quad \Delta \dot{U}_{об} = \dot{I}_{об} \underline{Z}; \quad \Delta \dot{U}_0 = \dot{I}_0 \underline{Z}_0,$$

где $\underline{Z}$ — полное сопротивление прямой и обратной последовательностей; $\underline{Z}_0$ — полное сопротивление нулевой последовательности.

Падение напряжения в фазе АО

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{АО} &= \Delta \dot{U}_{пр} + \Delta \dot{U}_{об} + \Delta \dot{U}_0 = (\dot{I}_{пр} + \dot{I}_{об}) \underline{Z} + \\ &+ \dot{I}_0 \underline{Z}_0 = (\dot{I}_{пр} + \dot{I}_{об} + \dot{I}_0) \underline{Z} + \dot{I}_0 (\underline{Z}_0 - \underline{Z}). \end{aligned}$$

Ток в фазе А

$$\dot{I}_A = \dot{I}_{пр} + \dot{I}_{об} + \dot{I}_0,$$

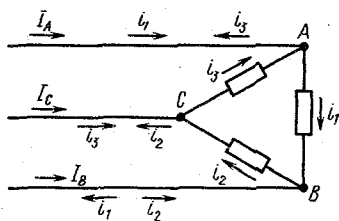


Рис. 5.13. Соединение однофазных нагрузок в треугольник.

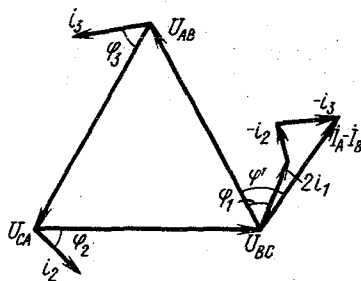


Рис. 5.14. Векторная диаграмма токов и напряжений для схемы рисунка 5.13.

и тогда

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_{AO} &= \dot{I}_A \underline{Z} + \dot{I}_0 (\underline{Z}_0 - \underline{Z}). \\ \Delta \dot{U}_{BO} &= \dot{I}_B \underline{Z} + \dot{I}_0 (\underline{Z}_0 - \underline{Z}); \\ \Delta \dot{U}_{CO} &= \dot{I}_C \underline{Z} + \dot{I}_0 (\underline{Z}_0 - \underline{Z}). \end{aligned} \right\} \quad (5.64)$$

По аналогии

Междуфазные падения напряжения определяются как геометрическая разность падений напряжения соответствующих фаз:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_{AB} &= \Delta \dot{U}_{AO} - \Delta \dot{U}_{BO} = (\dot{I}_A - \dot{I}_B) \underline{Z}; \\ \Delta \dot{U}_{BC} &= \Delta \dot{U}_{BO} - \Delta \dot{U}_{CO} = (\dot{I}_B - \dot{I}_C) \underline{Z}; \\ \Delta \dot{U}_{CA} &= \Delta \dot{U}_{CO} - \Delta \dot{U}_{AO} = (\dot{I}_C - \dot{I}_A) \underline{Z}. \end{aligned} \right\} \quad (5.65)$$

Пользуясь выведенными формулами, можно определить падение напряжения в любой трехфазной сети с неравномерной нагрузкой.

Соединение однофазных нагрузок в треугольник. Если однофазные нагрузки в трехфазной сети соединить в треугольник (рис. 5.13), то в такой схеме нейтраль отсутствует, и, следовательно, составляющей тока нулевой последовательности нет.

Падение напряжения между фазами A и B вычисляется как

$$\Delta \dot{U}_{AB} = (\dot{I}_A - \dot{I}_B) \underline{Z}.$$

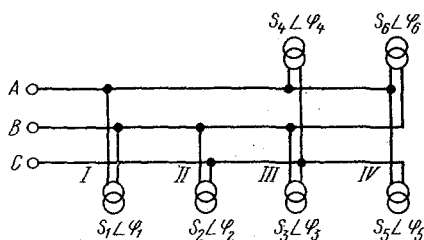
С другой стороны, общее сопротивление фазного провода может быть приближенно выражено как

$$\underline{Z} \approx r \cos \varphi' + j x \sin \varphi',$$

где φ' — угол сдвига между линейными токами $\dot{I}_A - \dot{I}_B$ и напряжением $\dot{U}_{AB}$.

Для точки A схемы (рис. 5.13) справедливо соотношение $\dot{I}_A = \dot{i}_1 - \dot{i}_2$. Соответственно $\dot{I}_B = \dot{i}_2 - \dot{i}_1$. И окончательно $\dot{I}_A - \dot{I}_B = 2\dot{i}_1 - \dot{i}_2 - \dot{i}_3$.

Рис. 5.15. Сеть высокого напряжения с однофазными трансформаторами, включенными в треугольник.



Построим на рисунке 5.14 векторную диаграмму токов и напряжений для схемы рисунка 5.13 и найдем в ней разность токов $I_A - I_B$. По предыдущему

$$\Delta U_{AB} = (I_A - I_B) r \cos \varphi' + (I_A - I_B) x \sin \varphi'.$$

Выразив векторы их проекциями на вектор напряжения U_{AB} и перпендикулярный к нему, получим:

$$\Delta U_{AB} = [2i_1 \cos \varphi_1 - i_2 \cos (\varphi_2 + 120^\circ) - i_3 \cos (\varphi_3 + 240^\circ)] r + \\ + [2i_1 \sin \varphi_1 - i_2 \sin (\varphi_2 + 120^\circ) - i_3 \sin (\varphi_3 + 240^\circ)] x.$$

Подставив в формулу значения синуса и косинуса углов, получим окончательно:

$$\Delta U_{AB} = \left(2i_1 \cos \varphi_1 + \frac{1}{2} i_2 \cos \varphi_2 + \frac{\sqrt{3}}{2} i_2 \sin \varphi_2 + \right. \\ \left. + \frac{1}{2} i_3 \cos \varphi_3 - \frac{\sqrt{3}}{2} i_3 \sin \varphi_3 \right) r + \left(2i_1 \sin \varphi_1 + \frac{1}{2} i_2 \sin \varphi_2 - \right. \\ \left. - \frac{\sqrt{3}}{2} i_2 \cos \varphi_2 + \frac{1}{2} i_3 \sin \varphi_3 + \frac{\sqrt{3}}{2} i_3 \cos \varphi_3 \right) x.$$

При равномерной нагрузке, то есть при $i_1 = i_2 = i_3$ и $\varphi_1 = \varphi_2 = \varphi_3$, уравнение превращается в обычную формулу для определения междупазной потери напряжения в цепи с симметричной нагрузкой:

$$\Delta U_{AB} = 3 (ir \cos \varphi + ix \sin \varphi) = \sqrt{3} (Ir \cos \varphi + Ix \sin \varphi).$$

Вследствие того, что формула для определения ΔU при неравномерной нагрузке неудобна для вычислений, упростим ее, допустив, что

$$\frac{\sqrt{3}}{2} i_2 \sin \varphi_2 - \frac{\sqrt{3}}{2} i_3 \sin \varphi_3 \approx 0;$$

$$\frac{\sqrt{3}}{2} i_3 \cos \varphi_3 - \frac{\sqrt{3}}{2} i_2 \cos \varphi_2 \approx 0.$$

Как показывают расчеты, при коэффициентах мощности нагрузок, мало отличающихся друг от друга, такое допущение не приводит к значительным ошибкам. В этом случае потеря напряжения в активных сопротивлениях определяется по формуле

$$\Delta U'_{AB} = [2i_{a1} + 0,5 (i_{a2} + i_{a3})] r; \quad (5.66)$$

а в реактивных — по формуле

$$\Delta U''_{AB} = [2i_{p1} + 0,5 (i_{p2} + i_{p3})] x. \quad (5.67)$$

Полная междуфазная потеря напряжения:

$$\Delta U_{AB} = \Delta U'_{AB} + \Delta U''_{AB}.$$

Потеря напряжения между другими фазами определяется по аналогичным уравнениям. Пусть для примера на рисунке 5.15 изображена сеть высокого напряжения с однофазными трансформаторами, включенными в треугольник. Потерю напряжения в активных сопротивлениях находят по участкам, а затем суммируют:

$$\begin{aligned} \Delta U'_{AB} = & (2i_{a6} + 0,5i_{a5}) r_{IV} + [2i_{a6} + 0,5 (i_{a5} + i_{a4} + i_{a3})] r_{III} + \\ & + [2i_{a6} + 0,5 (i_{a5} + i_{a4} + i_{a3} + i_{a2})] r_{II} + [2 (i_{a6} + i_{a1}) + \\ & + 0,5 (i_{a5} + i_{a4} + i_{a3} + i_{a2})] r_I. \end{aligned}$$

Потеря напряжения в реактивных сопротивлениях:

$$\begin{aligned} \Delta U''_{AB} = & (2i_{p6} + 0,5i_{p5}) x_{IV} + [2i_{p6} + 0,5 (i_{p5} + i_{p4} + i_{p3})] x_{III} + \\ & + [2i_{p6} + 0,5 (i_{p5} + i_{p4} + i_{p3} + i_{p2})] x_{II} + [2 (i_{p6} + i_{p1}) + \\ & + 0,5 (i_{p5} + i_{p4} + i_{p3} + i_{p2})] x_I. \end{aligned}$$

Общая потеря напряжения:

$$\Delta U_{AB} = \Delta U'_{AB} + \Delta U''_{AB}.$$

Аналогичным способом находят потери напряжения ΔU_{BC} и ΔU_{CA} .

Все выведенные выше соотношения справедливы для проводов из цветных металлов, у которых сопротивления фазных проводов одинаковы. При использовании стальных проводов такого равенства нет, однако во многих случаях можно пренебрегать этой разницей и вести расчет, как для проводов из цветных металлов, считая, что сопротивления всех фазных проводов одинаковы.

Для практических целей большое значение имеет то обстоятельство, что потеря напряжения в сети с неравномерной нагрузкой при правильном исполнении, то есть при соответствующем распределении нагрузок по фазам, не превышает потери напряжения в ней с такой же нагрузкой сети, но распределенной равномерно. Покажем это в общем виде, допустив, что коэффициент мощности всех нагрузок одинаков.

Пусть есть две одинаковые линии с равной нагрузкой P , но в первом случае нагрузка симметрично распределена между фазами, а во втором — неравномерно. Имея в виду, что мощность в обоих случаях одинакова, можем записать:

$$P = \sqrt{3} UI \cos \varphi = i_1 \cos \varphi_1 + i_2 \cos \varphi_2 + i_3 \cos \varphi_3,$$

откуда

$$i_1 + i_2 + i_3 = \sqrt{3} I.$$

Алгебраическая сумма потерь напряжения в трех фазах при равномерной нагрузке

$$\sum \Delta U_p = 3 \Delta U_p = 3 \sqrt{3} I (r \cos \varphi + x \sin \varphi).$$

При неравномерной нагрузке

$$\sum \Delta U_n = \Delta U_{AB} + \Delta U_{BC} + \Delta U_{CA} = [2i_1 + 0,5(i_2 + i_3) + 2i_2 + 0,5(i_3 + i_1) + 2i_3 + 0,5(i_1 + i_2)] (r \cos \varphi + x \sin \varphi);$$

$$\begin{aligned} \sum \Delta U_n &= 3(i_1 + i_2 + i_3) (r \cos \varphi + x \sin \varphi) = \\ &= 3 \sqrt{3} I (r \cos \varphi + x \sin \varphi) = \sum \Delta U_p. \end{aligned}$$

Таким образом, в трехфазной линии сумма потерь напряжения между фазами при данной передаваемой мощности есть величина постоянная, не зависящая от распределения нагрузок между фазами.

Отсюда можно сделать важный вывод. Если неравномерную нагрузку распределить между фазами так, что все три междуфазные потери напряжения ΔU_n будут равны между собой, то они также будут равны потере напряжения в этой линии ΔU_p при симметричной нагрузке.

Соединение однофазных нагрузок в звезду. При соединении нагрузок в звезду (рис. 5.16) линейные токи равны фазным:

$$I_A = I_1; I_B = I_2; I_C = I_3,$$

и, следовательно, фазное падение напряжения в фазе А может быть определено по формуле (5.64), а потеря напряжения

$$\Delta U_{AO} = I_1 (r \cos \varphi_1 + x \sin \varphi_1) + I_0 [(r_0 - r) \cos \varphi_{AO} + (x_0 - x)].$$

Здесь φ_{AO} есть угол сдвига фаз между фазным напряжением $\dot{U}_{AO}$ и током нулевой последовательности $\dot{I}_0$.

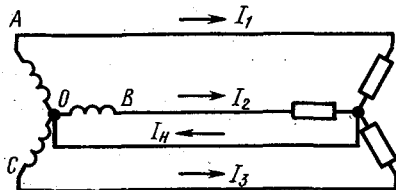


Рис. 5.16. Соединение однофазных нагрузок в звезду с нулевым проводом.

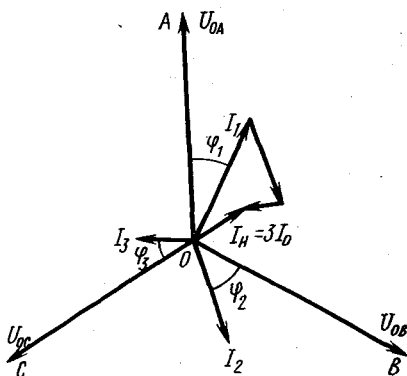


Рис. 5.17. Векторная диаграмма токов и напряжений для схемы на рисунке 5.16.

Векторная диаграмма цепи приведена на рисунке 5.17. Ток в нулевом проводе $\dot{I}_H$ равен геометрической сумме токов в фазах A, B и C : $\dot{I}_H = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3$.

С другой стороны, ток в нулевом проводе

$$\dot{I}_H = 3\dot{I}_0.$$

Отсюда можно записать выражение для потери напряжения в фазе A , в котором геометрические суммы векторов токов заменены алгебраическими суммами их проекций на напряжение $\dot{U}_{AO}$:

$$\begin{aligned} \Delta U_{AO} = I_1 r \cos \varphi_1 + I_1 x \sin \varphi_1 + \frac{1}{3} [I_1 \cos \varphi_1 + I_2 \cos (\varphi_2 + 120^\circ) + \\ + I_3 \cos (\varphi_3 + 240^\circ)] (r_0 - r) + \frac{1}{3} [I_1 \sin \varphi_1 + I_2 \sin (\varphi_2 + 120^\circ) + \\ + I_3 \sin (\varphi_3 + 240^\circ)] (x_0 - x). \end{aligned}$$

После тригонометрических преобразований получим:

$$\begin{aligned} \Delta U_{AO} = I_1 r \cos \varphi_1 + I_1 x \sin \varphi_1 + \frac{1}{3} \left(I_1 \cos \varphi_1 - \frac{1}{2} \cos \varphi_2 - \right. \\ \left. - \frac{\sqrt{3}}{2} I_2 \sin \varphi_2 - \frac{1}{2} I_3 \cos \varphi_3 + \frac{\sqrt{3}}{2} I_3 \sin \varphi_3 \right) (r_0 - r) + \\ + \frac{1}{3} \left(I_1 \sin \varphi_1 - \frac{1}{2} I_2 \sin \varphi_2 + \frac{\sqrt{3}}{2} I_2 \cos \varphi_2 - \right. \\ \left. - \frac{1}{2} I_3 \sin \varphi_3 - \frac{\sqrt{3}}{2} I_3 \cos \varphi_3 \right) (x_0 - x). \end{aligned}$$

При равномерной нагрузке, то есть при $I_1 = I_2 = I_3$ и $\varphi_1 = \varphi_2 = \varphi_3$, уравнение превращается в известную формулу для определения фазной потери напряжения в линии с симметричной нагрузкой:

$$\Delta U_{AO} = I r \cos \varphi + I x \sin \varphi.$$

Упростим уравнение, допустив, что

$$\begin{aligned} \frac{\sqrt{3}}{2} I_3 \sin \varphi_3 - \frac{\sqrt{3}}{2} I_2 \sin \varphi_2 \approx 0; \\ \frac{\sqrt{3}}{2} I_2 \cos \varphi_2 - \frac{\sqrt{3}}{2} I_3 \cos \varphi_3 \approx 0. \end{aligned}$$

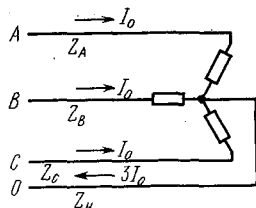
Потеря напряжения в активных сопротивлениях при данных допущениях составит:

$$\Delta U'_{AO} = I_{a1} r + \frac{1}{3} [I_{a1} - 0,5 (I_{a2} + I_{a3})] (r_0 - r).$$

Потеря напряжения в реактивных сопротивлениях

$$\Delta U''_{AO} = I_{p1} x + \frac{1}{3} [I_{p1} - 0,5 (I_{p2} + I_{p3})] (x_0 - x).$$

Рис. 5.18. Протекание токов нулевой последовательности в четырехпроводной цепи.



Сопротивления нулевой последовательности r_0 и x_0 зависят от схемы сети. Если нулевой провод в воздушной сети является четвертым (рис. 5.18), то для тока нулевой последовательности I_0 — общее сопротивление:

$$\underline{Z}_0 = \underline{Z} + 3\underline{Z}_N.$$

Сопротивление нулевого провода утраивается, так как в нем протекает ток $I_N = 3I_0$. Аналогично можно написать:

$$r_0 = r + 3r_N;$$

$$x_0 = x + 3x_N.$$

Подставляя эти значения в выражения, выведенные выше для определения фазной потери напряжения, получим окончательно:

$$\Delta U'_{AO} = I_{a1}r + [I_{a1} - 0,5(I_{a2} + I_{a3})]r_N; \quad (5.68)$$

$$\Delta U''_{AO} = I_{p1}x + [I_{p1} - 0,5(I_{p2} + I_{p3})]x_N. \quad (5.69)$$

Приведенные выше формулы применимы также с некоторым допущением и для расчета сетей со стальными проводами.

Общий порядок расчета сетей с неравномерной нагрузкой, включенной в звезду или в треугольник, следующий:

- 1) нагрузку между фазами распределяют по возможности равномерно;
- 2) определяют сечение проводов сети, считая нагрузку равномерной, описанными выше способами;
- 3) определяют фазные или междуфазные потери напряжения по формулам (5.64) ... (5.69).

При значительной разнице потерь напряжений в отдельных фазах или между фазами нагрузки перераспределяют и расчет ведут заново. Рассмотрим несколько частных случаев.

Четырехпроводная сеть с неравномерной активной нагрузкой фаз. В этом случае, встречающемся в низковольтных сетях с осветительной и бытовой нагрузками, составляющая потери напряжения в реактивных сопротивлениях отсутствует и вся потеря напряжения по фазам составляет:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{AO} &= I_1 r + [I_1 - 0,5(I_2 + I_3)]r_N; \\ \Delta U_{BO} &= I_2 r + [I_2 - 0,5(I_3 + I_1)]r_N; \\ \Delta U_{CO} &= I_3 r + [I_3 - 0,5(I_1 + I_2)]r_N. \end{aligned} \right\} \quad (5.70)$$

При равномерной нагрузке, то есть при $I_1 = I_2 = I_3$, второй член в каждом из уравнений становится равным нулю. Тогда уравнения превращаются в обычные выражения для фазной потери напряжения в симметричной трехфазной сети с активной нагрузкой.

Сечения, а следовательно, и сопротивления фазных проводов обычно принимаются одинаковыми. Ток нулевого провода, как правило, меньше фазного тока, поэтому сечение нулевого провода в ряде случаев можно брать меньше, чем фазного, но не менее 50 % его значения.

Если на линии несколько нагрузок, то

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{AO} &= \sum I_1 r + \sum [I_1 - 0,5 (I_2 + I_3)] r_{\text{н}}; \\ \Delta U_{BO} &= \sum I_2 r + \sum [I_2 - 0,5 (I_3 + I_1)] r_{\text{н}}; \\ \Delta U_{CO} &= \sum I_3 r + \sum [I_3 - 0,5 (I_1 + I_2)] r_{\text{н}}, \end{aligned} \right\} \quad (5.71)$$

где I_1, I_2, I_3 — линейные токи соответствующих фаз; r — активные сопротивления участков фазных проводов; $r_{\text{н}}$ — активные сопротивления участков нулевого провода.

Если линия выполнена проводами из цветного металла, активные сопротивления в формулах (5.71) могут быть заменены выражением

$$r = l/(\gamma F),$$

где l — длина участка провода; γ — удельная проводимость материала провода; F — сечение провода.

Тогда уравнения (5.71) могут быть преобразованы в следующие:

$$\begin{aligned} \Delta U_{AO} &= \frac{\sum I_1 l}{\gamma F} + \frac{\sum [I_1 - 0,5 (I_2 + I_3)] l_{\text{н}}}{\gamma F_{\text{н}}}; \\ \Delta U_{BO} &= \frac{\sum I_2 l}{\gamma F} + \frac{\sum [I_2 - 0,5 (I_3 + I_1)] l_{\text{н}}}{\gamma F_{\text{н}}}; \\ \Delta U_{CO} &= \frac{\sum I_3 l}{\gamma F} + \frac{\sum [I_3 - 0,5 (I_1 + I_2)] l_{\text{н}}}{\gamma F_{\text{н}}}. \end{aligned}$$

Трехпроводное ответвление от четырехпроводной сети (две фазы и нуль). При трехпроводном ответвлении от четырехпроводной сети (рис. 5.19) ток в третьем фазном проводе, очевидно, отсутствует (например, $I_3 = 0$). Потери напряжения в ответвлении определяют по уравнениям (5.70), принимая $I_3 = 0$. В этом случае

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{AO} &= I_1 r + (I_1 - 0,5 I_2) r_{\text{н}}; \\ \Delta U_{BO} &= I_2 r + (I_2 - 0,5 I_1) r_{\text{н}}. \end{aligned} \right\} \quad (5.72)$$

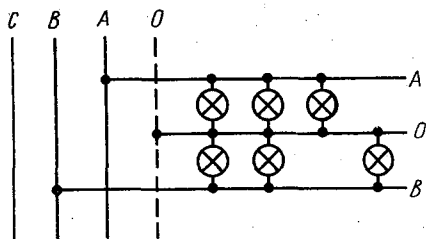


Рис. 5.19. Трехпроводное ответвление от четырехпроводной сети (две фазы и нуль).

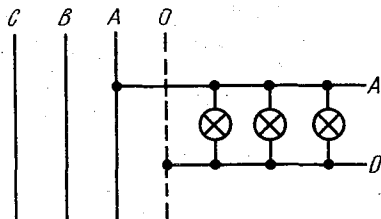


Рис. 5.20. Двухпроводное ответвление от четырехпроводной сети (одна фаза и нуль).

При равномерной нагрузке и одинаковом сечении фазных и нулевого проводов токи в фазных проводах и их сопротивления будут одинаковыми:

$$I_1 = I_2 = I; r = r_n,$$

и тогда потеря напряжения в каждой фазе

$$\Delta U = Ir + Ir - 0,5Ir = 1,5Ir.$$

Для большого числа нагрузок уравнения (5.72) выглядят так:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{AO} &= \sum I_1 r + \sum (I_1 - 0,5I_2) r_n; \\ \Delta U_{BO} &= \sum I_2 r + \sum (I_2 - 0,5I_1) r_n; \end{aligned} \right\} \quad (5.73)$$

а при выполнении проводов из цветного металла потерю напряжения в каждой фазе определяют по следующим уравнениям:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{AO} &= \frac{\sum I_1 l}{\gamma F} + \frac{\sum (I_1 - 0,5I_2) l_n}{\gamma F_n}; \\ \Delta U_{BO} &= \frac{\sum I_2 l}{\gamma F} + \frac{\sum (I_2 - 0,5I_1) l_n}{\gamma F_n}. \end{aligned} \right\} \quad (5.74)$$

Двухпроводное ответвление от четырехпроводной сети (одна фаза и нуль). Многие потребители в сельских местностях имеют однофазное питание, и к ним подводятся два провода — фазный и нулевой (рис. 5.20). К таким потребителям прежде всего относятся многоквартирные жилые дома, а также небольшие сооружения общественного и производственного назначения, не имеющие силовой нагрузки. В этом случае фазная потеря напряжения может быть найдена по уравнениям (5.70), если принять, например, $I_2 = I_3 = 0$ и $r = r_n$:

$$\Delta U_{AO} = I_1 r + I_1 r = 2I_1 r. \quad (5.75)$$

При нескольких нагрузках

$$\Delta U_{AO} = 2 \sum I_1 r, \quad (5.76)$$

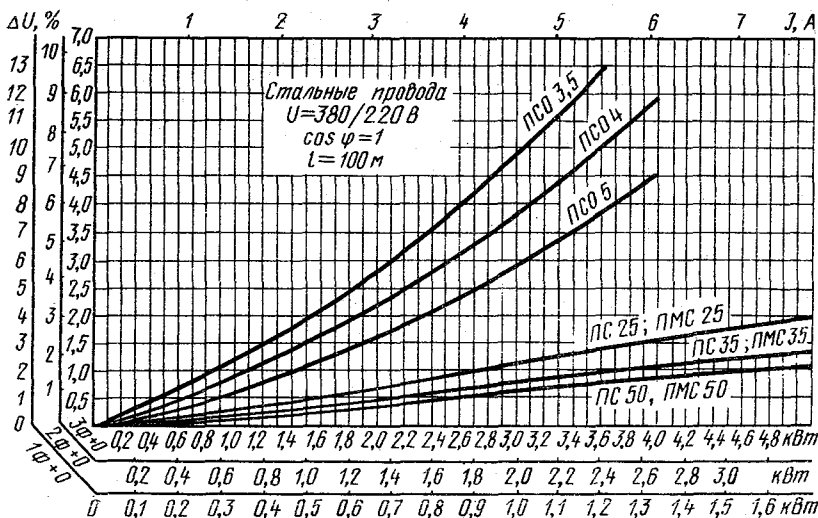


Рис. 5.21. Кривые Главсельэлектро для расчета стальных проводов при двух-, трех- и четырехпроводных ответвлениях и равномерной нагрузке по фазам.

а в сети с проводами из цветных металлов:

$$\Delta U_{\Delta O} = \frac{2 \sum I_1 l}{\gamma F} \quad (5.77)$$

Следует обратить особое внимание на то, что во всех случаях по формулам (5.68) ... (5.77) определяют фазную потерю напряжения. Ее выражают в процентах по отношению к номинальному фазному напряжению, например:

$$\Delta U_{\Delta O} \% = \frac{\Delta U_{\Delta O}}{U_{\text{ф. н}}} 100.$$

В практических условиях всегда стремятся так распределить однофазные нагрузки по фазам, чтобы в период максимальной нагрузки сети потери напряжения по фазам незначительно отличались между собой. При этом расчет значительно упрощается. Кроме того, что самое важное, потеря напряжения в этом случае получается наименьшей.

Расчет стальных проводов в четырехпроводной сети сложнее, чем проводов из цветных металлов. В системе Главсельэлектро для этой цели были составлены расчетные кривые. Кривые строят для трех-, двух- и однопроводного ответвления при условии практически равномерного распределения нагрузок между фазами.

На рисунке 5.21 в качестве примера приведены кривые Главсельэлектро для определения потери напряжения в четырехпроводных сетях. Кривые построены для ответвлений: три фазы — нуль, две фазы — нуль и одна фаза — нуль при коэффициенте

мощности нагрузки $\cos \varphi = 1$. Порядок пользования расчетными кривыми такой же, как и в трехпроводных сетях.

Пятипроводная сеть. В практике сельской электрификации широко применяется централизованное управление уличным освещением. Для этого прокладывают пятый — фонарный провод, соединенный через рубильник и предохранитель с одной из фаз. В этом случае всю нагрузку, включая нагрузку от уличного освещения, следует распределять равномерно между тремя фазами на каждой линии.

Сечение проводов фаз, не имеющих фонарной нагрузки, определяют обычным способом. Сечение основного провода фазы, на которую включена фонарная нагрузка, можно взять меньшим, чем сечения других фаз, но его принимают таким же (из удобства монтажа). Сечение фонарного провода определяют, как в трехфазной линии, с равномерной нагрузкой на фазу, равной нагрузке уличного освещения.

5.3.4. Трехфазно-однофазные сети

В сельском хозяйстве электрическую энергию распределяют по трехфазным сетям напряжением, как правило, 10 кВ с трансформаторными потребительскими пунктами. Эта система распределения без особых изменений взята из коммунальной практики электроснабжения небольших городов и пригородов с малоэтажной застройкой. Однако в сельских условиях плотность электрической нагрузки значительно ниже, чем в городах, и поэтому современная система распределения электроэнергии ведет во многих случаях к значительному перерасходу металла проводов.

Серьезным ее недостатком являются тяжелые сети напряжением 380 В. Вследствие сравнительно крупной мощности трансформаторных пунктов (в среднем 63 ... 100 кВ·А) каждый трансформатор обслуживает значительный район, что требует применения проводов больших сечений в сетях напряжением 380 В. В результате в них обычно расходуется металла проводов в 2 ... 3 раза больше, чем в сетях 10 кВ.

Расход проводов в низковольтных сетях можно уменьшить, увеличив число трансформаторных пунктов и снизив их среднюю мощность и радиус обслуживания. Однако трехфазный трансформаторный пункт представляет собой сравнительно дорогое сооружение, стоимость которого мало снижается при уменьшении мощности установленного трансформатора. Поэтому уменьшение средней мощности трансформаторного пункта ниже 40 или 63 кВ·А в трехфазных сетях приводит к чрезмерному увеличению общей стоимости трансформаторных пунктов. Следовательно, такой путь сокращения расхода проводов в сетях низкого напряжения не всегда экономичен.

С другой стороны, при трехфазном распределении электроэнергии часто приходится подводить к мелким потребителям три

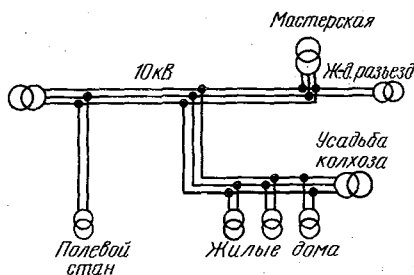


Рис. 5.22. Пример схемы смешанной трехфазно-однофазной сети.

провода сети напряжением 10 кВ. Сечения проводов при этом берут выше потребных, исходя из условий потери напряжения, так как их выбирают минимально допустимыми по механической прочности. В

результате в сети высокого напряжения расходуют излишний металл.

С целью устранения недостатков существующей системы распределения электроэнергии была разработана смешанная трехфазно-однофазная система распределения электроэнергии. Сущность смешанной системы заключается в следующем.

1. Применяют смешанные трехфазно-однофазные линии напряжением 10 кВ, в которых основные магистрали трехфазные и к ним подключены все крупные, в том числе силовые, потребители. Мелкие потребители, в первую очередь освещение и бытовая нагрузка, питаются от однофазных ответвлений линий напряжением 10 кВ.

2. Для питания однофазных потребителей используют однофазные трансформаторные пункты небольшой мощности.

Примерная схема сети с трансформаторными пунктами, выполненной по смешанной трехфазно-однофазной системе, показана на рисунке 5.22. Как видно из этой схемы, крупные потребители с преимущественно силовой нагрузкой (мастерская, усадьба колхоза) имеют трехфазное питание, а мелкие потребители, в первую очередь жилые дома, питаются от однофазных трансформаторных пунктов. Однофазные трансформаторы включают на междуфазное напряжение.

Как показывают сравнительные расчеты, применение смешанной системы позволяет уменьшить расход металла в проводах высокого и низкого напряжений на 25 ... 35 % по сравнению с обычной трехфазной системой. Первоначальная стоимость сети при существующих ценах и типах оборудования может быть снижена путем применения смешанной системы лишь в пределах до 5 ... 10 %.

В сети высокого напряжения, выполненной по смешанной системе, однофазные трансформаторы включают в треугольник на линейное напряжение 6 или 10 кВ, как это показано на рисунке 5.22.

Потери напряжения в трехфазных магистралях с неравномерной нагрузкой, включенной в треугольник, рассчитывают по формулам (5.66) ... (5.67).

Было показано, что в неравномерно нагруженной трехфазной сети сумма линейных потерь напряжения при данных нагрузках

Рис. 5.23. Схема однофазного трансформаторного пункта.

остается неизменной независимо от распределения нагрузок между фазами, то есть

$$\Delta U_{AB} + \Delta U_{BC} + \Delta U_{CA} = \text{const.}$$

В практике всегда есть значительное количество подключенных к магистрали однофазных нагрузок. Эти нагрузки можно распределить так, чтобы междуфазные потери напряжения до конечных точек были примерно равны между собой:

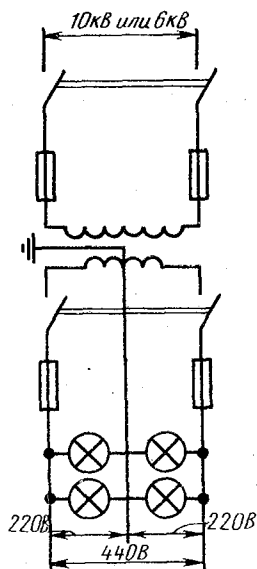
$$\Delta U_{AB} \approx \Delta U_{BC} \approx \Delta U_{CA}.$$

В этом случае пропускная способность неравномерно нагруженной линии такая же, как и трехфазной равномерно нагруженной линии с теми же параметрами. Во всех других случаях пропускная способность ниже.

Очевидно, что при проектировании сети по смешанной системе нужно, распределяя соответствующим образом нагрузки, добиваться выполнения условия равенства междуфазных потерь напряжения. При этом потери напряжения в трехфазной магистрали определяют по формулам для симметричной нагрузки, и они имеют наименьшее возможное значение. Расчет в этом случае значительно упрощается. Пользоваться формулами (5.66) и (5.67) приходится только в том случае, когда распределить однофазные нагрузки между фазами наиболее выгодным способом невозможно.

Однофазные ответвления от сети напряжением 10 кВ обладают в 2 ... 6 раз меньшей пропускной способностью, чем трехфазные того же сечения. Однако при малой мощности трансформаторных пунктов очень часто сечение проводов ответвлений определяют минимумом, допустимым из механических соображений. В этом случае однофазные ответвления имеют вместо трех два провода того же сечения и экономия металла проводов составляет 33 %.

Однофазную сеть низкого напряжения по смешанной системе выполняют трехпроводной со средним проводом. Напряжение между средним и крайними проводами 220 В (рис. 5.23), а между крайними проводами 440 В. Средний провод заземляют так же, как нулевой провод в системе 380 В с заземленной нейтралью, и так же соединяют с ним металлические части оборудования. Осветительную нагрузку включают между средним и крайними проводами, а силовую — между крайними проводами. Малые



трансформаторы мощностью 2 кВ·А имеют два вывода низкого напряжения — 220 или 127 В.

Однофазные трансформаторные пункты выполняют по принципиальной схеме, изображенной на рисунке 5.23. Трансформаторы подвешивают на обычную промежуточную опору сети напряжением 10 кВ. Присоединяют их к сети высокого напряжения через разъединитель, устанавливаемый на соседней опоре. От коротких замыканий трансформаторы защищают предохранителями высокого напряжения.

На стороне низкого напряжения устанавливают рубильник и плавкие предохранители, помещаемые в небольшом ящике.

Линии напряжением до 1 кВ при смешанной системе выполняют, как в обычных сетях. При совпадении трасс целесообразно подвешивать их на одних опорах с линиями высокого напряжения.

В подавляющем большинстве случаев при смешанной системе используют обычно трехфазные асинхронные двигатели, питаемые от трехфазных линий. Однофазные электрические двигатели небольшой мощности применяют в местах, где есть только однофазное питание, например двигатель вентилятора переносного горна на полевом стане, двигатель насоса на железнодорожном разъезде и т. п. Обычно мощность таких двигателей составляет 1 ... 2 кВт и редко 3 ... 4 кВт.

Лучше всего использовать в однофазных сетях специальные асинхронные электродвигатели с пусковыми конденсаторами (см. дисциплину «Электрические машины»). При отсутствии специальных двигателей можно применить стандартные трехфазные электродвигатели напряжением 380/220 В с пусковыми устройствами в виде конденсаторов или даже активных сопротивлений.

Пусковой момент двигателя с активным пусковым сопротивлением при напряжении 440 В составляет около 0,4 номинального момента двигателя в трехфазном режиме, что соответствует 0,65 ... 1,0 номинального момента в однофазном режиме.

Если для рабочей машины пусковой момент должен быть больше $0,5M_n$, выбирают двигатель большей мощности или же включают его по схеме с емкостью. При включении пусковой емкости момент двигателя примерно равен номинальному моменту в трехфазном режиме.

При питании от трансформатора мощностью 10 кВ·А можно запускать двигатели с номинальной мощностью в трехфазном режиме до 4,5 кВт.

Однофазные двигатели как специального исполнения, так и переоборудованные из трехфазных в 1,5 ... 2 раза дороже трехфазных той же мощности. Однако удорожание двигателей незначительно по сравнению с экономией, которую получают при строительстве и эксплуатации сети, применяя смешанную систему распределения электроэнергии.

Соотношение между однофазной и трехфазной мощностями в высоковольтной сети зависит от характера нагрузки и условий

ее размещения. В сельских районах ряда стран с разбросанными мелкими потребителями, в том числе в США, Китае и др., однофазное питание нашло широкое применение. В Советском Союзе значительная доля нагрузки сельских районов, в том числе главная часть силовой нагрузки, концентрируется в колхозных хозяйственных центрах, присоединенных, как правило, к трехфазной сети. В этих условиях доля однофазной мощности в среднем по Союзу невелика и составляет меньше 10 %, но в отдельных сетевых районах она может быть значительной и достигать 25 ... 50 % и выше.

Для большинства сельских районов Советского Союза однофазные высоковольтные линии напряжением 10 кВ получают распространение преимущественно в двух случаях: 1) на окраинах крупных селений с преобладающей нагрузкой жилых домов; 2) в качестве ответвлений к отдельным небольшим населенным пунктам, где не предусматривается в ближайшее время развитие силового электропотребления.

Применение однофазного питания следует считать экономически целесообразным, когда достигается существенная экономия металла проводов без увеличения стоимости сети. Это условие, как правило, выполнимо в тех случаях, когда применение однофазной схемы не влечет за собой значительного увеличения протяженности высоковольтной сети.

5.3.5. Расчет замкнутых сетей

Радиальные и замкнутые сети. В сельском хозяйстве преобладающее распространение имеют разомкнутые, или радиальные, электрические сети. Примерная схема радиальной сети показана на рисунке 5.24, где *A* — источник питания. Сооружение радиальных сетей требует наименьшего расхода средств и материалов. Однако такие сети обладают существенным недостатком. При повреждении линии, особенно в ее начале, прекращается электроснабжение всех потребителей, присоединенных к ней.

В последние годы электрификация сельского хозяйства развивается очень быстро. Появляется все больше потребителей, перемены в энергоснабжении которых приводят к значительным по-

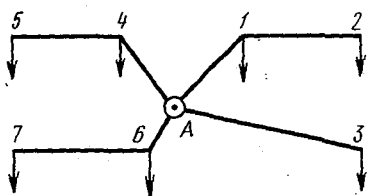


Рис. 5.24. Схема радиальной сети.

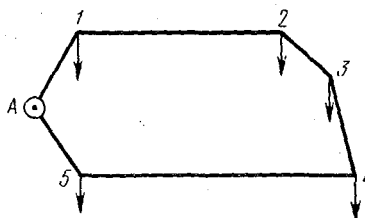


Рис. 5.25. Схема простой замкнутой сети с одним источником питания.

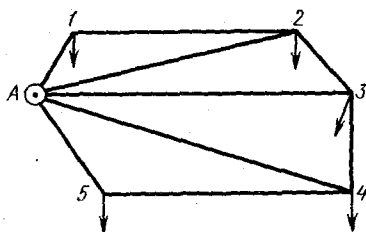


Рис. 5.26. Схема сложной замкнутой сети с одним источником питания.

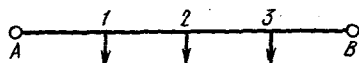


Рис. 5.27. Линия с двусторонним питанием.

терям урожая, животноводческой продукции и т. п. Электроснабжение ответственных потребителей в сельском хозяйстве должно быть, безусловно, надежным, а та-

ким требованиям радиальные сети удовлетворяют не полностью. Для получения более надежного электроснабжения применяют замкнутые электрические сети.

Замкнутой называют электрическую сеть, магистральные линии которой получают питание не менее чем с двух сторон. Простая замкнутая сеть показана на рисунке 5.25. В этой сети обрыв магистрали в любом месте не нарушает электроснабжения потребителей. Так, нагрузка 3 при обрыве линии на участке 2—3 будет получать питание по нижней ветви схемы, а при обрыве на участке 3—4 — по верхней.

Еще более надежно электроснабжение, если в сети, показанной на рисунке 5.25, будут проведены дополнительные внутренние линии $A-2$, $A-3$ и $A-4$ (рис. 5.26). В этом случае точки 2, 3 и 4 получают питание с трех сторон. Такие точки называют узловыми, или узлами, а сеть, имеющая узловые точки, называется сложной замкнутой. В этой сети при обрыве линии на любом из участков электроснабжение всех потребителей остается обеспеченным более надежно, чем в простой замкнутой сети.

Сети, изображенные на рисунках 5.25 и 5.26, имеют один источник питания A . Выход его из строя лишает электроснабжения все потребители этих сетей. Для дальнейшего повышения надежности электроснабжения нужно увеличить количество источников питания в сети.

Простая замкнутая сеть с двумя источниками питания A и B , изображенная на рисунке 5.27, называется линией с двусторонним питанием. В такой линии обрыв проводов и даже выход из строя одного из источников питания не нарушают электроснабжения всех или большей части потребителей электроэнергии.

Наконец, можно иметь сложную замкнутую сеть с несколькими источниками питания, обеспечивающую наиболее высокую надежность электроснабжения. В сложной замкнутой сети такого типа, изображенной на рисунке 5.28, A , B и C — источники питания, а α и β — узловые точки.

Преимущества замкнутых сетей очевидны, недостатки их заключаются в значительно большей стоимости и расходе материалов. Кроме того, защита замкнутых сетей от коротких замы-

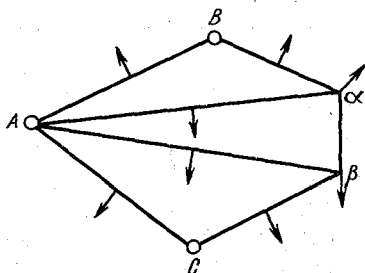


Рис. 5.28. Сложная замкнутая сеть с несколькими источниками питания.

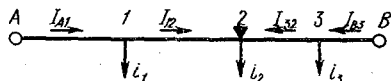


Рис. 5.29. Распределение токов в линии с двусторонним питанием.

каний сложнее, чем радиальных. Этим и объясняется, что до настоящего времени замкнутые сети в сельском хозяйстве применялись недостаточно.

В сельском хозяйстве замкнутые сети применяют в первую очередь в виде линий с двусторонним питанием (рис. 5.27), которые являются линиями связи сельских подстанций и иногда электростанций, работающих совместно в электрических системах. Во многих случаях используют также простые замкнутые сети с одним или двумя источниками питания (рис. 5.25), которые замыкают только при аварии или ремонте. Поскольку в сельском хозяйстве применяются сложные замкнутые сети (рис. 5.26 и 5.27), способы расчета замкнутых сетей, более трудоемкие, чем радиальных, рассмотрены в настоящем курсе.

Линии с двусторонним питанием. Пусть есть линия (рис. 5.29) с двумя источниками питания A и B и нагрузками i_1 , i_2 и i_3 . Обозначим токи, протекающие по участкам, сопротивления и длины участков соответствующими индексами. Например, на участке $1-2$ ток I_{1-2} , сопротивление Z_{1-2} и длина l_{1-2} . Линия выполнена проводами из цветного металла. В общем случае напряжения источников питания не равны между собой, то есть $U_A \neq U_B$. Предположим, что точка 2 получает питание с двух сторон. Ее называют точкой токораздела и обозначают значком треугольника. Определим значение токов I_{A-1} и I_{B-3} источников питания.

Падение напряжения на участках $A-2$ и $B-2$:

$$\dot{U}_A - \dot{U}_2 = \sqrt{3} (\dot{I}_{A-1} \underline{Z}_{A-1} + \dot{I}_{1-2} \underline{Z}_{1-2});$$

$$\dot{U}_B - \dot{U}_2 = \sqrt{3} (\dot{I}_{B-3} \underline{Z}_{B-3} + \dot{I}_{3-2} \underline{Z}_{3-2}).$$

Вычтем из первого выражения второе:

$$\dot{U}_A - \dot{U}_B = \sqrt{3} (\dot{I}_{A-1} \underline{Z}_{A-1} + \dot{I}_{1-2} \underline{Z}_{1-2} - \dot{I}_{B-3} \underline{Z}_{B-3} - \dot{I}_{3-2} \underline{Z}_{3-2}).$$

Сумма токов источников питания, очевидно, равна сумме нагрузочных токов:

$$\dot{I}_{A-1} + \dot{I}_{B-3} = i_1 + i_2 + i_3.$$

Используя это выражение, а также первый закон Кирхгофа, выразим все линейные токи через ток $\dot{I}_{A-1}$ и нагрузочные токи, как

$$\begin{aligned}\dot{I}_{B-3} &= \dot{i}_1 + \dot{i}_2 + \dot{i}_3 - \dot{I}_{B-1}; \\ \dot{I}_{3-2} &= \dot{i}_1 + \dot{i}_2 - \dot{I}_{A-1}; \\ \dot{I}_{1-2} &= \dot{I}_{A-1} - \dot{i}_1.\end{aligned}$$

Подставляя эти значения в предпоследнее выражение, получаем:

$$\begin{aligned}\frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} &= \dot{I}_{A-1} \underline{Z}_{A-1} + (\dot{I}_{A-1} - \dot{i}_1) \underline{Z}_{1-2} + \\ &+ (\dot{I}_{A-1} - \dot{i}_1 - \dot{i}_2 - \dot{i}_3) \underline{Z}_{B-3} + (\dot{I}_{A-1} - \dot{i}_1 - \dot{i}_2) \underline{Z}_{3-2}\end{aligned}$$

и после преобразования

$$\begin{aligned}\frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} &= \dot{I}_{A-1} (\underline{Z}_{A-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2}) - \\ &- \dot{i}_1 (\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2}) - \dot{i}_2 (\underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2}) - \dot{i}_3 \underline{Z}_{B-3}.\end{aligned}$$

В свою очередь,

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{A-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2} &= \underline{Z}_{A-B}; \\ \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2} &= \underline{Z}_{1-B}; \\ \underline{Z}_{B-3} + \underline{Z}_{3-2} &= \underline{Z}_{2-B}; \\ \underline{Z}_{B-3} &= \underline{Z}_{3-B}.\end{aligned}$$

Тогда

$$\frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} = \dot{I}_{A-1} \underline{Z}_{A-B} - \dot{i}_1 \underline{Z}_{1-B} - \dot{i}_2 \underline{Z}_{2-B} - \dot{i}_3 \underline{Z}_{3-B}.$$

Последние три члена уравнения можно выразить так:

$$\dot{i}_1 \underline{Z}_{1-B} + \dot{i}_2 \underline{Z}_{2-B} + \dot{i}_3 \underline{Z}_{3-B} = \sum \dot{i}_k \underline{Z}_{k-B},$$

откуда

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} \underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \dot{i}_k \underline{Z}_{k-B}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (5.78)$$

По аналогии

$$\dot{I}_{B-3} = \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_A}{\sqrt{3} \underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \dot{i}_k \underline{Z}_{k-A}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (5.79)$$

Первую составляющую тока источника питания называют уравнительным током. Она обусловлена разницей

напряжений питающих пунктов и сдвигом фаз между этими напряжениями. Вторая составляющая обусловлена только нагрузками, ее называют линейным нагрузочным током.

Умножив формулы (5.78) и (5.79) на $\sqrt{3}U_H$, получим выражения полных мощностей:

$$\underline{S}_{A \rightarrow I} = \frac{U_H (\dot{U}_A - \dot{U}_B)}{\underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \underline{S}_k \underline{Z}_{k-B}}{\underline{Z}_{A-B}} \quad (5.80)$$

и

$$\underline{S}_{B \rightarrow 3} = \frac{U_H (\dot{U}_B - \dot{U}_A)}{\underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \underline{S}_k \underline{Z}_{k-A}}{\underline{Z}_{A-B}}, \quad (5.81)$$

где U_H — номинальное напряжение сети; $\underline{S}_k$ — полная мощность нагрузки в точке k .

Рассмотрим частные случаи применения формул (5.78) ... (5.81).

1. Напряжения источников питания равны между собой, то есть $\dot{U}_A = \dot{U}_B$. В этом случае уравнивающие токи равны нулю, и для определения токов от обоих источников питания используют только вторые члены правой части уравнений (5.78) ... (5.81), а именно:

$$\dot{I}_{A \rightarrow I} = \frac{\sum \dot{I}_k \underline{Z}_{k-B}}{\underline{Z}_{A-B}}; \quad (5.82)$$

$$\dot{I}_{B \rightarrow 3} = \frac{\sum \dot{I}_k \underline{Z}_{k-A}}{\underline{Z}_{A-B}}; \quad (5.83)$$

$$\underline{S}_{A \rightarrow I} = \frac{\sum \underline{S}_k \underline{Z}_{k-B}}{\underline{Z}_{A-B}}; \quad (5.84)$$

$$\underline{S}_{B \rightarrow 3} = \frac{\sum \underline{S}_k \underline{Z}_{k-A}}{\underline{Z}_{A-B}}. \quad (5.85)$$

2. Напряжения источников питания равны между собой ($\dot{U}_A = \dot{U}_B$), и, кроме того, вся линия выполнена проводом одинакового сечения, материала и конструкции. Это распространенный случай, так как линию с двусторонним питанием обычно рассчитывают на аварийный режим, когда питание осуществляют с одного или с другого конца. Если на всех участках использован одинаковый провод, то полные сопротивления линии выражают через активные r_0 и индуктивные x_0 сопротивления километра линии и длины участков линии l . Так,

$$\underline{Z}_{k-B} = (r_0 + jx_0) l_{k-B};$$

$$\underline{Z}_{k-A} = (r_0 + jx_0) l_{k-A};$$

$$\underline{Z}_{A-B} = (r_0 + jx_0) l_{A-B}.$$

Подставляя эти значения в уравнения (5.82) ... (5.85) и сокращая их на $r_0 + jx_0$, получаем:

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\sum \dot{i}_k l_{k-B}}{l_{A-B}}; \quad (5.86)$$

$$\dot{I}_{B-3} = \frac{\sum \dot{i}_k l_{k-A}}{l_{A-B}}; \quad (5.87)$$

$$\underline{S}_{A-1} = \frac{\sum S_k l_{k-B}}{l_{A-B}}; \quad (5.88)$$

$$\underline{S}_{B-3} = \frac{\sum S_k l_{k-A}}{l_{A-B}}. \quad (5.89)$$

Порядок определения сечения проводов из цветных металлов линии с двусторонним питанием следующий:

1) задаются сечением проводов линии или определяют их по аварийным режимам;

2) находят значения токов или мощностей, вытекающих из источников питания, по уравнениям (5.78) ... (5.89);

3) определяют точки токораздела отдельно для активных и для реактивных токов или мощностей. Точки раздела активных и реактивных токов в общем случае могут не совпадать;

4) разрезают линию в точке раздела активных токов и определяют наибольшую потерю напряжения, как для радиальной сети;

5) определяют потерю напряжения в линии для наихудшего аварийного случая — отключения линии в одном из ее концов. При аварии отклонение напряжения можно допускать на 5 % больше.

Если потери напряжения выходят за пределы допустимых, сечение проводов линии изменяют и расчет повторяют снова.

Сечение проводов из цветного металла линии с двусторонним питанием по заданной допустимой потере напряжения определяют следующим образом. В большинстве случаев линия имеет одинаковую конструкцию по всей длине (воздушная или кабельная) и выполнена проводом одного и того же сечения. Напряжения питающих пунктов одинаковы. Пусть заданы расстояния и нагрузки линии с двусторонним питанием (рис. 5.30, а).

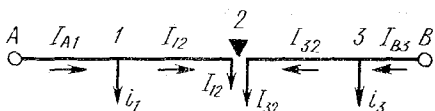
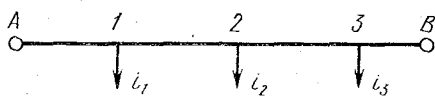


Рис. 5.30. Определение сечения провода линии с двусторонним питанием, если по всей длине одинаковы сечение, материал и конструкция провода.

По уравнениям (5.84) и (5.87) находят токи от питающих пунктов A и B :

$$I_{A=1} = \frac{\sum I_k l_{k-B}}{l_{A-B}}; \quad I_{B=3} = \frac{\sum I_k l_{k-A}}{l_{A-B}}.$$

Наносят распределение токов на схему линии и находят точку токораздела, например 2 (рис. 5.30, б).

Разрезают линию в точке токораздела, имея в виду, что

$$I_2 = I_{1-2} + I_{3-2}.$$

Получают две линии с односторонним питанием. Рассчитывают их как магистрали с постоянным сечением проводов, то есть задаются удельным индуктивным сопротивлением проводов, и находят составляющую потери напряжения в реактивных сопротивлениях:

$$\Delta U_p = \sqrt{3} x_0 \sum I_p l.$$

Затем определяют составляющую потери напряжения в активных сопротивлениях:

$$\Delta U_a = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p.$$

Сечение провода определяют по формуле

$$F = \frac{\sqrt{3} \sum I_a l}{\gamma \Delta U_a}.$$

Сложные замкнутые сети. Расчет сложных замкнутых сетей требует значительной вычислительной работы. Наиболее просто такие сети рассчитывают методом преобразований. Его применяют также при расчете токов короткого замыкания, поэтому умение им пользоваться имеет большое значение.

Метод преобразований пригоден только для расчета сетей с проводами из цветных металлов. Сущность его заключается в том, что путем последовательных преобразований сложную замкнутую сеть приводят к линии с двусторонним питанием. При каждом преобразовании получают эквивалентную сеть, то есть имеющую тот же ток, выходящий из питательных пунктов, и одинаковое напряжение в узлах. Описанными в предыдущем параграфе способами находят распределение токов или мощностей в этой линии. Затем линию с двусторонним питанием вновь преобразуют в исходную замкнутую сеть. При обратных преобразованиях каждый раз находят распределение токов или мощностей в усложненной схеме и таким образом получают действительное распределение их в заданной сети, определяя точки раздела токов или мощностей. В этих точках сеть разрезают и в полученных магистралях с односторонним питанием находят наибольшую потерю напряжения.

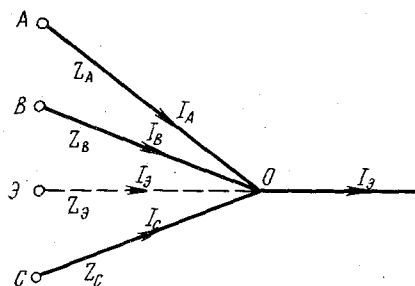


Рис. 5.31. Сложение параллельных ветвей.

Очевидно, что для расчета сложной замкнутой сети методом преобразований нужно сначала задаться сечениями проводов. Если потеря напряжения выйдет за допустимые пределы, сечение проводов изменяют и сеть рассчитывают снова.

Метод преобразований основан на использовании ряда теоретических положений. Эти положения изложены ниже.

1. Приведение проводов сети к одному сечению. Для последующих преобразований, если $\cos \varphi = 1$, бывает целесообразно привести все провода сети к одному сечению. При этом распределение нагрузок и потеря напряжения на всех участках останутся без изменений. Это условие будет выполнено, если при изменении сечения сопротивление провода останется тем же.

Пусть участок сети имеет сопротивление r_1 , длину l_1 и сечение F_1 . Требуется привести его к сечению F_2 , причем сопротивление должно остаться неизменным, то есть $r_2 = r_1$. Очевидно, что это может быть достигнуто лишь при замене длины участка l_1 длиной $l_2 \neq l_1$. Сопротивление определяют из формулы

$$r_1 = \frac{l_1}{\gamma_1 F_1},$$

где γ_1 — удельная проводимость провода.

В свою очередь,

$$r_2 = \frac{l_2}{\gamma_2 F_2},$$

где γ_2 — удельная проводимость провода, к сечению которого приводят провод участка.

Как было отмечено ранее,

$$r_2 = r_1 \text{ и } \frac{l_2}{\gamma_2 F_2} = \frac{l_1}{\gamma_1 F_1}.$$

Отсюда

$$l_2 = l_1 \frac{\gamma_2 F_2}{\gamma_1 F_1}. \quad (5.90)$$

Если сечение данного провода приводят к сечению провода из того же материала, то, очевидно, $\gamma_2 = \gamma_1$ и тогда

$$l_2 = l_1 \frac{F_2}{F_1}. \quad (5.91)$$

2. Сложение параллельных ветвей и разложение тока по ветвям. Пусть есть несколько параллельных ветвей с сопротивлениями $\underline{Z}_A$, $\underline{Z}_B$, $\underline{Z}_C$, по которым протекают токи $\dot{I}_A$, $\dot{I}_B$, $\dot{I}_C$ (рис. 5.31). Требуется заменить их одной линией с эквивалентным сопротивлением $\underline{Z}_o$ и током $\dot{I}_o$, сохранив напряжение в узле O неизменным.

Очевидно, что эквивалентный ток

$$\dot{I}_o = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C.$$

Эквивалентное сопротивление линии определяют из соотношения

$$\frac{\dot{I}}{\underline{Z}_o} = \frac{\dot{I}}{\underline{Z}_A} + \frac{\dot{I}}{\underline{Z}_B} + \frac{\dot{I}}{\underline{Z}_C},$$

откуда

$$\underline{Z}_o = \frac{\underline{Z}_A \underline{Z}_B \underline{Z}_C}{\underline{Z}_A \underline{Z}_B + \underline{Z}_B \underline{Z}_C + \underline{Z}_C \underline{Z}_A}. \quad (5.92)$$

В обратном случае заданы $\dot{I}_o$, $\underline{Z}_o$ и сопротивления отдельных ветвей. Требуется найти распределение тока по ветвям, то есть $\dot{I}_A$, $\dot{I}_B$ и $\dot{I}_C$.

Принимая, что напряжения источников питания равны между собой, то есть $\dot{U}_A = \dot{U}_B = \dot{U}_C = \dot{U}_o$, получаем, что падения напряжения от источников питания до узла O равны между собой:

$$\dot{I}_A \underline{Z}_A = \dot{I}_B \underline{Z}_B = \dot{I}_C \underline{Z}_C = \dot{I}_o \underline{Z}_o.$$

Отсюда

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_A &= \dot{I}_o \frac{\underline{Z}_o}{\underline{Z}_A}; \\ \dot{I}_B &= \dot{I}_o \frac{\underline{Z}_o}{\underline{Z}_B}; \\ \dot{I}_C &= \dot{I}_o \frac{\underline{Z}_o}{\underline{Z}_C}. \end{aligned} \right\} \quad (5.93)$$

Если сеть выполнена проводами одинакового сечения конструкции и материала, то сопротивления можно заменить длинами, и тогда

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_A &= \dot{I}_o \frac{l_o}{l_A}; \\ \dot{I}_B &= \dot{I}_o \frac{l_o}{l_B}; \\ \dot{I}_C &= \dot{I}_o \frac{l_o}{l_C}. \end{aligned} \right\} \quad (5.94)$$

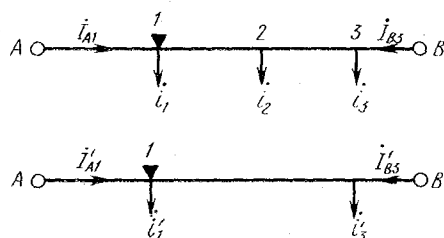


Рис. 5.32. Разнос нагрузки из точки 2 в точки 1 и 3.

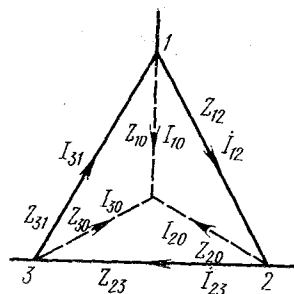


Рис. 5.33. Преобразование треугольника в эквивалентную звезду.

Расчеты по формулам (5.92) ... (5.94) можно выполнять только в том случае, если на складываемых параллельных ветвях отсутствуют нагрузки.

3. Разнос нагрузок в другие точки. Как уже указывалось выше, складывать параллельные ветви можно только в том случае, если на них нет нагрузок. Поэтому, если в преобразуемой схеме такие нагрузки есть, их нужно разнести в другие точки, сохранив распределение токов и значения падений напряжений.

Пусть есть линия с двусторонним питанием (рис. 5.32, а) с точкой раздела токов 1. Требуется разнести нагрузку i_2 в точки 1 и 3 (рис. 5.32, б).

Для первой схемы ток из точки А определяют при равных напряжениях источников питания по формуле (5.82)

$$i_{A-1} = \frac{i_1(\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-B}) + i_2(\underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-B}) + i_3\underline{Z}_{3-B}}{\underline{Z}_{A-B}}.$$

Для второй схемы — по той же формуле

$$i_{A-1}^* = \frac{i_1^*(\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-B}) + i_2^*\underline{Z}_{3-B}}{\underline{Z}_{A-B}}.$$

Но, как указывалось выше, в преобразованной схеме токи из источников питания должны быть такими же, как в исходной схеме:

$$i_{A-1} = i_{A-1}^*,$$

$$\begin{aligned} \text{откуда} \quad & i_1(\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-B}) + i_2(\underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-B}) + \\ & + i_3\underline{Z}_{3-B} = i_1^*(\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-B}) + i_3^*\underline{Z}_{3-B}. \end{aligned}$$

С другой стороны, сумма нагрузочных токов для обеих схем не должна меняться, и тогда

$$i_1 + i_2 + i_3 = i_1^* + i_3^*,$$

откуда

$$i_1' = i_1 + i_2 + i_3 - i_3^*.$$

Подставляя эти значения в предыдущее выражение, имеем:

$$\begin{aligned} & i_1 (\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-B}) + i_2 (\underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-B}) + \\ & + i_3 \underline{Z}_{3-B} = (i_1 + i_2 + i_3 - i_3') (\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-B}) + i_3' \underline{Z}_{3-B}. \end{aligned}$$

Раскрывая скобки и преобразования, получим:

$$i_2 \underline{Z}_{1-2} + i_3 (\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3}) = i_3' (\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3}),$$

откуда

$$i_3' = i_3 + i_2 \frac{\underline{Z}_{1-2}}{\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3}}.$$

Таким образом, ток в точке 3 преобразованной схемы будет состоять из тока i_3 исходной схемы и части тока i_2 , перенесенной в точку 3 и обозначенной через i_{2-3} :

$$i_3' = i_3 + i_{2-3}.$$

По аналогии ток в точке 1 преобразованной схемы

$$i_1' = i_1 + i_{2-1}.$$

Отсюда части тока i_2 , разносимые в точки 1 и 3, равны:

$$\left. \begin{aligned} i_{2-1} &= i_2 \frac{\underline{Z}_{2-3}}{\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3}}; \\ i_{2-3} &= i_2 \frac{\underline{Z}_{1-2}}{\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3}}. \end{aligned} \right\} \quad (5.95)$$

4. Преобразование треугольника в эквивалентную звезду и обратно. В процессе преобразования сложных замкнутых сетей часто появляется необходимость преобразования контура, имеющего вид треугольника, в эквивалентную звезду и обратно. Пусть требуется преобразовать треугольник 1—2—3 (рис. 5.33) в звезду. В дисциплине «Теоре-

тические основы электротехники» было показано, что в этом случае сопротивления лучей эквивалентной звезды определяют как

$$\left. \begin{aligned} \underline{Z}_{1-0} &= \frac{\underline{Z}_{1-2}\underline{Z}_{3-1}}{\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-1}}; \\ \underline{Z}_{2-0} &= \frac{\underline{Z}_{2-3}\underline{Z}_{1-2}}{\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-1}}; \\ \underline{Z}_{3-0} &= \frac{\underline{Z}_{3-1}\underline{Z}_{2-3}}{\underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-1}}. \end{aligned} \right\} \quad (5.96)$$

При преобразовании звезды в треугольник сопротивления сторон треугольника можно выразить следующими равенствами:

$$\left. \begin{aligned} \underline{Z}_{1-2} &= \underline{Z}_{1-0} + \underline{Z}_{2-0} + \frac{\underline{Z}_{1-0}\underline{Z}_{2-0}}{\underline{Z}_{3-0}}; \\ \underline{Z}_{2-3} &= \underline{Z}_{2-0} + \underline{Z}_{3-0} + \frac{\underline{Z}_{2-0}\underline{Z}_{3-0}}{\underline{Z}_{1-0}}; \\ \underline{Z}_{3-1} &= \underline{Z}_{3-0} + \underline{Z}_{1-0} + \frac{\underline{Z}_{3-0}\underline{Z}_{1-0}}{\underline{Z}_{2-0}}. \end{aligned} \right\} \quad (5.97)$$

Токи, или мощности, в эквивалентном треугольнике при заданном направлении токов в звезде:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_{1-2} &= \frac{\dot{I}_{1-0}\underline{Z}_{1-0} - \dot{I}_{2-0}\underline{Z}_{2-0}}{\underline{Z}_{1-2}}; \\ \dot{I}_{2-3} &= \frac{\dot{I}_{2-0}\underline{Z}_{2-0} - \dot{I}_{3-0}\underline{Z}_{3-0}}{\underline{Z}_{2-3}}; \\ \dot{I}_{3-1} &= \frac{\dot{I}_{3-0}\underline{Z}_{3-0} - \dot{I}_{1-0}\underline{Z}_{1-0}}{\underline{Z}_{3-1}}. \end{aligned} \right\} \quad (5.98)$$

5. Преобразование сети, имеющей замкнутый треугольник. На основании выведенных выше соотношений путем последовательных преобразований можно найти распределение токов в сложной замкнутой сети, изображенной на рисунке 5.34, а. Если на сторонах треугольника 1—2—3 есть нагрузки, то их предварительно разносят в узлы. Сечения проводов приводят к одному, наиболее распространенному в данной схеме. Для дальнейшего преобразования схемы треугольник заменяют звездой по формуле (5.96), и так как сечения проводов приведены к одному, то сопротивления их заменяют длинами, получая:

$$l_{1-0} = \frac{l_{1-2}l_{3-1}}{l_{1-2} + l_{2-3} + l_{3-1}}; \quad l_{2-0} = \frac{l_{2-3}l_{1-2}}{l_{1-2} + l_{2-3} + l_{3-1}};$$

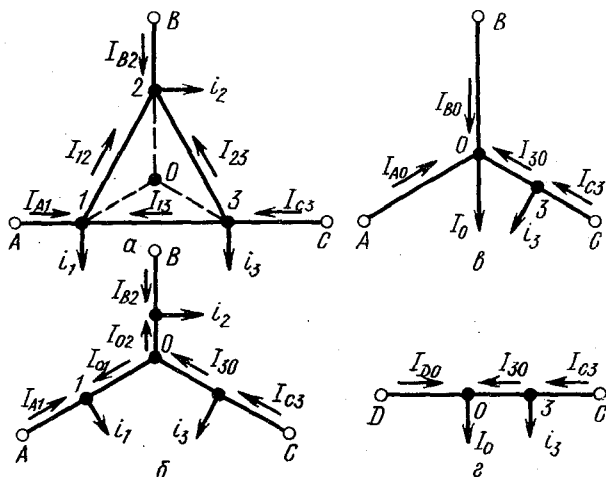


Рис. 5.34. Схема сети с замкнутым треугольником.

$$l_{3-0} = \frac{l_{3-1}l_{2-3}}{l_{1-2} + l_{2-3} + l_{3-1}}.$$

Получается схема, изображенная на рисунке 5.34, б. Затем переносят токи с каких-либо двух лучей звезды в узел O . Для лучей $A-O$ и $B-O$

$$I'_{O-1} = i_1 \frac{l_{1-A}}{l_{A-O}}; \quad I'_{O-2} = i_2 \frac{l_{2-B}}{l_{B-O}}.$$

Суммарный ток в узле O

$$I_O = I'_{1-O} + I'_{2-O}.$$

Схема принимает вид, изображенный на рисунке 5.34, в.

Принимая напряжения источников питания A и B одинаковыми, объединяют лучи $A-O$ и $B-O$ в эквивалентный луч $D-O$, длина которого по уравнению (5.92)

$$l_{D-O} = \frac{l_{A-O}l_{B-O}}{l_{A-O} + l_{B-O}},$$

и получают схему (рис. 5.34, г), которая представляет собой линию с двусторонним питанием. Первая часть задачи выполнена.

Находим теперь распределение токов в этой последней схеме:

$$I_{D-O} = \frac{I_O l_{O-C} + i_3 l_{3-C}}{l_{D-C}};$$

$$I_{C-3} = \frac{I_O l_{O-D} + i_3 l_{3-D}}{l_{D-C}}; \quad I_{3-0} = I_{C-3} - i_3.$$

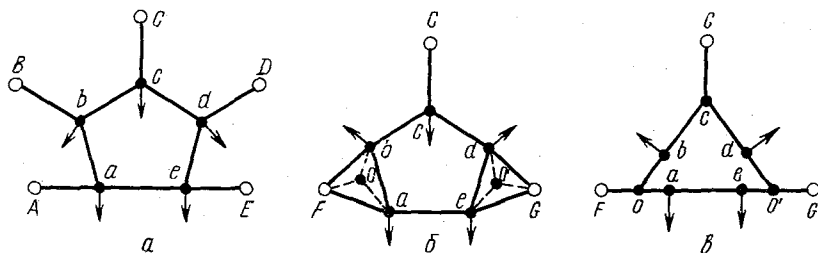


Рис. 5.35. Схема сети с замкнутым многоугольником.

Возвращаемся к предыдущей схеме (рис. 5.34, в), в которой токи в лучах

$$I_{A-O} = I_{D-O} \frac{l_{D-O}}{l_{A-O}}; \quad I_{B-O} = I_{D-O} \frac{l_{D-O}}{l_{B-O}}.$$

Переходя к схеме на рисунке 5.34, б, возвращаем токи из узловой точки O по лучам $A-O$ и $B-O$:

$$I_{O-1} = I_{A-O} - I'_{1-O}; \quad I_{O-2} = I_{B-O} - I'_{2-O};$$

$$I_{A-1} = i_1 - I_{O-1}; \quad I_{B-2} = i_2 - I_{O-2}.$$

Если получаются отрицательные значения токов, то это значит, что они направлены в противоположную сторону, то есть к узлам.

Для перехода к исходной схеме сети (рис. 5.34, а) по уравнениям (5.92) находим токи в сторонах треугольника $1-2-3$, имея в виду, что $I_{1-O} = -I_{O-1}$ и $I_{2-O} = -I_{O-2}$:

$$I_{1-2} = \frac{I_{1-O}l_{1-O} - I_{2-O}l_{2-O}}{l_{1-2}}; \quad I_{2-3} = \frac{I_{2-O}l_{2-O} - I_{3-O}l_{3-O}}{l_{2-3}};$$

$$I_{3-1} = \frac{I_{3-O}l_{3-O} - I_{1-O}l_{1-O}}{l_{3-1}}.$$

Таким образом, найдено распределение токов в заданной схеме и задача решена.

Если в исходной схеме сети есть замкнутый пятиугольник (рис. 5.35, а), то попарно объединяем линии Aa с Bb и Dd с Ee , получая два дополнительных треугольника (рис. 5.35, б). После этого преобразуем эти треугольники в звезды и приходим к уже известной нам схеме с одним треугольником (рис. 5.35, в), решение которой было показано выше.

Подобным способом можно преобразовать в линию с двусторонним питанием схемы сетей более сложной конфигурации, постепенно заменяя треугольники звездами и параллельные ветви одной эквивалентной.

5.3.6. Определение допустимой потери напряжения в сети

Выше были рассмотрены способы расчета воздушных электрических сетей с проводами из разных материалов по потере напряжения. Было показано, что для правильного расчета электрической сети необходимо знать допустимую потерю напряжения в ней, которая в приведенных выше примерах предполагалась заданной. В настоящем параграфе изложены методы определения этой величины. В условиях сельского хозяйства в большинстве случаев ее определяют по допустимым отклонениям напряжения у потребителей. Поэтому рассмотрению вопроса об отклонениях напряжения уделено значительное внимание.

Отклонения напряжения и их влияние на работу приемников электроэнергии. Электрическая нагрузка никогда не остается постоянной, меняясь в течение суток и года. Вследствие изменения нагрузки изменяется потеря напряжения в линии, а следовательно, напряжение у потребителя. Постепенные изменения напряжения, вызываемые изменениями нагрузки в течение суток и года, называются отклонениями напряжения в отличие от кратковременных понижений напряжения, происходящих, например, при пусках короткозамкнутых электродвигателей.

Отклонение напряжения — это алгебраическая разность между напряжением в данной точке при данном режиме и номинальным напряжением сети. Отклонения напряжения выражают в вольтах или в процентах номинального напряжения сети.

Пусть есть линия (рис. 5.36) с распределенной нагрузкой, выполненная проводом постоянного сечения. Напряжение вдоль линии изменяется приблизительно по прямой (более точно — по квадратичной кривой). В начале линии, в точке *A*, оно несколько выше номинального, а в конце, в точке *B*, ниже него.

Отклонение напряжения в вольтах в начале линии

$$\delta U_A = U_A - U_n;$$

в конце линии

$$\delta U_B = U_B - U_n.$$

Отклонения напряжения влияют на работу приемников электроэнергии. Наиболее чувствительны к ним осветительные потребители, и в первую очередь широко распространенные в сельском хозяйстве лампы накаливания.

Основные величины, характеризующие лампу накаливания, — это ее мощность (Вт), световой поток (лм), световая отдача (лм/Вт) и срок службы (ч). Если принять все эти величины при номинальном напряжении сети за

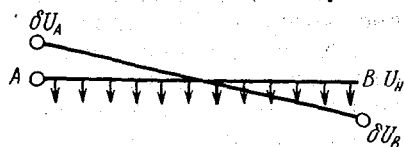


Рис. 5.36. Отклонения напряжения в линии с распределенной нагрузкой.

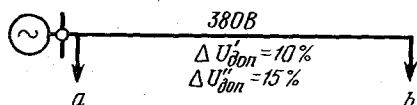


Рис. 5.37. Низковольтная сеть малой сельской электростанции.

100 %, то при отклонениях напряжения на ± 1 % мощность лампы накаливания изменяется на $\pm 1,5$ %, световой поток — на $\pm 3,7$ %, световая отдача — на $\pm 1,8$ и срок службы — на ± 14 %.

Таким образом, с увеличением напряжения растут световой поток и световая отдача лампы, но зато резко сокращается срок ее службы. Так, при напряжении 105 % номинальный срок службы лампы сокращается в 2 раза и для стандартной лампы составляет 480 ч вместо 1000 ч.

Пониженное напряжение вызывает снижение светового потока и, следовательно, ухудшает условия освещения. При напряжении 95 % номинального световой поток лампы составляет всего 81,5 %.

Из сказанного можно заключить, что отклонения напряжения для ламп накаливания весьма нежелательны, и следует стремиться к тому, чтобы они были как можно меньшими.

Люминесцентные лампы, или лампы дневного света, меньше реагируют на изменения напряжения, чем лампы накаливания. В среднем можно считать, что на ± 1 % изменения напряжения их световой поток изменяется также на ± 1 %, а световая отдача — всего на $\pm 0,5$ %. Однако при напряжении 93 ... 94 % номинального лампы не загорается.

Нагревательные бытовые приборы (плитки, утюги) сравнительно мало реагируют на отклонения напряжения. Все же следует учитывать, что их электрическая мощность меняется прямо пропорционально квадрату изменения напряжения. Это значит, что, например, при напряжении 90 % номинального электрический утюг мощностью 400 Вт развивает мощность всего 324 Вт.

Работа асинхронных электрических двигателей также зависит от значения напряжения. Особенно важно, что при этом прямо пропорционально квадрату напряжения изменяется момент вращения. Поэтому при снижении напряжения нормально загруженные двигатели останавливаются — опрокидываются. Кроме того, изоляция двигателей выходит из строя.

Все изложенное выше показывает, что электрические сети нужно проектировать так, чтобы отклонения напряжения у потребителей не выходили за допустимые пределы.

В действующих нормах установлено, что в сельских сетях напряжение на зажимах токоприемников не должно повышаться больше чем на 5 % и снижаться также больше чем на 5 % от номинального напряжения сети.

Электрическую сеть проектируют так, чтобы наибольшие отклонения напряжения не превосходили приведенных значений, но в то же время были как можно ближе к ним, иначе потребуются затратить в сети лишний металл проводов.

Потеря напряжения в линии непосредственно связана с отклонениями напряжения. Уже было показано, что для линии, приведенной на рисунке 5.37, отклонения напряжения выражаются как

$$\delta U_A = U_A - U_H; \delta U_B = U_B - U_H.$$

Вычтем из первого уравнения второе и получим:

$$\delta U_A - \delta U_B = U_A - U_B = \Delta U_{AB}.$$

Другими словами, потеря напряжения в линии равна разности между отклонениями напряжения в начале и конце этой линии.

Как уже отмечалось, электрическая нагрузка в линии не остается постоянной, но непрерывно и в общем случае плавно изменяется. С максимальной нагрузкой сеть работает в году сравнительно небольшое число часов.

Наблюдения показывают, что минимальная нагрузка в сетях, питающих относительно большое число сельских потребителей, не снижается менее чем до 25 % максимальной, то есть $S_{\min} \geq 0,25 S_{\max}$.

Вследствие этого расчет сети по отклонениям напряжения ведут для двух случаев: для нагрузок 100 и 25 % максимума. Очевидно, в первом случае потеря напряжения в сети наибольшая и напряжение у удаленных потребителей самое низкое. Следовательно, линию рассчитывают так, чтобы отклонения напряжения были больше -5% , то есть $\delta U^{100} \geq -5\% U_H$.

Наоборот, при нагрузке 25 % максимума потеря напряжения в сети приблизительно в 4 раза меньше, поэтому напряжение, особенно у близко расположенных к источнику питания потребителей, может значительно превзойти номинальное. В этом случае принимают меры, чтобы отклонения напряжения при нагрузке 25 % не были больше $+5\%$, то есть $\delta U^{25} \leq +5\% U_H$.

Влияние различных элементов электрической установки на отклонения напряжения. В электрическую установку входят различные элементы: генераторы, трансформаторы, провода и др., которые по-разному влияют на отклонения напряжения у потребителей.

Для определения отклонений напряжения следует учитывать влияние всех этих элементов.

Генераторы электрических станций. Возможны два режима регулирования напряжения на генераторе.

1. Режим постоянного напряжения, который заключается в том, что напряжение генератора во все время эксплуатации независимо от нагрузки поддерживается неизменным и на 5 % превышает номинальное напряжение сети. Используя ранее введенные обозначения, этот режим выражают следующим соотношением:

$$\delta U_r^{100} = \delta U_r^{25} = +5\%,$$

то есть отклонения напряжения на генераторе одинаковы при всех нагрузках и составляют $+5\%$ номинального напряжения сети.

2. Режим встречного регулирования, сущность которого заключается в том, что с увеличением нагрузки повышают напряжение генератора. Возможны следующие предельные отклонения напряжения генератора от номинального напряжения сети:

$$\delta U_r^{100} = +10 \% ; \delta U_r^{25} = 0.$$

Применение встречного регулирования напряжения позволяет увеличить допустимую потерю напряжения. Однако область применения его ограничена, о чем подробно будет сказано в п. 5.4.

Шины питающих подстанций. Преобладающая часть сельских потребителей питается от шин подстанций районных энергосистем, промышленных или коммунальных электроустановок. При этом возможно питание от подстанций 35/10 кВ или от подстанций 110/35 кВ. Второй вариант находит преобладающее распространение.

По действующим правилам устройства электротехнических установок на шинах вторичного напряжения подстанций на 110 и 35 кВ должно быть обеспечено встречное регулирование напряжения в пределах от 0 до +5 % номинального напряжения сети. Другими словами, отклонения напряжения на шинах подстанций должны быть следующими:

$$\delta U_{п.с}^{100} = +5 \% ; \delta U_{п.с}^{25} = 0 \%.$$

В действительности отклонения напряжения на шинах подстанций часто выходят из указанных пределов. Это объясняется не только отсутствием надлежащих регулирующих устройств, но и тем, что максимум и минимум нагрузки сельских потребителей могут не совпасть с соответствующими точками графика всей нагрузки подстанции. В таких случаях режим напряжения на шинах подстанций может быть самым различным и часто не удовлетворяющим сельских потребителей. Практически при проектировании сети сельского района, питающегося от подстанции, запрашивают энергоснабжающую организацию о данных по отклонению напряжений на шинах в характерные периоды суток и года. Сети проектируют в зависимости от этих режимов. Если отклонения напряжений велики, применяют специальные меры, например регулирование напряжения в сельской сети (см. п. 5.4).

Провода воздушных линий. Потерю напряжения в проводах воздушных линий $\Delta U_{пр}^{100}$ определяют описанными в предыдущих параграфах методами для максимальной нагрузки. Поскольку потеря напряжения приблизительно пропорциональна нагрузке при минимально потребляемой мощности, в проводах сельской воздушной сети она составляет 25 % наибольшего значения:

$$\Delta U_{пр}^{25} = 0,25 \Delta U_{пр}^{100}.$$

Трансформаторы. Простейшая приближенная схема замещения двухобмоточных трансформаторов для одной фазы со-

стоит из последовательно включенных сопротивлений — активного $r_{\text{т}}$ и индуктивного $x_{\text{т}}$. При прохождении тока через обмотки трансформатора потерю напряжения в них определяют по формуле

$$\Delta U_{\text{т}} = \sqrt{3} I_{\text{мах}} (r_{\text{т}} \cos \varphi + x_{\text{т}} \sin \varphi),$$

где $I_{\text{мах}}$ — наибольший рабочий ток трансформатора.

В таблицах основных данных трансформаторов значения сопротивлений их обмоток не приводят. В них помещают только данные о напряжении короткого замыкания трансформатора $u_{\text{к}} \%$, токе холостого хода $I_{\text{х}} \%$, потерях холостого хода $\Delta P_{\text{х}}$ и короткого замыкания $\Delta P_{\text{м}}$. Выразим сопротивления обмоток трансформатора через эти величины.

Активная составляющая напряжения короткого замыкания трансформатора

$$u_{\text{а}} \% = \frac{\sqrt{3} I_{\text{н}} r_{\text{т}}}{U_{\text{н}}} 100,$$

где $I_{\text{н}}$ и $U_{\text{н}}$ — номинальные значения тока и напряжения трансформатора.

Из этого уравнения

$$r_{\text{т}} = \frac{u_{\text{а}} \%}{100} \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} I_{\text{н}}} = \frac{u_{\text{а}} \%}{100} \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}}. \quad (5.99)$$

В свою очередь, активная составляющая напряжения короткого замыкания трансформатора

$$u_{\text{а}} \% = \frac{\sqrt{3} I_{\text{н}} r_{\text{т}}}{U_{\text{н}}} 100 = \frac{\sqrt{3} I_{\text{н}}^2 r_{\text{т}} \sqrt{3}}{\sqrt{3} I_{\text{н}} U_{\text{н}}} 100 = \frac{\Delta P_{\text{м}}}{S_{\text{н}}} 100 = \Delta P_{\text{м}} \%. \quad (5.100)$$

Таким образом, активная составляющая напряжения короткого замыкания трансформатора в процентах равна потерям короткого замыкания трансформатора, выраженным в процентах его номинальной мощности.

Индуктивное сопротивление обмоток трансформатора по аналогии с формулой (5.99) составляет:

$$x_{\text{т}} = \frac{u_{\text{р}} \%}{100} \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}}. \quad (5.101)$$

В свою очередь, индуктивная составляющая напряжения короткого замыкания

$$u_{\text{р}} \% = \sqrt{(u_{\text{к}} \%)^2 - (u_{\text{а}} \%)^2}.$$

Подставив значения $r_{\text{т}}$ и $x_{\text{т}}$ в формулу для определения потери напряжения в трансформаторе, получаем:

$$\Delta U_{\text{т}} = \sqrt{3} I_{\text{мах}} \left(\frac{u_{\text{а}} \%}{100} \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}} \cos \varphi + \frac{u_{\text{р}} \%}{100} \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}} \right),$$

откуда, вынеся $\frac{U_H^2}{S_H}$ за скобки, после преобразования имеем окончательно:

$$\Delta U_T = U_H \frac{S_{\max}}{S_H} \left(\frac{u_a \%}{100} \cos \varphi + \frac{u_p \%}{100} \sin \varphi \right). \quad (5.102)$$

Потеря напряжения в трансформаторе в процентах номинального напряжения сети

$$\Delta U_T \% = \frac{\Delta U_T}{U_H} 100 = \frac{S_{\max}}{S_H} (u_a \% \cos \varphi + u_p \% \sin \varphi), \quad (5.103)$$

где $S_{\max}$ — максимальная мощность нагрузки.

Для трансформаторов, применяемых в сельских установках, при типичных нагрузке и коэффициенте мощности потерю напряжения принимают в среднем $\Delta U_T^{100} = (4 \dots 5 \%)$. Эту величину и берут для приблизительных расчетов. Более точный расчет делают по формулам (5.99 ... 5.103).

В трансформаторах происходит не только потеря напряжения, но и повышение — надбавка напряжения.

Рассмотрим сначала работу обычного трансформатора при нормальном режиме на понижающей подстанции. Трансформатор по стандарту выполняют так, что если к первичной обмотке подведено напряжение 100 %, то при холостом ходе на вторичной обмотке будет напряжение 105 % (например, 35/10,5 кВ, 10/0,4 кВ). Таким образом, за счет коэффициента трансформации получается постоянная надбавка +5 % *. Кроме того, в обмотке высшего напряжения есть пять ответвлений через 2,5 % витков. Установка на среднее ответвление соответствует надбавке 0 %. Установка на крайние ответвления дает переменные надбавки +5 % или —5 %, прибавляющиеся к постоянной надбавке.

В сумме постоянная и переменные надбавки дают общую надбавку, которая в зависимости от установленного ответвления составляет +10; +7,5; +5; +2,5; 0 %.

При установке трансформатора его можно присоединить любым ответвлением. Задача проектировщика — указать монтажнику наиболее выгодное ответвление. Порядок выбора ответвления трансформатора приведен ниже. В разные сезоны года при изменении нагрузки можно переключать ответвления.

На сельских электростанциях обычные понижающие трансформаторы используют также в качестве повышающих. В этом случае, если подвести к первичной обмотке напряжение 105 %, то во вторичной обмотке будет 100 %, а если подвести к первичной обмотке 100 %, то во вторичной будет 95 % и т. д.

Таким образом, постоянная надбавка оказывается здесь уже отрицательной (—5 %). Переменные надбавки по значению оста-

* Трансформаторы напряжением 35/10 кВ с регулированием напряжения под нагрузкой имеют постоянную надбавку +10 %.

5.2. Отклонения напряжения при постоянном напряжении генератора (рис. 5.37)

Элемент установки	Отклонения напряжения (%) при нагрузке, %	
	100	25
Генератор Сеть напряжением 380 В	+5 —10	+5 0
Потребитель	—5	+5

ются такими же, как и в предыдущем случае, только меняются местами, а общая надбавка в зависимости от установки ответвления может иметь значения 0; —2,5; —5; —7,5; —10 %. Поскольку пониженное напряжение невыгодно, в этих случаях всегда принимают надбавку 0 %.

Определение допустимой потери напряжения. Допустимую потерю напряжения в воздушной сети определяют из таблиц отклонений напряжения, составляемых для данной схемы сети. Порядок построения таблиц отклонений напряжения лучше всего можно усвоить на конкретных примерах.

Электрическая станция с сетью низкого напряжения. Примером таких сетей является сеть небольшой сельской электростанции. Хотя мелкие станции не являются основными в развитии сельского электроснабжения, они могут оказаться необходимыми, например, для электрификации небольших поселков в северной зоне СССР, а также в некоторых других случаях. Схема сети станции такого типа приведена на рисунке 5.37.

Как указывалось в предыдущем параграфе, возможны два режима работы генератора электростанции: режим постоянного напряжения и режим встречного регулирования напряжения. Рассмотрим каждый из этих режимов в отдельности.

1. Пусть в режиме постоянного напряжения на генераторе поддерживают неизменное напряжение, то есть

$$\delta U_r^{100} = \delta U_r^{25} = +5\% \text{ (табл. 5.2).}$$

Внесем в таблицу жирным шрифтом известные нам величины, то есть отклонения напряжения на генераторе, а также допустимые отклонения напряжения у наиболее удаленного потребителя (рис. 5.37) в период максимума нагрузки:

$$\delta U_b = -5\%.$$

Тогда допустимая потеря напряжения в сети в период максимальной нагрузки

$$\Delta U^{100} = \delta U_r^{100} - \delta U_b^{100} = 5 - (-5) = 10\%.$$

5.3. Отклонения напряжения при встречном регулировании напряжения генератора (рис. 5.37)

Элемент установки	Отклонения напряжения (%) при нагрузке, %	
	100	25
Генератор	+10	0
Сеть напряжением 380 В	-15,0	0
Потребитель	-5	0

В период минимальной загрузки в наихудших условиях находится ближайший к шинам электростанции потребитель (точка *a*), так как у него будет наиболее высокое напряжение. Вследствие того что этот потребитель может быть присоединен непосредственно к шинам станции, потерю напряжения до него принимают равной нулю, то есть

$$\Delta U^{100} = \Delta U^{25} = 0.$$

Отсюда отклонение напряжения у ближайшего к электростанции потребителя в период минимума нагрузки

$$\delta U_a^{25} = \delta U_r^{25} - \Delta U_a^{25} = 5 - 0 = 5\%$$

и находится в допустимых пределах. Таким образом, задача решена правильно. Значение допустимой потери напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ наносим на рисунок 5.37.

Важно отметить, что в период максимума нагрузки в самых худших условиях находится наиболее удаленный потребитель, и поэтому рассчитывают сеть относительно этого потребителя. Наоборот, при минимуме нагрузки более высокое напряжение будет у потребителя, ближе всех расположенного к электростанции, и проверку отклонений напряжения делают относительно него.

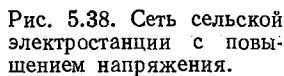
2. Рассмотрим режим встречного регулирования напряжения. Пусть в период максимума нагрузки на генераторе поддерживают напряжение выше номинального, а именно $\delta U_r^{100} = +10\%$. В период минимума нагрузки напряжение генератора снижается до номинального напряжения сети. Отклонение напряжения в этом случае $\delta U_r^{25} = 0$. Промежуточным значениям нагрузки соответствуют промежуточные значения отклонения напряжения на генераторе. Составляем таблицу отклонений напряжения (табл. 5.3).

Допустимая потеря напряжения в сети

$$\Delta U^{100} = \delta U_r^{100} - \delta U_b^{100} = 10 - (-5) = 15,0\%.$$

В период минимальной нагрузки отклонение напряжения у ближайшего потребителя

$$\delta U_a^{25} = \delta U_r^{25} - \Delta U_a^{25} = 0 - 0 = 0 < +5\%.$$



139

5.4. Отклонения напряжения при постоянном напряжении генератора (рис. 5.38)

Элемент установки	Отклонения напряжения (%) на			
	наиболее удаленном ТП		ближайшем ТП	
	при нагрузке, %			
	100	25	100	25
Генератор	+5	+5	+5	+5
Трансформатор на 0,38/10 кВ:				
надбавки	0	0	0	0
потери	-4	-1	-4	-1
Сеть напряжением 10 кВ	-2	-0,5	0	0
Трансформатор на 10/0,38 кВ:				
надбавки	+2,5	+2,5	+2,5	+2,5
потери	-4	-1	-4	-1
Сеть напряжением 0,38 кВ	-2,5	0	-4,5	0
Потребитель	-5	+5	-5	+5,5

в нашем случае 2 и 2,5 %, с тем чтобы иметь наименьшую общую массу металла проводов сети.

Отклонение напряжения у ближайшего ТП потребителя при минимальной нагрузке

$$\delta U_a^{25} = +5 + 2,5 - 1 - 0,5 - 1 = 5,0\%.$$

Установить надбавку трансформатора на 10/0,38 кВ, равную +5 %, нельзя, так как при этом отклонения напряжения при минимуме нагрузки выйдут за допустимые пределы:

$$\delta U_a^{25} = +5 + 5 - 1 - 0,5 - 1 = +7,5\% > 5\%,$$

хотя допустимая потеря напряжения увеличится и составит в сетях обоих напряжений

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = 5 + 5 - 4 - 4 - (-5) = 7\%.$$

Установить надбавку трансформатора на 10/0,38 кВ + 0 нецелесообразно, так как при этом допустимая потеря напряжения уменьшится на 2,5 %, и, таким образом, возможности сети не будут использованы.

Рассмотрим теперь трансформаторный пункт, ближе всего расположенный к электрической станции. Можно предположить, что этот пункт расположен очень близко и потерей напряжения в сети напряжением 10 кВ до него можно пренебречь. Для сетей трансформаторных пунктов, расположенных между ближайшим и наиболее удаленным ТП, значение допустимой потери напряжения в сети 0,38 кВ приблизительно пропорционально их удаленности от электростанции.

В данном случае также применим надбавку на трансформаторе на 10/0,38 кВ + 2,5 %, и тогда допустимая потеря напряжения в сети 0,38 кВ ближайшего ТП составит:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = +5 - 4 + 2,5 - 4 - (-5) = 4,5\%.$$

Отклонение напряжения у ближайшего потребителя при минимуме нагрузки

$$\delta U_c^{25} = +5 - 1 + 2,5 - 1 = +5,5\%.$$

Применить у трансформатора на 10/0,38 кВ надбавку + 5 % нельзя, так как при этом

$$\delta U_c^{25} = +5 + 5 - 1 - 1 = 8\% > +5\%,$$

то есть отклонение напряжения выходит за допустимые пределы. Наносим на схему (рис. 5.38) все величины, необходимые для расчета сети, то есть допустимые значения потери напряжения в различных ее звеньях и наиболее выгодные надбавки трансформаторов.

2. Режим встречного регулирования напряжения на генераторе. Пусть на генераторах электростанции осуществляют встречное регулирование напряжения в пределах $\delta U_{\Gamma}^{100} = 10\%$ и $\delta U_{\Gamma}^{25} = 0\%$. Составляем таблицу отклонений напряжения для этого случая аналогично предыдущему (табл. 5.5). Для удаленного ТП принимаем надбавку +7,5 %:

$$\Delta U_b^{100} = +10 - 4 + 7,5 - 4 - (-5) = 14,5\%.$$

Тогда

$$\delta U_a^{25} = +7,5 - 1 - 1 - 1,75 = +3,75\% < +5\%.$$

5.5. Отклонения напряжения при встречном регулировании напряжения генератора (рис. 5.38)

Элемент установки	Отклонения напряжения (%) на			
	наиболее удаленном ТП		ближайшем ТП	
	при нагрузке, %			
	100	25	100	25
Генератор	+10	0	+10	0
Трансформатор на 0,38/10 кВ:				
надбавки	0	0	0	0
потери	-4	-1	-4	-1
Сеть напряжением 10 кВ	-7	-1,75	0	0
Трансформатор на 10/0,38 кВ:				
надбавки	+7,5	+7,5	+7,5	+7,5
потери	-4	-1	-4	-1
Сеть напряжением 0,38 кВ	-7,5	0	-14,5	0
Потребитель	-5	+3,75	-5	+5,5

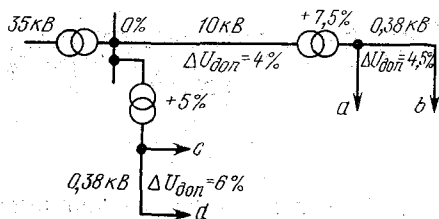


Рис. 5.39. Сеть подстанции 35/10 кВ.

Для ближайшего трансформаторного пункта берем надбавку +7,5 %:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = 10 - 4 + 7,5 - 4 - (-5) = 14,5 \%$$

$$\delta U_o^{25} = 0 - 1 + 7,5 - 1 = +5,5 \%$$

Таким образом, путем применения встречного регулирования напряжения генератора удалось увеличить допустимую потерю напряжения в сети 10 кВ с 2 до 7 %, в сети 0,38 кВ наиболее удаленного трансформаторного пункта — с 2,5 до 7,0 % и в сети 0,38 кВ ближайшего трансформаторного пункта — с 4,5 до 14,5 %. Соответственно может быть снижено сечение проводов сети.

Питание от шин подстанции на 35/10 кВ или отвлечение от линии напряжением 10 кВ. Определяющими здесь являются отклонения напряжения в местах присоединения сельской сети. Как указывалось выше, значения этих отклонений напряжения могут быть различными.

Поэтому перед проектированием сельской электрической сети необходимо получить сведения об отклонениях напряжения от энергоснабжающей организации.

Допустим, что в месте присоединения сельской сети напряжением 10 кВ (рис. 5.39) наблюдаются следующие отклонения напряжения:

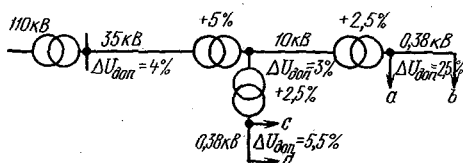
$$\delta U_{\text{п.с}}^{100} = \delta U_{\text{п.с}}^{25} = 0 \%$$

Составляем таблицу отклонений напряжения для наиболее удаленного и ближайшего трансформаторных пунктов (табл. 5.6).

5.6. Отклонения напряжения при питании от шин 10 кВ (рис. 5.39)

Элемент установки	Отклонения напряжения (%) на			
	наиболее удаленном ТП		ближайшем ТП	
	при нагрузке, %			
	100	25	100	25
Шины 10 кВ	0	0	0	0
Сеть напряжением 10 кВ	-4	-1	0	0
Трансформатор на 10/0,38 кВ:				
надбавки	+7,5	+7,5	+5	+5
потери	-4	-1	-4	-1
Сеть напряжением 0,38 кВ	-4,5	0	-6	0
Потребитель	-5	+5,5	-5	+4

Рис. 5.40. Сеть питающей подстанции 110/35 кВ.



Для наиболее удаленного трансформаторного пункта задаемся надбавкой трансформатора, равной $+7,5\%$. Тогда суммарная допустимая потеря напряжения в сети напряжением 10 и 0,38 кВ составит:

$$\Delta U_b^{00} = +7,5 - 4 - (-5) = 8,5\%.$$

Отклонение напряжения у ближайшего к трансформаторному пункту потребителя

$$\delta U_a^{25} = -1,0 + 7,5 - 1 = 5,5\% \approx +5\%.$$

У ближайшего трансформаторного пункта принимаем надбавку $+5\%$, тогда

$$\Delta U_d^{100} = +5,0 - 4 - (-5) = 6\%;$$

$$\delta U_c^{25} = +5,0 - 1 = 4,0\% < +5\%.$$

Наносим необходимые данные на схему сети (рис. 5.39).

Питание от шин подстанции на 110/35 кВ или ответвление от линии напряжением 35 кВ. Такая схема электроснабжения имеет большое распространение. Так же как в предыдущем случае, отклонения напряжения в месте присоединения сельской сети могут быть различными; их определяют перед расчетом.

Пусть в месте присоединения сети (рис. 5.40) отклонения напряжения соответствуют требованиям Правил устройства и составляют $\delta U_{п.о}^{100} = 5\%$, $\delta U_{п.с}^{25} = 0$. Определим допустимую потерю напряжения в сети 35, 10 и 0,38 кВ исходя из допустимых отклонений напряжения у потребителя (табл. 5.7).

Как видно, здесь нужно задаваться надбавками у двух трансформаторов — 35/10 и 10/0,38 кВ. Как и в предыдущих случаях, решаем задачу подбором, определяя наиболее выгодные надбавки у трансформаторов 35/10 кВ $+5\%$ и у трансформатора наиболее удаленного ТП $+2,5\%$. Тогда

$$\Delta U_b^{100} = +5 + 5 - 4 + 2,5 - 4 - (-5) = 9,5\%.$$

Эту величину распределяют наиболее выгодным способом между сетями разных напряжений, что и сделано в таблице 5.7. Большей частью сечение проводов линии напряжением 35 кВ выбирают по экономической плотности тока, а затем определяют действительную потерю напряжения в них.

Проверяем по режиму минимальных нагрузок:

$$\delta U_a^{25} = -1,0 + 5 - 1 - 0,75 + 2,5 - 1 = 3,75\% < 5\%.$$

5.7. Отклонения напряжения при питании от шин 35 кВ (рис. 5.40)

Элемент установки	Отклонения напряжения (%) на			
	наиболее удален- ном ТП		ближайшем ТП	
	при нагрузке, %			
	100	25	100	25
Шины 35 кВ	+5	0	+5	0
Сеть напряжением 35 кВ	-4	-1,0	-4	-1,0
Трансформатор на 35/10 кВ:				
надбавки	+5	+5	+5	+5
потери	-4	-1	-4	-1
Сеть напряжением 10 кВ	-3	-0,75	0	0
Трансформатор на 10/0,38 кВ:				
надбавки	+2,5	+2,5	+2,5	+2,5
потери	-4	-1	-4	-1
Сеть напряжением 0,38 кВ	-2,5	0	-5,5	0
Потребитель	-5	+3,75	-5	+4,5

Надбавка у трансформатора ближайшего трансформаторного пункта остается той же (+2,5 %). Потеря напряжения в его низковольтной сети

$$\Delta U_{\Sigma}^{100} = +5 - 4 + 5 - 4 + 2,5 - 4 - (-5) = 5,5\%;$$

$$\delta U_c^{25} = -1,05 + 5 - 1 + 2,5 - 1 = 4,5\% < 5\%.$$

Определение допустимой потери напряжения по отклонениям напряжения позволяет полностью использовать возможности, предоставляемые Правилами устройства электроустановок, и выполнить электрическую сеть с наименьшей затратой проводникового металла. Учитывая важность этого вопроса, следует подчеркнуть необходимость обязательного определения допустимой потери напряжения именно таким способом, не ограничиваясь средними показателями для сетей различных напряжений.

Проверка сети на кратковременные понижения напряжения при пуске электродвигателей. Если в сети работают короткозамкнутые асинхронные электродвигатели большой мощности, то, после того как сеть рассчитана по допустимым отклонениям напряжения, ее проверяют на кратковременные понижения напряжения при пуске двигателей. Известно, что пусковой ток асинхронного короткозамкнутого двигателя в 4 ... 7 раз больше его номинального значения. Вследствие этого потеря напряжения в сети при пуске может в несколько раз превышать потерю напряжения при нормальной работе, а потому напряжение на двигателе будет значительно ниже, чем в обычном режиме.

Однако в большинстве случаев электродвигатели запускают не слишком часто (несколько раз в часе), продолжительность их разбега невелика — до 10 с.

5.8. Полные сопротивления воздушной линии

Марка провода	Z_0 , Ом/км	Марка провода	Z_0 , Ом/км
A16	2,00	ПС25	6,70
A25	1,34	ПС35	5,40
A35	1,00	ПС50	3,90
ПСО5	12,00		

При пуске двигателей допускаются значительно большие понижения напряжения, чем при нормальной работе. Требуется только, чтобы пусковой момент двигателя был достаточен для преодоления момента сопротивления и, следовательно, двигатель мог нормально развернуться.

Во всех случаях, когда начальный момент приводного механизма не превышает $1/3$ номинального момента электродвигателя, допускают понижение напряжения в момент пуска асинхронного короткозамкнутого двигателя на его зажимах — 30 % U_H . Этим условиям обычно удовлетворяют все приводы с ременной передачей, а из числа приводов с непосредственным соединением электродвигателя с механизмом — приводы центробежных насосов, вентиляторов и им подобные.

При пуске электродвигателя напряжение на зажимах любого из остальных работающих двигателей не должно снижаться больше чем на 20 % номинального напряжения сети.

Если электродвигатель запускают от трансформатора или синхронного генератора и этот двигатель присоединен к нему через воздушную линию, потеря напряжения при пуске с учетом соединительной линии приближенно равна

$$\Delta U \% = \frac{Z_c}{Z_c Z_{\Sigma. \Pi}} 100 \approx \delta U_t \%, \quad (5.104)$$

где Z_c — полное сопротивление сети для пуска двигателя от трансформатора, $Z_c = Z_{\Pi} + Z_T$, $Z_{\Pi} = Z_0 l$ — полное сопротивление линии (табл. 5.8), Z_T — полное сопротивление короткого замыкания трансформатора (табл. 5.9), $Z_T = \frac{u_K \%}{100} \frac{U_H}{\sqrt{3} I_H}$, u_K % — напряжение короткого замыкания трансформатора,

U_H — номинальное напряжение трансформатора, I_H — номинальный ток трансформатора; $Z_{\Sigma. \Pi}$ — полное сопротивление короткого замыкания асинхронного электродвигателя, $Z_{\Sigma. \Pi} = \frac{U_H}{\sqrt{3} I_H k}$, U_H — номинальное напряжение электродвигателя, I_H — номинальный ток электродвигателя, k — кратность пускового тока электродвигателя.

Для пуска электродвигателя от синхронного генератора

$$Z_c = Z_{\Pi} + Z_r,$$

где Z_r — полное сопротивление генератора, $Z_r = \frac{U_H}{\sqrt{3} I_H OK3}$, U_H — номинальное напряжение генератора, I_H — номинальный ток генератора, $OK3$ — отношение короткого замыкания генератора.

5.9. Полные сопротивления короткого замыкания трансформатора

Мощность трансформатора S_T , кВ·А	Z_T , приведенное к напряжению 380 В, Ом	Мощность трансформатора S_T , кВ·А	Z_T , приведенное к напряжению 380 В, Ом
10	0,65	40	0,163
16	0,41	63	0,103
25	0,32	100	0,065

При компаундировании (см. п. 10.15) полное сопротивление генератора может быть принято равным нулю, то есть $Z_r = 0$. Таким образом, компаундирование — хорошее средство для уменьшения кратковременных понижений напряжения при пусках электродвигателей соизмеримой мощности от небольших генераторов. Приведенный выше метод расчета дает весьма приближенные результаты и пригоден только для ориентировочных оценок возможности запуска электродвигателя в данных условиях. Точные расчеты требуют знания характеристик электродвигателей и приводимых ими рабочих машин.

5.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПЯЖЕНИЯ В СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Регулирование напряжения в сельских электрических сетях улучшает режим напряжений у потребителей, повышая качество поставляемой электрической энергии. С другой стороны, регулирование напряжения увеличивает допустимую потерю напряжения в сети до предела, определяемого экономической целесообразностью, и благодаря этому уменьшает расход металла проводов.

Напряжение в сельских сетях поддерживают регулированием напряжения генераторов сельских электростанций, сетевыми регуляторами напряжения различных типов, конденсаторами, включаемыми последовательно или параллельно.

В сетях напряжением 110 кВ и выше для регулирования напряжения широко применяют синхронные компенсаторы.

5.4.1. Регулирование напряжения генераторов сельских электростанций

Вопрос о встречном регулировании напряжения генераторов кратко изложен в параграфе 5.3. С увеличением нагрузки напряжение генератора повышается, частично компенсируя возрастающую потерю напряжения в сети.

Генераторы могут работать с номинальной нагрузкой только в том случае, если напряжение их отклоняется не более чем на $\pm 5\%$ от номинального. Поскольку номинальное напряжение ге-

нератора на 5 % выше номинального напряжения сети, то отклонения его, приведенные к напряжению сети, составляют от +10 до 0 %. Встречное регулирование обычно осуществляют в этих или меньших пределах.

Допустимую потерю напряжения в сети увеличивают путем встречного регулирования напряжения генераторов, которое может происходить автоматически (в зависимости от тока в обмотках статора генератора) или выполняться вручную (см. п. 5.3). В последнем случае персонал поддерживает напряжение в зависимости от нагрузки генераторов. Поскольку напряжение регулируют лишь в зависимости от длительных изменений нагрузки, осуществлять регулирование вручную нетрудно.

Встречное регулирование напряжения генераторов целесообразно использовать на одиночно работающих сельских станциях с однородным составом потребителей. Если максимумы и минимумы этих нагрузок не совпадают, применять встречное регулирование сложно и целесообразность его использования проверяют сравнительными расчетами сетей.

Встречное регулирование применяют лишь в том случае, когда генератор имеет соответствующий запас мощности и способен воспринять максимальную нагрузку при повышенном напряжении.

При работе нескольких сельских электростанций в общей энергетической системе с однородной нагрузкой нельзя применять встречное регулирование напряжения.

На мощных электрических станциях, объединенных в районные энергетические системы, встречного регулирования напряжения генераторов при нормальных режимах не применяют. Напряжение генераторов на них поддерживают постоянным.

5.4.2. Применение сетевых регуляторов напряжения и конденсаторов

Сетевые регуляторы напряжения регулируют напряжения в любых точках сети. Чем ближе регулятор к потребителю, тем эффективнее регулирование, но вместе с тем требуется большее число регуляторов в сети и выше их общая стоимость.

В качестве регуляторов применяют трансформаторы или автотрансформаторы с изменением коэффициента трансформации под нагрузкой.

Принципиальная схема трансформатора с регулированием напряжения под нагрузкой для одной фазы показана на рисунке 5.41. Выводы обычно делают со стороны обмотки высшего напряжения. Переключатель выполняют так, чтобы обеспечить переключение без разрывов цепи. Как видно, для осуществления такой схемы необходимо иметь специальный трансформатор. В ряде случаев используют обычные трансформаторы, а для регулирования применяют добавочные автотрансформаторы, включаемые в сеть, как это показано для одной фазы на рисунке 5.42.

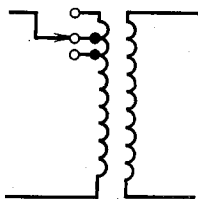


Рис. 5.41. Схема одной фазы трансформатора с регулированием напряжения под нагрузкой.

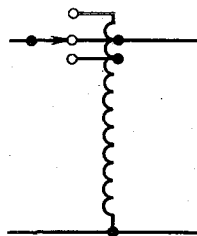


Рис. 5.42. Схема одной фазы автотрансформатора с регулированием напряжения под нагрузкой.

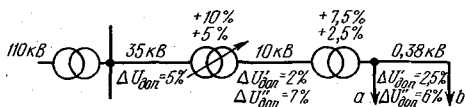
Советская электропромышленность выпускала трансформаторы мощностью от 560 кВ·А и напряжением 35/10 кВ с восемью ступенями регулирования по 2,5 % и, следовательно, с общим пределом регулирования ± 10 %. От восьми ступеней обмотки сделано девять выводов, по контактам которых движется переключатель. Переключение происходит без разрыва цепи; в момент переключения соседние контакты замыкаются через реактор, который ограничивает ток до допустимого значения.

Управление автоматизировано и ведется от реле напряжения. Точность поддержания напряжения на зажимах реле $\pm 1,25$ %. Выдержка времени осуществляется при помощи моторного реле времени. Переключения выполняет электродвигатель постоянного тока напряжением 220 В, управляемый реле напряжения и времени. Питается схема постоянным током от аккумуляторной батареи или, что более удобно, от выпрямительной установки. Предусмотрено также ручное управление переключателем непосредственно на трансформаторе и дистанционное со щита управления.

С 1963 г. начат выпуск регулируемых трансформаторов типа ТМН. Для мощностей 1000, 1600, 2500, 4000 и 6300 кВ·А пределы регулирования ± 9 % ($\pm 6 \times 1,5$ %). Трансформаторы ТМН снабжены быстродействующими переключателями с малогабаритными активными сопротивлениями. В переключателях шесть ступеней тонкой регулировки и одна ступень грубой регулировки, равная половине диапазона регулирования.

Как уже отмечалось, регулятор поддерживает напряжение на выводах трансформатора неизменным, то есть стабилизирует его на уровне $105\% U_n$, полностью компенсируя потерю напряжения в линии напряжением 35 кВ и в самом трансформаторе. Технически вполне возможно встречное регулирование в широких пределах. Однако глубокое встречное регулирование эффективно только при совпадении графиков нагрузки всех потребителей данной подстанции. Проведенные исследования показали, что если взять реальное соотношение графиков нагрузки, то встречное регулирование можно осуществлять в пределах до 5 %. При больших пределах регулирования режим напряжения у некоторых потребителей начинает ухудшаться.

Рис. 5.43. Схема сети с регулятором напряжения.



С 1987 года начался массовый выпуск современных регуляторов напряжения повышенной надежности.

Пример. Определим допустимую потерю напряжения в сети по рисунку 5.43 без регулятора напряжения на трансформаторе 35/10 кВ и при его использовании. Отклонения напряжения на шинах 35 кВ составляют: $\delta U^{100} = +2\%$ и $\delta U^{25} = 0\%$; потеря напряжения в линии напряжением 35 кВ — 5%.

Составляем таблицу отклонений напряжения, нанося жирным шрифтом известные величины (табл. 5.10). Для случая без регулятора получаем допустимую потерю напряжения в сети 10 и 0,38 кВ, равную

$$U_b^{100} = +5 - 5 + 5 - 4 + 2,5 - 4 - (-5) = 4,5\%.$$

Принимаем потери напряжения в сети 10 кВ — 2% и 0,38 кВ — 2,5%, то есть очень малые:

$$\delta U_a^{25} = -1,25 + 5 - 1 - 0,5 + 2,5 - 1 = +3,75\% < +5\%.$$

Применяя регулятор напряжения, можно поставить надбавки у удаленных трансформаторов на 10/0,38 кВ + 7,5%.

Допустимые потери напряжения в сети 10 и 0,38 кВ

$$\Delta U_b^{100} = +4,5 + 7,5 - 4 - (-5) = 13,0\%.$$

Принимаем потери напряжения в сети 10 кВ — 7% и в сети 0,38 кВ — 6%:

$$\delta U_a^{25} = -0,25 - 1,75 + 7,5 - 1 = 4,5\% < +5\%.$$

Таким образом, применение регулятора напряжения значительно увеличивает допустимую потерю напряжения и, следовательно, примерно настолько же сокращает расход металла в сетях.

5.10. Отклонения напряжения (рис. 5.43)

Элемент установки	Отклонения напряжения (%) при нагрузке, %			
	100		25	
	без регулятора		с регулятором	
Шины 35 кВ	+5	0	+5	0
Сеть напряжением 35 кВ	-5	-1,25	-5	-1,25
Трансформатор на 35/10 кВ:				
надбавки	+5	+5	+10	+10
потери	-4	-1	-4	-1
Регулятор	-	-	-1,5	-7,5
Итого на шинах 10 кВ	+3	+2,75	+4,5	-0,25
Сеть напряжением 10 кВ	-2	-0,5	-7	-1,75
Трансформатор на 10/0,38 кВ:				
надбавки	2,5	2,5	+7,5	+7,5
потери	-4	-1	-4	-1
Сеть напряжением 0,38 кВ	-2,5	0	-6	0
Потребитель	-5	+3,75	-5	+4,5

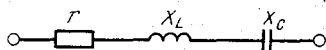


Рис. 5.44. Последовательное включение конденсаторов.

Автотрансформаторы для регулирования напряжения в сети 10 кВ и 35 кВ или вольтодобавочные автотрансформаторы ЛТМ выпускаются с проходной мощностью 400, 630 и 1600 кВ·А, с диапазоном регулирования от +5 до -10 %, с шестью ступенями по 2,5 %. Выдержка времени на переключение составляет 40 ... 240 с.

Промышленность выпускала трансформаторы напряжением 10/0,38 кВ и 6/0,38 кВ, мощностью до 100 кВ·А с регулированием напряжения под нагрузкой. Конструктивно эти трансформаторы не отличаются от обычных, но переключение выводов обмотки высшего напряжения +5 %, 0, -5 % у них происходит автоматически под нагрузкой. При этом переключение происходит только между двумя выводами, например +5 % и 0 или 0 и -5 %. Таким образом, регулятор напряжения этого типа имеет одну ступень регулирования 5 %.

Выводы трансформатора переключаются специальным переключателем без разрыва цепи. Схема автоматики регулирующего устройства не имеет контактов и использует магнитный усилитель в релейном режиме.

Несмотря на сложность и высокую стоимость регуляторов напряжения на трансформаторах 35/10 кВ, в конечном счете их применение более экономично, чем малых регуляторов. Последние целесообразно применять совместно с мощными для улучшения режима напряжения у части удаленных потребителей. В этом случае получается наиболее экономически выгодная схема регулирования.

Последовательное или продольное включение конденсаторов применяют для компенсации потери напряжения в воздушных линиях. При включении конденсаторов потеря напряжения в линии (рис. 5.44)

$$\Delta U = \sqrt{3} I [r \cos \varphi + (x_L - x_C) \sin \varphi]. \quad (5.105)$$

Как видно, уменьшение потери напряжения прежде всего зависит от коэффициента мощности нагрузки. Если коэффициент мощности близок к единице, то компенсирующее действие последовательно включенных конденсаторов стремится к нулю. Обследование многих сельских сетей показывает, что их коэффициент мощности в период максимума нагрузок составляет 0,7 ... 0,9, и, следовательно, продольная компенсация потери напряжения при помощи последовательно включенных конденсаторов может быть эффективна.

Важным положительным качеством последовательно включенных конденсаторов является то, что степень компенсации их зависит от тока. Поэтому с ростом нагрузки возрастает и компенсация потери напряжения. Особенно хорошо компенсируются потери

напряжения от пусков крупных двигателей, когда наблюдается большой пусковой ток с малым коэффициентом мощности.

Поскольку конденсаторы в нормальном режиме находятся под напряжением, составляющим 5 ... 20 % напряжения сети, то их выбирают на ближайшее стандартное напряжение, значительно меньшее напряжения сети. Однако при коротких замыканиях почти все напряжения сети оказываются приложенными к конденсаторам. Они выдерживают 3,5-кратные перенапряжения в течение 0,2 с, а 2,5-кратные — в течение 30 с, поэтому в ряде случаев могут работать без защиты. При больших кратностях перенапряжений конденсаторы необходимо защищать.

Последовательно включенные конденсаторы можно защищать воздушным искровым промежутком, замыкающим конденсатор накоротко при превышении напряжения. Последовательно с искровым промежутком включают катушку контактора, который также замыкает конденсатор.

В сетях до 35 кВ напряжение на последовательных конденсаторах в большинстве случаев не превышает 1 ... 3 кВ. При этом трудно создать стабильно работающий воздушный искровой промежуток. Если токи короткого замыкания невелики, то воздушный промежуток может быть заменен газонаполненным разрядником.

Выбор мощности последовательных конденсаторов определяется следующими соображениями.

Необходимая мощность конденсаторов

$$Q_C = KS, \quad (5.106)$$

где S — максимальная мощность, проходящая по линии в месте установки конденсаторов; K — коэффициент, определяемый из формулы

$$K = \sin \varphi - \sqrt{\frac{1}{(1 + \Delta U_{C*})^2} - \cos^2 \varphi}. \quad (5.107)$$

Здесь ΔU_{C*} — надбавка напряжения, которую желательно получить, выраженная в относительных единицах к напряжению сети; φ — угол сдвига фаз нагрузки при максимальном режиме.

Для подбора конденсаторов необходимо определить их реактивное сопротивление:

$$x_C = \frac{Q_C}{3I^2}, \quad \text{где } I = \frac{S}{\sqrt{3} U}.$$

Конденсаторы подбирают таким образом, чтобы их сопротивление было как можно ближе к определенному расчетом, но не менее расчетного.

При радиальной линии с одной нагрузкой на конце место установки конденсаторов с точки зрения потери напряжения безразлично. Однако целесообразнее размещать их в конце линии, у потребителя. При этом уровень напряжения в линии ниже, а конденсаторы меньше подвергаются перенапряжениям, так как большинство коротких замыканий будет до них.

Если нагрузка распределена вдоль линии, место установки конденсаторов следует выбирать таким образом, чтобы отклонения напряжения в линии находились в допустимых пределах.

Параллельное или поперечное включение конденсаторов также компенсирует потерю напряжения в линии, что вытекает из следующего уравнения:

$$\Delta U = \frac{Pr + (Q_L - Q_C)x}{U_n}, \quad (5.108)$$

где P — активная мощность нагрузки; Q_L — индуктивная мощность нагрузки; Q_C — емкостная мощность конденсаторов.

В последнее время параллельно включаемые конденсаторы все чаще применяются для компенсации реактивной мощности, то есть для повышения коэффициента мощности в сети. При наличии установки для компенсации реактивной мощности в сети ее обязательно необходимо оценивать с точки зрения влияния на уровень напряжения.

Глава 6. МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Воздушные линии, находящиеся на открытом воздухе, помимо основной нагрузки — веса проводов, подвергаются еще и значительным дополнительным нагрузкам от давления ветра, веса гололеда, образующегося на проводах, и др.

Воздушная линия должна быть достаточно прочной, чтобы выдерживать механические нагрузки. Для надежной работы проводов, опор и других конструктивных элементов проводят расчеты механической прочности линии, или *механический расчет*.

Механический расчет воздушных линий основан на применении некоторых положений дисциплины «Сопротивление материалов», на обязательных указаниях Правил устройства электротехнических установок (раздел «Воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ») и Строительных норм и правил (СНиП).

Хотя механический расчет не связан непосредственно с электротехническими вопросами, знание его необходимо каждому электрику, так как без этого нельзя правильно проектировать электрические сети.

Следует, однако, иметь в виду, что разработаны типовые конструкции опор для различных напряжений и разных климатических районов СССР. Поэтому разработка конструкций опор и проведение механического расчета целесообразны только тогда, когда в типовых проектах отсутствуют опоры для данных условий или когда нет сортамента материалов, предусмотренного типовым проектом.

6.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ПРОВОДА

На провода воздушных электрических линий действуют вертикальные нагрузки (собственный вес провода, вес образовавшегося на проводе гололеда) и горизонтальные нагрузки (давление ветра). При учете этих нагрузок делают некоторые допущения: предполагают равномерное распределение нагрузок по длине провода, нагрузки принимают статическими, то есть неизменными по значению.

Под действием механических нагрузок в материале провода появляются механические напряжения на растяжение. На их значение влияют также напряжения, которые возникают в проводе при уменьшении его длины, с понижением температуры.

Таким образом, для определения нагрузок на провода и механических напряжений в материале проводов необходимо знать

6.1. Толщина стенки гололеда на высоте 10 м над поверхностью земли

Районы СССР по гололеду	Толщина стенки гололеда (мм) с повторяемостью		Районы СССР по гололеду	Толщина стенки гололеда (мм) с повторяемостью	
	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет		1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет
I	5	5	IV	15	20
II	5	10	Особый	20 и более	Более 22
III	10	15			

климатические условия в районе сооружения линии (толщину слоя гололеда, скорость ветра, максимальную, минимальную и среднюю температуры).

Наибольшие нормативные значения толщины стенки гололеда и скоростного напора ветра ($v^2/1,6$, где v — скорость ветра, м/с) для всех линий напряжением свыше 1 кВ определяют, исходя из повторяемости один раз в 10 лет, а для линий 3 кВ и ниже — один раз в 5 лет.

Расчетные температуры воздуха принимают по данным фактических наблюдений независимо от напряжения воздушной линии и округляют до значений, кратных пяти.

Территория СССР разделена на пять районов, которые отличаются толщиной стенки гололеда (табл. 6.1). Чтобы определить, к какому району относится данная местность, следует пользоваться специальными картами. На рис. 6.1 (см. форзац) приведены карты для части территории Советского Союза.

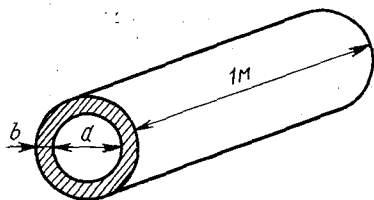
По скоростным напорам ветра территория Советского Союза разделена на семь районов (табл. 6.2). На рисунке 6.2 (см. форзац) приведена карта районирования части территории СССР по скоростным напорам ветра. В таблице 6.2 в скобках даны скорости ветра, соответствующие приведенным в ней скоростным напорам.

Механические нагрузки на провода принято определять в единицах силы на единицу сечения и единицу длины провода, то есть Н/(мм²·м), или МПа/м. Их называют *удельными механическими нагрузками*.

6.2. Скоростной напор ветра на высоте до 15 м

Районы СССР по ветру	Скоростной напор ветра (Па) (в скобках скорость ветра, м/с) с повторяемостью		
	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет	1 раз в 5 лет для линий напряжением до 1 кВ
I	270 (21)	400 (25)	157 (16)
II	350 (24)	400 (25)	206 (18)
III	450 (27)	500 (29)	262 (21)
IV	550 (30)	650 (32)	343 (24)
V	700 (33)	800 (36)	441 (27)
VI	850 (37)	1000 (39)	538 (30)
VII	1000 (40)	1250 (45)	626 (33)

Рис. 6.3. Провод, покрытый слоем гололеда.



Собственный вес провода — g_1 . Удельные нагрузки от собственного веса провода зависят только от материала, из которого сделан провод, и не зависят от его сечения. В самом деле удельная нагрузка $[Н/(м \cdot мм^2)]$ от собственного веса

$$g_1 = \frac{G}{1000F}, \quad (6.1)$$

где G — вес 1 км провода, Н; F — сечение провода, $мм^2$.

Но, с другой стороны,

$$G = \gamma F,$$

где γ — удельная сила тяжести материала провода, $Н/мм^3$.

Подставляя значения G в уравнение (6.1), имеем:

$$g_1 = \frac{\gamma F}{1000F} = \frac{\gamma}{1000}. \quad (6.2)$$

Для многопроволочных проводов, учитывая поводы провода, рекомендуют считать их длину на 2 ... 3 % больше, то есть вводить в уравнения (6.1) и (6.2) коэффициент 1,02 ... 1,03.

Гололед — g_2 . При температуре окружающего воздуха, близкой к $0^\circ C$, с последующим небольшим понижением температуры до $-5^\circ C$ на всех открыто расположенных предметах, в том числе и на проводах, образуется гололед в виде слоя льда. При температуре ниже $-5^\circ C$ гололед обычно не удерживается.

Интенсивность образования гололеда зависит от ряда условий, в том числе от высоты расположения данного места над уровнем моря, наличия незамерзших водоемов, способствующих созданию высокой влажности воздуха и т. д. В Советском Союзе есть районы, где гололед образуется очень интенсивно и толщина его слоя достигает 50 мм. Это приводит к большим разрушениям воздушных линий, поэтому в таких районах линию рассчитывают по фактическим условиям, а не по данным таблицы 6.1.

Пусть провод диаметром d (рис. 6.3) покрыт слоем гололеда толщиной b . Тогда вес гололеда на проводе длиной 1 м составляет:

$$G = \frac{\pi}{4} [(d + 2b)^2 - d^2] \gamma_0 = \pi b (d + b) \gamma_0,$$

где $\gamma_0 = 0,009$ — удельная сила тяжести гололеда, $Н/мм^3$.

Удельную нагрузку от гололеда (МПа/м) определяют по формуле

$$g_2 = \frac{G}{F} = \frac{\pi b (d + b) \gamma_0}{F} = 0,0283 \frac{b (d + b)}{F}. \quad (6.3)$$

Собственный вес и вес гололеда — g_3 . Поскольку нагрузки от собственного веса и от веса гололеда направлены в одну сторону, по вертикали, суммарная нагрузка равна их алгебраической сумме:

$$g_3 = g_1 + g_2. \quad (6.4)$$

Ветер — g_4 . При механическом расчете воздушных линий предполагается, что направление ветра горизонтальное.

Из аэродинамики известно, что давление воздушного потока на расположенный в нем цилиндр, ось которого перпендикулярна потоку, определяют по формуле

$$P = \alpha K_l C_x F' \frac{v^2}{1,6},$$

где α — коэффициент неравномерности воздушного потока, принимаемый при скоростном напоре до 270 Па равным 1,0, при 400 Па — 0,85, при 550 Па — 0,75; K_l — коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку, равный 1,2 при длине пролета до 50 м, 1,1 — при 100 м, 1,05 — при 150 м, 1 — при 250 м и более; C_x — коэффициент лобового сопротивления, принимаемый для проводов и тросов диаметром 20 мм и более равным 1,1, для проводов и тросов диаметром до 20 мм и для всех проводов и тросов, покрытых гололедом, — 1,2; F' — площадь продольного сечения провода длиной 1 м, м²; $v^2/1,6$ — скоростной напор ветра Q , Па.

Давление на провод длиной 1 м

$$p = \frac{\alpha K_l C_x v^2 d}{1,6 \cdot 10^3},$$

где d — диаметр провода, мм.

Удельная нагрузка от давления ветра (МПа/м)

$$g_4 = \frac{p}{F} = \frac{\alpha K_l C_x v_{\max}^2 d}{1,6 F \cdot 10^3}. \quad (6.5)$$

Скоростной напор ветра в зависимости от района берут из таблицы 6.2. При гололеде удельная нагрузка от давления ветра

$$g_5 = \frac{\alpha K_l C_x v_{\text{гол}}^2 (d + 2b)}{1,6 F \cdot 10^3}. \quad (6.6)$$

Скоростной напор принимается $0,25Q_{\max}$, но не менее 140 Па при толщине стенки гололеда 15 мм и более.

Суммарные нагрузки. Поскольку нагрузки от силы тяжести гололеда и от давления ветра направлены под прямым углом, их складывают геометрически.

Если гололеда нет (рис. 6.4), суммарная удельная нагрузка

$$g_6 = \sqrt{g_1^2 + g_4^2}. \quad (6.7)$$

При гололеде (рис. 6.4) суммарная удельная нагрузка

$$g_7 = \sqrt{g_3^2 + g_5^2}. \quad (6.8)$$

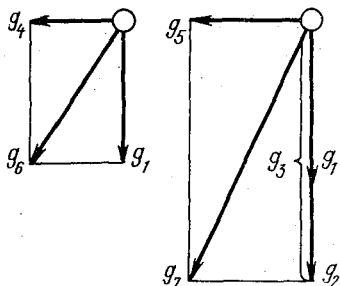


Рис. 6.4. Суммарные удельные нагрузки.

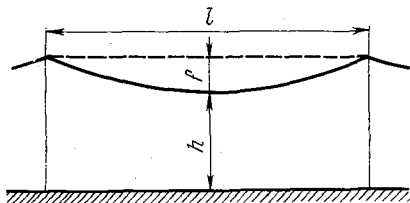


Рис. 6.5. Пролет воздушной линии.

6.2. МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОВОДОВ

Пусть на рисунке 6.5 изображен пролет воздушной линии, расположенной на местности без больших разностей уровней. *Длиной пролета*, или *пролетом* l , называют горизонтальное расстояние между точками крепления провода.

Как известно, гибкая нить, обладающая весом, будучи натянутой между двумя точками, всегда провисает. *Стрелой провеса* f называют расстояние по вертикали между горизонталью, соединяющей точки крепления провода, и нижней точкой провода.

Габаритом линии h называют наименьшее расстояние по вертикали от провода при его наибольшем провисании до поверхности земли, воды, крыши зданий, головки рельса и т. п.

Из курса теоретической механики известно, что гибкая нить, подвешенная в двух точках, подчиняется математическому закону цепной линии. В том же курсе выведены соотношения для стрелы провеса и длины проводов в пролете

Стрела провеса

$$f = \frac{l^2 g}{8\sigma} + \frac{l^4 g^3}{384\sigma^3} + \dots$$

Длина провода в пролете

$$L = l + \frac{l^3 g^2}{24\sigma^2} + \frac{l^5 g^4}{384\sigma^4} + \dots,$$

где g — удельная нагрузка, МПа/м; σ — напряжение на растяжение в проводе, МПа.

В свою очередь,

$$\sigma = T/F,$$

где T — растягивающая сила в проводе, Н; F — сечение провода, мм².

Приведенные уравнения справедливы для любых пролетов, в том числе и очень длинных. Для пролетов с длиной, обычной в практике сооружения сельских воздушных линий, с достаточной точностью можно пользоваться этими уравнениями, отбросив последние члены в правой части.

Тогда окончательно стрела провеса

$$f = \frac{l^2 g}{8\sigma}. \quad (6.9)$$

Длина провода в пролете

$$L = l + \frac{l^3 g^2}{24\sigma^2}. \quad (6.10)$$

Видоизменяем уравнение (6.10):

$$L = l + \frac{8l}{8l} \frac{l^3 g^2}{24\sigma^2} = l + \frac{8}{3l} \left(\frac{l^2 g}{8\sigma} \right)^2 = l + \frac{8f^2}{3l}. \quad (6.11)$$

Отсюда стрела провеса

$$f = \sqrt{\frac{3l(L-l)}{8}}.$$

Нужно учесть, что ничтожные изменения длины провода вызывают значительные изменения стрелы провеса. Покажем это на примере. Пусть пролет $l = 100$ м, длина провода $L = 100,24$ м, то есть больше длины пролета всего на 0,24 %.

Тогда стрела провеса

$$f = \sqrt{\frac{3 \cdot 100 (100,24 - 100)}{8}} = 3 \text{ м.}$$

Вот почему при повышении температуры окружающего воздуха провода сильно провисают и наоборот.

Далее из уравнения (6.9) напряжение в проводе

$$\sigma = \frac{l^2 g}{8f}.$$

Из этого следует, что если напряжение в проводе слишком велико и превышает допустимое, то не нужно увеличивать сечение провода, а достаточно увеличить стрелу провеса. Именно поэтому сечение провода линии выбирают по электрическому расчету, а затем проектируют воздушную линию так, чтобы напряжение в проводе не превышало допустимого во всех случаях.

Напряжения растяжения в различных точках провода неодинаковы и выше всего в местах закрепления провода на опоре. Однако в пролетах обычной длины эта разница незначительна и ею пренебрегают.

Пусть для каких-то условий, которые мы обозначим индексом m , температура окружающего воздуха t_m ; удельная нагрузка на провод g_m и напряжение растяжения в проводе σ_m . При изменившихся условиях обозначим эти величины соответственно через t , g , σ без индексов.

Обозначим через L_0 длину ненагруженного провода, то есть при $\sigma_0 = 0$, температуре $t_0 = 0^\circ\text{C}$, а через L_m длину провода, испытывающего напряжение σ_m при температуре t_m .

При нагреве ненагруженного провода от 0°C до t_m длина его изменится и составит:

$$L_0' = L_0 (1 + \alpha t_m),$$

где α — температурный коэффициент линейного удлинения провода, $1/^\circ\text{C}$.

Если теперь к проводу приложить нагрузку, равную $T_m = \sigma_m F$, то длина провода составит:

$$L_m = L_0 (1 + \alpha t_m) (1 + \beta \sigma_m),$$

где $\beta = 1/E$ — коэффициент упругого удлинения материала провода ($\text{мм}^2/\text{Н}$) — величина, обратная модулю упругости E .

С другой стороны, по уравнению (6.10) длина провода при σ_m и g_m составляет:

$$L_m = l + \frac{l^3 g_m^2}{24 \sigma_m^2}.$$

Приравнявая это выражение для L_m к предыдущему, получим:

$$\begin{aligned} l + \frac{l^3 g_m^2}{24 \sigma_m^2} &= L_0 (1 + \alpha t_m) (1 + \beta \sigma_m) = \\ &= L_0 (1 + \alpha t_m + \beta \sigma_m + \alpha \beta t_m \sigma_m). \end{aligned}$$

Как мы показали в числовом примере (см. стр. 158), в обычных условиях длина провода незначительно отличается от длины пролета, поэтому можно приближенно принять, что

$$L_0 \approx l.$$

α и β — весьма малые величины. Их произведение есть величина еще меньшего порядка, и ею пренебрегают, считая

$$\alpha \beta t_m \sigma_m \approx 0.$$

При указанных двух допущениях наше уравнение примет следующий вид:

$$l + \frac{l^3 g_m^2}{24 \sigma_m^2} = l (1 + \alpha t_m + \beta \sigma_m).$$

Сокращая на l обе части уравнения, получим:

$$1 + \frac{l^2 g_m^2}{24 \sigma_m^2} = 1 + \alpha t_m + \beta \sigma_m.$$

Исключаем единицу в обеих частях и делим их на β :

$$\frac{l^2 g_m^2}{24 \beta \sigma_m^2} = \frac{\alpha}{\beta} t_m + \sigma_m,$$

и окончательно

$$\sigma_m = \frac{l^2 g_m^2}{24 \beta \sigma_m^2} = - \frac{\alpha}{\beta} t_m.$$

Очевидно, что это же уравнение справедливо и для других условий, при которых мы обозначали t , g и σ без индексов. Для этих условий

$$\sigma - \frac{l^2 g^2}{24\beta \sigma^2} = -\frac{\alpha}{\beta} t.$$

Вычитая из второго уравнения первое, окончательно получим:

$$\sigma - \frac{l^2 g^2}{24\beta \sigma^2} = \sigma_m - \frac{l^2 g_m^2}{24\beta \sigma_m^2} - \frac{\alpha}{\beta} (t - t_m). \quad (6.12)$$

Уравнение (6.12) называют *уравнением состояния провода в пролете*. Оно позволяет при известных σ_m , t_m и g_m определить напряжение в проводе σ , для новых условий t и g . При этом получают уравнение

$$\sigma - \frac{B}{\sigma^2} = A$$

и далее

$$\sigma^3 - A\sigma^2 = B.$$

Такое кубическое уравнение можно решить подбором. Если приходится выполнять большое число расчетов, целесообразно применять способы, облегчающие решение уравнения.

При пользовании уравнением состояния провода в пролете основной исходной величиной является максимально допустимое механическое напряжение для материала проволок $\sigma_{\max}$. Эту величину определяют по данным таблицы 6.3 в процентах от временного сопротивления на разрыв для материала проволоки, МПа.

Наибольшее напряжение в проводе $\sigma_{\max}$ может быть в двух случаях: либо при гололеде с удельной нагрузкой g_7 и при температуре $t_{\text{гол}} = -5^\circ\text{C}$, либо когда провод свободен от гололеда, то есть удельная нагрузка g_1 , а температура окружающего воздуха минимальная $t_{\min}$ без ветра.

Для того чтобы узнать, какой из случаев наихудший, в уравнение (6.12) состояния провода в пролете подставляют $\sigma_m = \sigma_{\max}$, $t_m = -5^\circ\text{C}$, $g_m = g_7$, $t = t_{\min}$, $g = g_1$ и определяют σ . Если окажется, что $\sigma < \sigma_{\max}$, значит, наше предположение правильно. Если же $\sigma > \sigma_{\max}$, значит, выбор сделан неправильно и максимальное напряжение будет при $t_{\min}$ и $g = g_1$, то есть без гололеда.

Для того чтобы не решать два раза уравнение состояния провода в пролете, вводят понятие критического пролета. *Критический пролет* — это такой пролет, при котором для данного провода и климатического района напряжение на растяжение в проводе одинаково как при гололеде и температуре -5°C , так и при отсутствии гололеда и минимальной температуре.

Выведем уравнение критического пролета.

6.3. Допустимое механическое напряжение в материале провода

Марка и сечение (мм²) провода и троса	Допустимое напряжение в % от временного сопротивления провода и троса	
	при наибольшей внешней нагрузке и при наименьшей температуре	при среднегодовой температуре
А, АКП сечением:		
от 16 до 35	35	30
от 50 до 95	40	30
120 и выше	45	30
ПСО	40	30
ПС всех сечений	50	35
Тросы ТК всех сечений	50	35
АС, АСКС, АСКП, АСК сечением:		
от 16 до 25	35	30
от 35 до 95 (при отношении сечений алюминия и стали 0,65; 0,95; 6,0 и 6,13)	40	30
120 и выше (для всех отношений сечений алюминия и стали)	45	30
АН и АЖ (алюминиевый сплав) се- чением:		
от 16 до 95	40	30
120 и выше	45	30

П р и м е ч а н и е. Временное сопротивление провода и троса определяют делением разрывного усилия (предела прочности) провода и троса на их сечение. Значения разрывного усилия (предела прочности) принимают по приложениям 1 и 2.

Пусть пролет линии очень большой и в пределе стремится к бесконечности, то есть $l \rightarrow \infty$. В уравнении (6.12) состояния провода в пролете разделим все его части на l^2 . Тогда получим:

$$\frac{\sigma}{l^2} - \frac{g^2}{24\beta\sigma^2} = \frac{\sigma_m}{l^2} - \frac{g_m^2}{24\beta\sigma_m^2} - \frac{\alpha}{\beta l^2} (t - t_m).$$

Члены уравнения, у которых в знаменателе l^2 , можно принять стремящимися к нулю, и в этом случае

$$\frac{g^2}{24\beta\sigma^2} = \frac{g_m^2}{24\beta\sigma_m^2}.$$

Следовательно, напряжение в проводе для очень больших пролетов является функцией только удельной нагрузки. Однако наибольшая удельная нагрузка g , обычно наблюдается при гололеде. Можно поэтому заключить, что для больших пролетов наибольшее напряжение в проводе бывает при гололеде и температуре -5°C .

Допустим теперь, что имеется весьма малый пролет, в пределе стремящийся к нулю, то есть $l \rightarrow 0$. Тогда уравнение (6.12) примет вид:

$$\sigma = \sigma_m - \frac{\alpha}{\beta} (t - t_m).$$

Здесь напряжение в проводе зависит только от температуры, и, следовательно, для весьма малых пролетов наибольшее напряжение возникает при минимальной температуре и отсутствии гололеда.

Между этими крайними случаями, очевидно, существует пролет, при котором напряжения в проводе при гололеде и температуре -5°C и без гололеда и минимальной температуре одинаковы. Как указывалось выше, такой пролет называется критическим.

Когда известен критический пролет, достаточно сравнить с ним пролет, подлежащий расчету. Если заданный пролет больше критического, то по предыдущему наибольшее напряжение в проводе будет при гололеде и температуре -5°C ; наоборот, если заданный пролет меньше критического, то наихудший случай будет при минимальной температуре без гололеда.

Для вывода уравнения критического пролета $l_{\text{кр}}$ воспользуемся уравнением (6.12) состояния провода в пролете. Пусть члены уравнения с индексом m относятся к режиму гололеда и температуре -5°C , а без индексов — к режиму с минимальной температурой без гололеда.

При критическом пролете $l_{\text{кр}}$ напряжение в проводе в обоих режимах одинаково и равно максимальному, то есть

$$\sigma_m = \sigma = \sigma_{\text{max}}.$$

Кроме того,

$$g_m = g; \quad t_m = -5^\circ\text{C}; \quad g = g_1; \quad t = t_{\text{min}}.$$

Подставляя эти значения в уравнение (6.12), имеем:

$$\sigma_{\text{max}} - \frac{l_{\text{кр}}^2 g_1^2}{24\beta\sigma_{\text{max}}} = \sigma_{\text{max}} - \frac{l_{\text{кр}}^2 g_m^2}{24\beta\sigma_m^2} - \frac{\alpha}{\beta} (t_{\text{min}} + 5).$$

Сокращая обе части уравнения на $1/\beta$ и преобразовывая, получим:

$$l_{\text{кр}} = \sigma_{\text{max}} \sqrt{\frac{24\alpha(-5 - t_{\text{min}})}{g_1^2 - g_m^2}}. \quad (6.13)$$

После того как найден наиболее тяжелый расчетный случай, по уравнению состояния провода в пролете определяют напряжение в проводе для любой температуры при наличии и отсутствии гололеда. Кроме того, определяют напряжение в проводе для среднегодовой температуры данной местности. *Это напряжение не должно быть больше значений, приведенных в таблице 6.3. Если оно окажется большим, то это значит, что наи-*

более тяжелый расчетный случай будет при среднегодовой температуре.

Второй величиной, определяемой в результате механического расчета проводов, является максимальная стрела провеса $f_{\max}$, которая может быть при гололеде и температуре -5°C или при наивысшей температуре. Максимальную стрелу провеса определяют, найдя по уравнению (6.12) напряжения для двух этих режимов и затем найдя стрелы провеса для каждого из режимов по уравнению (6.9).

Для того чтобы не определять стрелу провеса для обоих случаев, вводят понятие *критической температуры*. Под критической понимают такую температуру, при которой стрела провеса равна стреле провеса при гололеде и температуре -5°C . Если для данного случая критическая температура больше максимальной, то, очевидно, максимальная стрела провеса будет при гололеде и температуре -5°C . Напротив, если критическая температура меньше максимальной, то наибольшая стрела провеса будет при максимальной температуре окружающего воздуха.

Для определения критической температуры найдем по уравнению (6.9) стрелу провеса при температуре -5°C и гололеде без учета ветра, так как ветер отклоняет провод и уменьшает стрелу провеса:

$$f = \frac{l^2 g_3}{8\sigma_3}.$$

При критической температуре $t_{\text{кр}}$ стрелу провеса определяют как

$$f = \frac{l^2 g_1}{8\sigma_1}.$$

По условию стрела провеса в обоих случаях одинакова, то есть

$$\frac{l^2 g_3}{8\sigma_3} = \frac{l^2 g_1}{8\sigma_1},$$

откуда

$$\sigma_1 = \sigma_3 \frac{g_1}{g_3}.$$

Подставим это соотношение в уравнение (6.12) состояния провода в полете, принимая в нем

$$\sigma = \sigma_1, \quad g = g_1, \quad t = t_{\text{кр}}, \quad \sigma_m = \sigma_3,$$

$$g_m = g_3, \quad t_m = -5^\circ\text{C},$$

тогда

$$\sigma_3 \frac{g_1}{g_3} - \frac{l^2 g_1^2 g_3^2}{24\beta\sigma_3^2 g_1^2} = \sigma_3 - \frac{l^2 g_3^2}{24\beta\sigma_3^2} - (t_{\text{кр}} + 5),$$

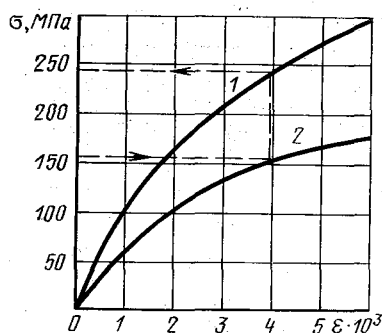


Рис. 6.6. Механические характеристики сталеалюминиевого провода:

1 — характеристика провода в целом; 2 — характеристика алюминиевой части провода.

откуда

$$t_{кр} = \frac{\beta}{\alpha} \sigma_s \left(1 - \frac{g_1}{g_s} \right) + 5. \quad (6.14)$$

Для монтажных работ необходимо знать, какую стрелу провеса нужно иметь при температуре окружающего воздуха в период монтажа. С этой целью для данного пролета определяют по уравнению (6.12) напряжение, а по уравнению (6.9) — стрелы провеса через каждые 5 ... 10 °С. Поскольку монтаж при гололеде и сильном ветре не ведут, удельные нагрузки определяют без учета гололеда и ветра. Таблицы, содержащие указанные сведения, называют монтажными таблицами.

Расчет сталеалюминиевых проводов ведут на основе их действительных механических характеристик, то есть зависимостей напряжения на растяжение в проводе σ от его относительного удлинения:

$$\varepsilon = \Delta l / l.$$

На рисунке 6.6 приведены такие характеристики для сталеалюминиевого провода в целом и для его алюминиевой части. Поскольку временное сопротивление алюминия составляет 150 ... 160 МПа, то несложным построением можно определить, как это сделано на рисунке, что временное сопротивление сталеалюминиевого провода составляет 240 ... 250 МПа.

Из сопротивления материалов известно, что модуль упругости $E = \varepsilon / \sigma = 1 / \beta$. Следовательно, используя кривые рисунка 6.6, нетрудно определить коэффициент упругого удлинения β сталеалюминиевого провода.

Наконец, температурный коэффициент линейного расширения сталеалюминиевого провода можно найти, зная температурные коэффициенты стальной и алюминиевой частей его. При этом учитывается, что вследствие тесной конструктивной связи стальных и алюминиевых проволок в проводе при изменениях температуры они удлиняются либо укорачиваются одинаково.

Значение температурного коэффициента линейного расширения сталеалюминиевого провода может быть найдено по формуле

$$\alpha_{ca} = \frac{\alpha_a F_a E_a + \alpha_c F_c E_c}{F_a E_a + F_c E_c}, \quad (6.15)$$

где α_a — температурный коэффициент для алюминия; F_a — сечение алюминиевой части сталеалюминиевого провода; E_a — модуль упругости алюминия; α_c , F_c и E_c — те же величины для стальной части провода.

6.4. Физико-механические характеристики проводов и тросов

Провода и тросы	Удельная нагрузка от собственного веса, 10^{-3} МПа/м	Модуль упругости, 10^4 МПа	Температурный коэффициент линейного удлинения, 10^{-6} град $^{-1}$
Алюминиевые А, АКП сечением, мм^2:			
до 400, за исключением 95 и 240	275	63	23,0
450 и более, а также 95 и 240	275	63	23,0
Сталеалюминиевые АС, АСКС, АСКП, АСК сечением, мм^2:			
10 и более при А : С = 6,0 ... 6,25	346	825	19,2
70 при А : С = 0,95	537	134	14,5
95 при А : С = 0,65	585	146	13,9
120 и более при А : С = 4,29 ... 4,39	371	89	18,3
150 и более при А : С = 7,71 ... 8,04	334	77	19,8
185 и более при А : С = 1,46	484	114	15,5
330 при А : С = 12,22	315	665	21,2
400 и 500 при А : С = 17,93 и 18,09	303	665	21,2
Стальные:			
ПС всех сечений	80	200	12,0
тросы ТК всех сечений	80	200	12,0
из алюминиевого сплава АН	275	65	23,0
из алюминиевого сплава АЖ	275	65	23,0

Таким образом, сталеалюминиевый провод рассчитывают как провод того же сечения из одного металла, для которого известны временное сопротивление, коэффициент упругого удлинения и температурный коэффициент (табл. 6.3 и 6.4).

6.3. МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ОПОР

В настоящем учебнике излагается расчет наиболее простых деревянных одностоечных опор. Эти же методы применимы при расчете П-образных опор. Более сложные деревянные опоры, а также металлические и железобетонные обычно рассчитывают специалисты по строительной механике.

Опоры воздушных линий рассчитывают на нагрузки в нормальных и аварийных режимах работы, причем если провода рассчитывают по допустимым напряжениям, то строительные конструкции опор рассчитывают принятым в строительном деле методом предельных состояний. Сущность этого метода состоит в том, что сначала находят обычным способом нормативные нагрузки на опору. Затем умножают их на коэффициенты перегрузки, приведенные ниже, и получают расчетные нагрузки, по которым ведут расчет.

Наименование нагрузок	Коэффициенты перегрузки в нор- мальных и аварий- ных режимах
От собственного веса проводов, тросов и строи- тельных конструкций	1,1
От веса гололеда на проводах и тросах . . .	2,0
От давления ветра на конструкции опор:	
а) провода и тросы свободны от гололеда	1,2
б) провода и тросы покрыты гололедом	1,0
От давления ветра на провода и тросы:	
а) свободные от гололеда	1,2
б) покрытые гололедом	1,4
Горизонтальные нагрузки от тяжения проводов и тросов:	
а) свободных от гололеда	1,3
б) покрытых гололедом при толщине его стенки:	
10 мм и менее	1,3
свыше 10 мм	1,4 *

* При расчете в аварийных режимах — 1,3.

При нормальных режимах работы опоры рассчитывают в предположении, что провода не оборваны и покрыты гололедом или свободны от него. Скорости ветра при этом соответствуют климатическому району.

При аварийном режиме предполагают обрыв одного или нескольких проводов, вследствие чего опора испытывает одностороннее тяжение.

Для промежуточных опор аварийными считают случаи, когда при любом числе проводов на опоре оборван один, дающий наибольший изгибающий момент на опору, — верхний провод и когда оборван один провод, дающий наибольший крутящий момент на опору, — дальше всех расположенный от опоры.

Промежуточные опоры с креплением провода на штыревых изоляторах проволочной вязкой следует рассчитывать на нормативное тяжение одного провода, но не более 1500 Н. Это объясняется тем, что оборвавшийся провод проскальзывает в креплении к изолятору и одностороннее тяжение уменьшается.

Анкерные опоры нормального типа рассчитывают в аварийном режиме на обрыв двух проводов одного пролета при любом числе проводов на опоре. Анкерные опоры облегченного типа рассчитывают на обрыв одного провода при любом числе проводов на опоре.

При пролете больше критического провода покрыты гололедом, температура — 5 °С. При пролете меньше критического гололед отсутствует, температура минимальная. При всех аварийных режимах принимают, что ветер отсутствует.

Рассмотрим порядок расчета одностоечной промежуточной опоры, схема которой приведена на рисунке 6.7.

Прежде всего должна быть выбрана длина пролета l . С увеличением пролета уменьшается число опор на километр, но стоимость

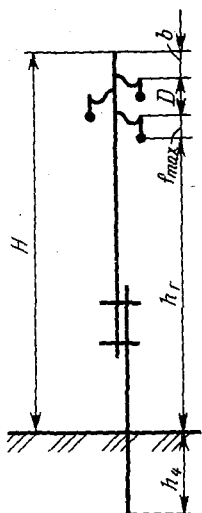


Рис. 6.7. Схема одностоечной промежуточной опоры с приставкой.

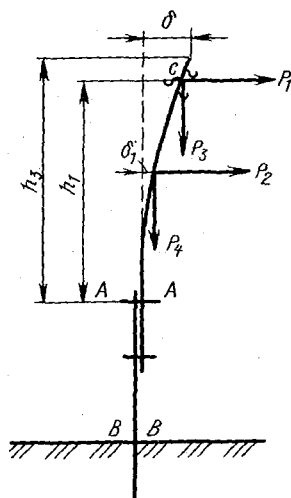


Рис. 6.8. Силы, действующие на одностоечную промежуточную опору с приставкой.

каждой опоры увеличивается, так как опоры должны быть выше, чтобы выдержать заданный габарит линии h_r . Поэтому обычно при увеличении пролета сначала стоимость километра линии уменьшается, а затем начинает возрастать. Минимальная стоимость линии соответствует оптимальной длине пролета. Следовательно, необходимо рассчитывать большое число вариантов и выбрать наилучший. Так и поступают при разработке типовых проектов воздушных линий, которые составлены для всех сечений проводов и климатических условий. Эти проекты широко применяются при массовом строительстве сельских сетей и дают существенную экономию.

Другое дело, когда сооружаются отдельные линии небольшой длины и отсутствуют типовые проекты либо проекты есть, но отсутствуют бревна нужной длины и диаметра. В этом случае пролет определяют, исходя из наличных материалов.

Пусть задана длина бревна для стойки $l_{ст}$ и для приставки $l_{пр}$. Тогда можно написать равенство (рис. 6.7):

$$l_{ст} + l_{пр} - 1,5 = H + h_4,$$

где 1,5 м — длина перекрытия стойки и приставки; H — высота опоры над землей; $h_4 = 1,5 \dots 2,2$ м — глубина заложения опоры в грунт.

Габарит линии h_r и максимальная стрела провеса f_{max} в сумме составляют:

$$f_{max} + h_r = H - D - b,$$

где D — расстояние между проводами; $b = 0,2 \dots 0,3$ м — расстояние от места крепления верхнего провода до вершины опоры.

Отсюда находим максимальную стрелу провеса, которую можно получить, выполнив опору из данных бревен:

$$f_{\max} = H - D - b - h_r.$$

Если принять, что в большинстве случаев $f_{\max}$ имеет место при гололеде без ветра, то она будет иметь место при удельной нагрузке g_3 , которая должна быть заранее определена для принятых климатических условий.

Тогда из уравнения (6.9) длина пролета линии

$$l = \sqrt{\frac{8f_{\max}\sigma_{\max}}{g_3}}. \quad (6.16)$$

Если для данных условий максимальная стрела провеса будет при наибольшей температуре воздуха, то в формулу (6.16) вместо g_3 нужно подставить g_1 .

Вернемся к расчету опоры. На нее действуют две горизонтальные силы. Одна из них P_1 — результат давления ветра на провода, передающегося на опору (рис. 6.8). Нормативное значение этой силы, приложенной в точке c , при отсутствии гололеда для трехпроводной линии составляет:

$$P_{1н} = 3g_4Fl,$$

где g_4 — удельная нагрузка от давления ветра на провод, свободный от гололеда, МПа/м; F — сечение провода, мм²; l — пролет линии, м.

Расчетное давление с учетом коэффициента перегрузки (см. стр. 166):

$$P_1 = 1,2 \cdot 3g_4Fl. \quad (6.17)$$

Нормативное значение давления ветра на провода, покрытые гололедом:

$$P'_{1н} = 3g_5Fl,$$

где g_5 — удельная нагрузка от давления ветра на провод, покрытый гололедом, МПа/м.

Расчетное значение в этом случае

$$P'_1 = 1,4 \cdot 3g_5Fl. \quad (6.18)$$

В расчет берется большее значение из полученных по формулам (6.17) и (6.18).

Вторая горизонтальная сила P_2 — результат давления ветра на опору:

$$P_{2н} = P_0 d_{ср}H,$$

где $P_0 = C_x v^2 / 1,6$ — удельная нагрузка от давления ветра на опору, Па; $C_x = 0,7$ — аэродинамический коэффициент; v — максимальная скорость ветра, м/с; $d_{ср}$ — средний диаметр опоры с учетом сбега, м.

Если диаметр столба в отрубе обозначить через d_0 , то диаметр столба у основания:

$$d_1 = d_0 + 0,008H,$$

где 0,008 — нормальный сбега, м/м; H — высота столба, м.

Расчетное значение давления ветра на опору

$$P_2 = 1,2 P_0 d_{\text{ср}} H. \quad (6.19)$$

Под действием горизонтальных сил опора изгибается. Прогиб опоры показан на рисунке 6.8.

На опору действует также вертикальная сила P_3 , которая определяется силой тяжести проводов и слоя гололеда на них. Для трехпроводной линии ее расчетное значение

$$P_3 = 3 g_3 l F 1,1, \quad (6.20)$$

где g_3 — суммарная удельная нагрузка от собственного веса провода и от веса гололеда, МПа/м.

Кроме того, на опору действует вертикальная сила P_4 , которая равна сумме весов основной стойки G_1 , надземной части приставки G_2 и траверсы G_3 , если она есть:

$$P_4 = (G_1 + G_2 + G_3) 1,1. \quad (6.21)$$

После того как найдены силы, приложенные к опоре, определяют напряжения в древесине опоры. В основной стойке наибольшие напряжения создаются в сечении $A-A$ по оси верхнего бандажа, соединяющего основную стойку с приставкой, а в приставке — в месте заделки опоры в землю, то есть в сечении $B-B$. Это расчетные сечения.

Сечение $A-A$. Изгибающий момент от давления ветра на провода и опору в сечении $A-A$

$$M_1 = P_1 h_1 + P_2 \frac{h_2}{H} \frac{h_3}{2}.$$

Здесь сила от давления ветра на стойку высотой h_3 равна $P_2 \frac{h_3}{H}$ и приложена на расстоянии $\frac{h_3}{2}$ от $A-A$.

Полный изгибающий момент в сечении $A-A$

$$M_A = 1,05 M_1,$$

где коэффициент 1,05 учитывает моменты от действия вертикальных сил веса проводов и гололеда и собственного веса опоры.

Напряжение в сечении $A-A$

$$\sigma_A = M_A / W_A, \quad (6.22)$$

где W_A — момент сопротивления в сечении $A-A$; $W_A = 0,95 \cdot 0,1 d_A^3$; 0,95 — коэффициент, учитывающий ослабление сечения стойки притеской ее к приставке; d_A — диаметр опоры в сечении $A-A$.

Диаметр стойки опоры в сечении $A-A$

$$d_A = d_0 + 0,008 h_1,$$

где d_0 — диаметр стойки в отрубе.

6.5. Коэффициент А, характеризующий свойства грунта

Грунт	Плотность грунта, т/м³	Коэффициент А, 10 кН/м²
Насыпная земля:		
сухая	1,4	9,7
естественной сырости	1,6	14,0
насыщенная водой	1,8	7,2
Чернозем влажный	1,65	9,1 ... 11,4
Глина:		
сухая и влажная	1,6	14 ... 18,1
мокрая	2,0	6,1 ... 7,4
Суглинок:		
сухой и влажный	1,5	13,1 ... 17,0
мокрый	1,9	7,0 ... 8,6
Песок:		
сухой	1,7	9,4 ... 11,7
влажный	1,6	14,0
мокрый	2,0	11,1
Гравий:		
сухой	1,8	12,4 ... 15,7
мокрый	1,9	10,5
Щебень:		
сухой	1,8	20,4
влажный	1,7	15,7
Если нет сведений о грунте, в среднем	1,6	11,0

Сечение В—В. Изгибающий момент от давления ветра на про- вода и опору:

$$M_1 = P_1 \left(H - b - \frac{D}{2} \right) + 0,5P_2H.$$

Как и в предыдущем случае, действие вертикальных сил можно учесть, увеличив момент М на 10 %. Тогда

$$M_B = 1,10M_1.$$

Напряжение в сечении В—В

$$\sigma_B = M_B/W_B. \quad (6.23)$$

$$W_B = 0,1d_B^3.$$

Напряжения σ_A и σ_B , полученные по формулам (6.22) и (6.23), не должны превышать допустимые напряжения на изгиб в материале опоры.

Расчетные допустимые напряжения (МПа) при пропитанной древесине сосны принимают следующими:

без гололеда	16
с гололедом	19
при аварийном режиме	25

Допустимые напряжения древесины лиственницы получают при умножении приведенных выше значений на коэффициент 1,2, а ели — на 0,9.

Модуль упругости вдоль волокон независимо от породы дерева принимается равным $10 \cdot 10^3$ МПа для пропитанной древесины.

Если в материале опоры напряжение меньше допустимого, то диаметр стойки или приставки можно уменьшить. Однако для линий напряжением свыше 35 кВ диаметр в верхнем отрубе должен быть не менее 18 см, для линий напряжением 1 ... 35 кВ — не менее 16 см, для линий напряжением до 1 кВ — не менее 14 см.

Если напряжение больше допустимого, то следует взять бревно большего диаметра, а при его отсутствии уменьшить длину пролета.

После того как выполнен расчет опоры, следует проверить закрепление ее в грунте. Для ориентировочных расчетов глубины закрепления опор в грунте используют упрощенную формулу. По этой формуле глубина заложения опоры в грунте

$$h_4 = \sqrt[3]{\frac{127M_B k_y}{Ab}}, \quad (6.24)$$

где M_B — изгибающий момент, действующий на опору в месте входа ее в грунт (сечение $B-B$); k_y — коэффициент запаса устойчивости опоры: для промежуточных опор в нормальном режиме $k_y = 2,5$, в аварийном $k_y = 2,0$, для анкерных — соответственно 3,0 и 2,5, для угловых, концевых и переходных в обоих режимах $k_y = 4,5$; A — коэффициент, характеризующий свойства грунта (табл. 6.5); b — расчетная ширина опоры, для одиночной опоры $b = 2d$.

Глава 7. ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

7.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ И ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ

Трехфазные электрические сети могут работать с изолированной и заземленной нейтралью. В Советском Союзе вопрос о режиме нейтрали электрической сети решается в зависимости от значения ее номинального напряжения. В сетях напряжением 380 В наряду с тремя фазными проводами прокладывают четвертый, нулевой провод, который заземляют в начале и в конце линии, а также в промежуточных точках. Таким образом, на напряжение 380 В сооружают сети с глухозаземленной нейтралью (рис. 7.1, а).

В сетях напряжением 6, 10, 20 и 35 кВ, наоборот, нейтраль изолирована от земли и линии имеют только три фазных провода. Лишь в отдельных случаях, о которых будет сказано ниже, нейтраль сети соединяют с землей, но через значительное индуктивное сопротивление. Следовательно, для этих напряжений сооружают сети с изолированной нейтралью (рис. 7.1, б).

Наконец, в сетях напряжением 110 кВ и выше, хотя прокладывают только три фазных провода, но нейтраль части трансформаторов заземляют, так что получаются сети с глухозаземленной нейтралью (рис. 7.1, в).

Одна из основных причин нарушения нормальной работы электрических установок — короткие замыкания в них.

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленной нейтралью (или четырехпроводных) также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

В системах с изолированной нейтралью замыкание на землю одной из фаз не является коротким замыканием. Однако одновременное замыкание на землю двух разных фаз и в системах с изолированной нейтралью есть двухфазное короткое замыкание через землю. Вследствие короткого замыкания резко повышается сила тока в сети.

На рисунке 7.2, а приведена осциллограмма тока короткого замыкания (к. з.) при замыкании близко от электростанции с генераторами, не имеющими автоматических регуляторов возбуждения (АРВ). В линии до короткого замыкания была нагрузка с током I . Короткое замыкание произошло, когда мгновенное значение тока нагрузки составляло i_0 . В течение первого полупериода ток к. з. возрос до наибольшего мгновенного значения i_y , которое

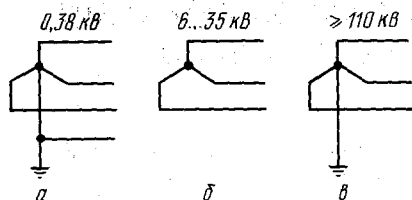
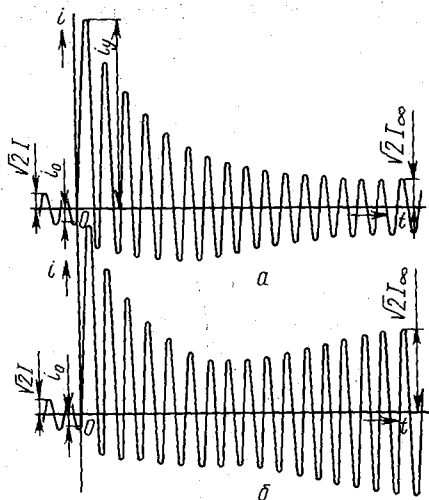


Рис. 7.1. Режим нейтрали сельских электрических сетей.

Рис. 7.2. Осциллограмма тока короткого замыкания.



называется *ударным током*. В последующие периоды ток к. з. стал плавно убывать до своего установившегося значения I_{∞} .

Если короткое замыкание произошло недалеко от генератора, снабженного АРВ (рис. 7.2, б), то процесс протекает несколько иначе. При коротком замыкании напряжение генератора снижается, и спустя некоторое время, определяемое запаздыванием системы, вступает в действие АРВ. Оно повышает напряжение генератора, а значит, и значение установившегося тока короткого замыкания.

Простейшее для рассмотрения симметричное трехфазное короткое замыкание, так как при нем сопротивление всех трех фаз до точки к. з. одинаково. Сокращенно этот вид к. з. обозначается $K^{(3)}$. К несимметричным коротким замыканиям относятся двухфазное $[K^{(2)}]$, двухфазное на землю $[K^{(1,1)}]$ и однофазное $[K^{(1)}]$. Последнее может возникать только в системах с заземленной нейтралью. В сетях с заземленной нейтралью наибольшее число — порядка 65 % — составляют однофазные короткие замыкания, 20 % — двухфазные на землю, 10 % — двухфазные и только 5 % — трехфазные. В воздушных сетях с изолированной нейтралью более двух третей коротких замыканий приходится на двухфазные и остальные — на трехфазные. Однако вследствие того что наиболее просто исследуются трехфазные к. з., а также потому, что от них легко перейти к несимметричным к. з. других видов, в первую очередь рассматриваются трехфазные короткие замыкания.

Причины коротких замыканий в электрических системах весьма разнообразны. В первую очередь это нарушение их изоляции вследствие атмосферных, а в сетях очень высоких напряжений и коммутационных перенапряжений. Изоляция может быть нарушена также вследствие ее старения, механических повреждений, повреждения животными или птицами. Некоторую часть коротких

замыканий вызывают ошибки в действиях обслуживающего персонала. Чем лучше организована эксплуатация электроустановки, тем реже бывают в ней короткие замыкания. Однако полностью их исключить нельзя, поэтому нужно принимать меры к тому, чтобы они не вызывали повреждений оборудования и длительных нарушений работы.

При коротких замыканиях из-за больших токов может повыситься температура токоведущих частей и произойти повреждение проводников и изоляции. Развиваемые при этом электродинамические усилия могут разрушить электрооборудование. Понижение напряжения вследствие короткого замыкания при определенной его длительности приводит к остановке — «опрокидыванию» электродвигателей. В магистральных сетях короткие замыкания могут нарушить устойчивость электрической системы, что представляет собой наиболее серьезную и длительно устраняемую аварию.

Следовательно, для того чтобы довести до минимума отрицательные последствия от коротких замыканий, нужно уметь определять значение возникающих при этом токов, то есть рассчитывать токи к. з.

Очевидно, для оценки теплового и электродинамического воздействия тока к. з., а также для того, чтобы определить степень понижения напряжения, нужно знать максимальные возможные токи к. з. в данной точке системы. Однако для расчетов действия релейной защиты (см. главу 10) и обеспечения ее успешной работы в наиболее сложных условиях оказывается необходимым находить также минимальные токи к. з.

Для определения максимальных токов к. з. в данном месте принимают следующие основные допущения:

1) все источники питания включены и работают в номинальной нагрузке;

2) все синхронные генераторы электростанций имеют АРВ и форсировку возбуждения (см. главу 10);

3) расчетное напряжение каждой ступени сети на 5 % больше номинального;

4) отсутствует насыщение магнитных систем;

5) у всех элементов системы учитывают только индуктивное сопротивление. Активное сопротивление следует учитывать, если его значение превышает 0,33 индуктивного. Поэтому оно учитывается только для проводов малых сечений электрических линий, и в особенности для стальных проводов;

6) токами намагничивания трансформаторов пренебрегают, то есть схема замещения их принимается как одно индуктивное сопротивление;

7) сопротивление в месте короткого замыкания принимают равным нулю;

8) во время короткого замыкания вблизи электростанций частота вращения генераторов остается неизменной.

7.2. СОСТАВЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ СХЕМ

Для расчета тока к. з. любую схему электрической сети необходимо привести к ее простейшему виду, изображенному на рисунке 7.3. Тогда ток к. з.

$$I_k = \frac{E_0}{\sqrt{3} Z_0},$$

где E_0 и Z_0 — эквивалентные значения ЭДС и сопротивлений.

Для несложных схем входящие в них величины можно выражать в именованных единицах. Пусть на рисунке 7.4, а изображена схема цепи к. з., состоящая из генератора, двух трансформаторов и двух участков линии. Каждый из входящих в цепь элементов может быть выражен своим сопротивлением Z (рис. 7.4, б). Для того чтобы найти эквивалентное сопротивление схемы, нужно привести все сопротивления к одному напряжению, которое называют *базисным*. За базисное U_0 принимают номинальное напряжение одной из ступеней, умноженное на 1,05 (6,3; 10,5; 21; 37 кВ и т. д.).

Приведенные значения могут быть определены по следующим формулам:

$$\dot{E} = E \frac{U_0}{U_H}; \quad (7.1)$$

$$\dot{I} = I \frac{U_H}{U_0}; \quad (7.2)$$

$$\dot{Z} = \frac{\dot{E}}{\sqrt{3} \dot{I}} = \frac{U_0 U_0 E}{U_H U_H \sqrt{3} I} = Z \left(\frac{U_0}{U_H} \right)^2. \quad (7.3)$$

В этих формулах U_H — номинальное напряжение данной ступени, умноженное на 1,05.

Эквивалентное приведенное сопротивление схемы (рис. 7.4)

$$\dot{Z}_0 = \dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4 + \dot{Z}_5^*.$$

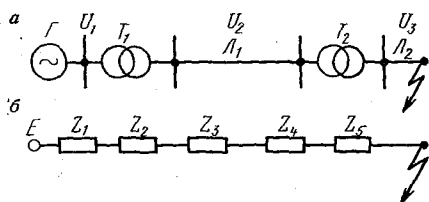
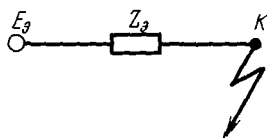


Рис. 7.3. Схема для определения тока короткого замыкания, приведенная к простейшему виду.

Рис. 7.4. Схема цепи короткого замыкания.

* Алгебраическое сложение общих сопротивлений дает приближенный результат.

Преобразовывать сложные схемы при помощи именованных единиц неудобно. В этом случае величины выражают в *относительных единицах*. В качестве основной базисной единицы принимают базисную мощность S_6 , значение которой выбирают произвольно. Второй базисной единицей принимают напряжение U_6 . Обычно для каждой ступени принимают за базисное ее номинальное напряжение, умноженное на 1,05, и, таким образом, в системе имеют столько базисных напряжений, сколько ступеней напряжений.

Базисная мощность

$$S_6 = \sqrt{3} U_6 I_6; \quad (7.4)$$

базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_6}; \quad (7.5)$$

базисное сопротивление

$$Z_6 = \frac{U_6}{\sqrt{3} I_6} = \frac{U_6^2}{\sqrt{3} U_6 I_6} = \frac{U_6^2}{S_6}. \quad (7.6)$$

Значения относительных величин, приведенных к базисным условиям, определяют по следующим уравнениям:

$$E_{* (6)} = E / E_6; \quad (7.7)$$

$$U_{* (6)} = U / U_6; \quad (7.8)$$

$$I_{* (6)} = I / I_6; \quad (7.9)$$

$$S_{* (6)} = \frac{S}{S_6} = \frac{\sqrt{3} UI}{\sqrt{3} U_6 I_6} = U_{* (6)} I_{* (6)}; \quad (7.10)$$

$$Z_{* (6)} = \frac{Z}{Z_6} = \frac{\sqrt{3} I_6}{U_6} Z = \frac{S_6}{U_6^2} Z = \frac{\sqrt{3} I_6}{U_6} \frac{U}{\sqrt{3} I} = \frac{U_{* (6)}}{I_{* (6)}}. \quad (7.11)$$

Для электрических машин и аппаратов сопротивление в паспорте часто дается в относительных единицах к их номинальной мощности:

$$Z_{* (н)} = \frac{Z}{Z_{н}} = \frac{Z \sqrt{3} I_{н}}{U_{н}} = Z \frac{S_{н}}{U_{н}^2}. \quad (7.12)$$

Отсюда

$$Z = Z_{* (н)} \frac{U_{н}}{\sqrt{3} I_{н}} = Z_{* (н)} \frac{U_{н}^2}{S_{н}}.$$

Тогда сопротивление в относительных единицах, приведенное к базисной мощности,

$$Z_{* (6)} = \frac{Z}{Z_6} = Z_{* (н)} \frac{I_6}{I_{н}} \frac{U_{н}}{U_6} = Z_{* (н)} \frac{S_6}{S_{н}} \frac{U_{н}^2}{U_6^2}. \quad (7.13)$$

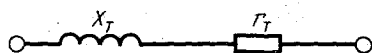
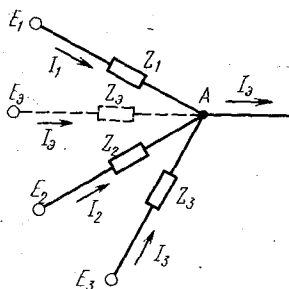


Рис. 7.6. Схема замещения двухобмоточного трансформатора.



Рис. 7.5. Определение эквивалентной электродвижущей силы.

Для преобразования исходных схем и приведения их к простейшей (рис. 7.3) используют общеизвестные методы, которые рассмотрены в дисциплине «Теоретические основы электротехники» и приведены в главе 5 настоящей книги. Однако во всех случаях, рассмотренных в главе 5, предполагалось, что источники питания имеют одинаковые ЭДС, то есть $E_1 = E_2 = E_3$ (рис. 7.5). Тогда эквивалентная ЭДС $E_0 = E_1 = E_2 = E_3$. В более общем случае $E_1 \neq E_2 \neq E_3$. Тогда найти значение E_0 можно следующим образом. На рисунке 7.5 эквивалентная проводимость

$$\frac{1}{Z_0} = \frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3} = Y_0 = Y_1 + Y_2 + Y_3,$$

а эквивалентный ток

$$I_0 = I_1 + I_2 + I_3,$$

откуда

$$\frac{E_0 - U_A}{Z_0} = \frac{E_1 - U_A}{Z_1} + \frac{E_2 - U_A}{Z_2} + \frac{E_3 - U_A}{Z_3}$$

или, преобразуя, имеем:

$$E_0 \frac{1}{Z_0} = U_A \left(\frac{1}{Z_0} - \frac{1}{Z_1} - \frac{1}{Z_2} - \frac{1}{Z_3} \right) + E_1 \frac{1}{Z_1} + E_2 \frac{1}{Z_2} + E_3 \frac{1}{Z_3}.$$

Величина в скобках равна нулю, и тогда эквивалентная ЭДС

$$E_0 = \frac{E_1 \frac{1}{Z_1} + E_2 \frac{1}{Z_2} + E_3 \frac{1}{Z_3}}{\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3}} = \frac{E_1 Y_1 + E_2 Y_2 + E_3 Y_3}{Y_0}. \quad (7.14)$$

В цепи короткого замыкания, кроме генераторов, могут быть элементы только трех видов: трансформаторы, провода воздушных или кабельных линий и реакторы. Сопротивления их определяют следующим образом.

Двухобмоточные трансформаторы имеют простейшую схему замещения (рис. 7.6) без учета тока намагничивания, как это указывалось выше. Общее сопротивление трансформатора в относи-

тельных единицах по отношению к его номинальной мощности составляет:

$$Z_{*(н)} = u_n\%/100, \quad (7.15)$$

где $u_n\%$ — напряжение короткого замыкания трансформатора в процентах.

Поскольку в трансформаторе активное сопротивление r мало по сравнению с индуктивным x , с достаточной степенью приближения можно считать, что

$$x_{*(н)} \approx Z_{*(н)} = u_n\%/100. \quad (7.16)$$

Сопротивление трансформатора в относительных единицах, приведенное к базисной мощности, по уравнению (7.13)

$$x_{*(б)} = x_{*(н)} \frac{S_б}{S_n} \frac{U_n^2}{U_б^2}. \quad (7.17)$$

Индуктивные сопротивления на один километр длины x_0 проводов воздушных линий и кабелей мало зависят от сечений и для воздушных линий при напряжении 0,38 кВ могут быть приняты 0,35 Ом/км, а при напряжениях 6 ... 220 кВ — 0,4 Ом/км. Соответственно для кабелей при напряжениях 6 ... 10 кВ они составляют 0,08 Ом/км и для 35 кВ — 0,12 Ом/км. Активные сопротивления их r_0 можно определять в зависимости от сечения и материала провода.

По уравнению (7.11) общее сопротивление провода воздушной линии или кабеля в относительных единицах, приведенное к базисной мощности,

$$Z_{*(б)} = Z_0 l \frac{S_б}{U_б^2}, \quad (7.18)$$

где l — длина провода.

Реакторами называются катушки без стального сердечника, которые включают последовательно в электрическую сеть для уменьшения тока к. з. Их сопротивление в основном индуктивное, а активной составляющей его пренебрегают. Значение сопротивления реактора обычно дается в относительных единицах (или в процентах) к его номинальной мощности или номинальному току. Эта же величина в относительных единицах, приведенная к базисной мощности, по уравнению (7.13) составит:

$$x_{*(б)} = x_{*(н)} \frac{S_б}{S_n} \frac{U_n^2}{U_б^2} = x_{*(н)} \frac{I_б}{I_n} \frac{U_n}{U_б}. \quad (7.19)$$

7.3. НАЧАЛЬНЫЙ ПЕРИОД КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Из дисциплины «Теоретические основы электротехники» известно, что при включении на постоянное напряжение переменного тока электрической цепи, содержащей последо-

вательное соединение активного сопротивления r и индуктивности с коэффициентом самоиндукции L , справедливо следующее дифференциальное уравнение:

$$u = ir + L \frac{di}{dt},$$

где i и u — мгновенные значения тока и напряжения; t — время с момента включения цепи на напряжение.

Решение этого уравнения дает возможность определить ток в цепи i_K , который и является током короткого замыкания:

$$i_K = \frac{U_{\max}}{Z} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_K) + Ke^{-\frac{r}{L}t} = \\ = I_{\text{п. max}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_K) + Ke^{-\frac{r}{L}t} = i_{\text{п}} + i_{\text{а}}, \quad (7.20)$$

где $U_{\max}$ — максимальное значение приложенного к цепи синусоидального напряжения; Z — сопротивление цепи; $\omega = 2\pi f$ — частота переменного тока; α — угол фазы включения цепи на напряжение u ; $\varphi_K \approx 90^\circ$ — угол сдвига между током к. з. i_K и напряжением u ; K — постоянная, определяемая из начальных условий; e — основание натуральных логарифмов; $I_{\text{п. max}}$ — максимальное значение периодической слагающей тока к. з.

Из формулы (7.20) видно, что ток i_K состоит из двух частей — периодической синусоидальной слагающей $i_{\text{п}}$ и аperiodической затухающей экспоненциальной слагающей $i_{\text{а}}$.

Для определения величины K рассмотрим уравнение (7.20) в момент времени $t = 0$:

$$i_{K0} = i_{\text{но}} = i_{\text{п0}} + i_{\text{а0}} = I_{\text{п. max}} \sin(\alpha - \varphi_K) + K,$$

где $i_{\text{но}}$ — ток нагрузки цепи до короткого замыкания при $t = 0$.

Отсюда постоянная

$$K = i_{\text{а0}} = i_{\text{но}} - i_{\text{п0}}. \quad (7.21)$$

С другой стороны, отношение L/r есть постоянная времени экспоненциальной кривой аperiodической слагающей тока к. з. $T_{\text{а}}$:

$$T_{\text{а}} = L/r = x/(\omega r). \quad (7.22)$$

Окончательное уравнение для мгновенного значения тока к. з. примет вид:

$$i_K = i_{\text{п}} + i_{\text{а}} = I_{\text{п. max}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_K) + i_{\text{а0}} e^{-t/T_{\text{а}}}. \quad (7.23)$$

В начальный период короткого замыкания нас интересует наибольшее возможное значение тока к. з., то есть условия, при которых аperiodическая слагающая $i_{\text{а0}}$ будет максимальной.

Из уравнения (7.21) следует, что аperiodическая слагающая равна абсолютному значению периодической слагающей только при $i_{\text{но}} = 0$, тогда

$$i_{\text{а0}} = -i_{\text{п0}}.$$

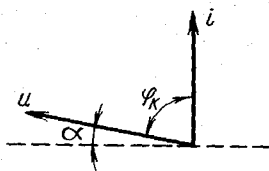


Рис. 7.7. Условия образования наибольшего значения периодической слагающей тока к. з. в начальный момент короткого замыкания.

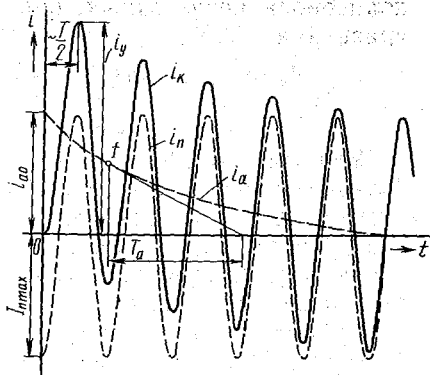


Рис. 7.8. Кривые тока короткого замыкания и его слагающих при наибольшем значении аperiodической слагающей.

Если в цепи есть ток нагрузки, $i_{н0}$ уменьшается на значение этого тока. Следовательно, одним из условий получения наибольшего возможного для данной схемы тока к. з. в начальный период будет отсутствие в замыкающейся цепи нагрузки.

Наибольшее значение периодической слагающей при $t = 0$, очевидно, может быть равным

$$i_{п0} = I_{п. \max}.$$

Как видно из диаграммы, изображенной на рисунке 7.7, это справедливо для $\varphi_k \approx 90^\circ$, если короткое замыкание произошло при прохождении напряжения через нуль, то есть при угле $\alpha = 0$.

В этом случае ток короткого замыкания в момент $t = 0$

$$i_{н0} = I_{п. \max} \sin(-90^\circ) + I_{п. \max} = 0.$$

На рисунке 7.8 показана кривая тока к. з. и его слагающих i_n и i_a при наибольшем возможном в данных условиях значении аperiodической слагающей. Кривая периодической слагающей представляет собой синусоиду с $I_{п. \max} = \text{const}$, так как приложенное напряжение принято постоянным: $U_{\max} = \text{const}$.

Кривая аperiodической слагающей является экспоненциальной затухающей кривой. Постоянная времени T_a есть подкасающаяся этой кривой в любой ее точке (например, в точке f , рис. 7.8).

Кривая тока к. з. получается при сложении значений периодической и аperiodической слагающих в каждый момент времени с учетом их знака. Она асимметрична относительно оси времени. Криволинейной осью симметрии ее является кривая аperiodической слагающей. После полного затухания последней кривая тока к. з. сливается с его периодической слагающей.

Наибольшее мгновенное значение тока к. з. за период короткого замыкания, называемое *ударным током*, наблюдается спустя

полпериода после замыкания, то есть при $t = 0,01$ с. Тогда из уравнения (7.23)

$$\begin{aligned} i_y &= I_{\text{п. max}} \sin(180^\circ + 0 - 90^\circ) + I_{\text{п. max}} e^{-0,01/T_a} = \\ &= I_{\text{п. max}} (1 + e^{-0,01/T_a}) = k_y I_{\text{п. max}}. \end{aligned} \quad (7.24)$$

Ударный коэффициент k_y показывает, насколько ударный ток больше максимального значения периодической слагающей. Значение ударного коэффициента зависит только от значения постоянной времени T_a , которая, в свою очередь, зависит от соотношения коэффициента самоиндукции L и активного сопротивления r рассматриваемой цепи. Отношение L/r теоретически может меняться от нуля, когда коэффициент самоиндукции $L = 0$, до бесконечности, когда активное сопротивление $r = 0$. Ударный коэффициент в этих случаях будет изменяться от единицы до двух. В реальных сетях наибольшее значение ударного коэффициента $k_y = 1,8$.

Для сельских электрических сетей, питающихся от мощных энергетических систем, ударный коэффициент $k_y = 1,8$ следует принимать при коротких замыканиях на шинах низшего напряжения подстанций с высшим напряжением 110 кВ и более. При коротких замыканиях на шинах 35 и 10 кВ подстанций с высшим напряжением 35 кВ $k_y = 1,5$. При коротких замыканиях в сети 10 и 0,38 кВ ударный коэффициент $k_y = 1$.

Для практических расчетов представляет интерес наибольшее действующее значение тока к. з. I_y . Под ним понимается среднеквадратичное значение тока за первый период процесса к. з. Эта величина может быть найдена из уравнения

$$I_y = I_{\text{п}} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}, \quad (7.25)$$

где $I_{\text{п}}$ — действующее значение периодической слагающей тока к. з.

Нетрудно видеть, что если ударный коэффициент изменяется в пределах $1 < k_y < 2$, то отношение наибольшего действующего значения тока к. з. к действующему значению его периодической слагающей находится в пределах

$$1 < \frac{I_y}{I_{\text{п}}} < \sqrt{3}.$$

Все приведенные выше рассуждения относились к случаю, когда напряжение питания в процессе короткого замыкания остается неизменным. Это справедливо для большинства коротких замыканий в сельских сетях, питающихся от мощных энергосистем. Если же короткое замыкание произошло недалеко от электростанции, то вследствие воздействия тока к. з. на синхронный генератор и реакции его обмоток напряжение на его зажимах в процессе короткого замыкания будет изменяться.

Одну фазу обмотки синхронного генератора весьма приближенно можно представить в виде схемы, изображенной на рисунке 7.9.

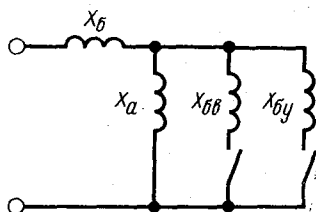


Рис. 7.9. Упрощенная схема одной фазы обмотки синхронного генератора.

В этой схеме даны продольные сопротивления:

x_σ — реактивности рассеяния обмотки статора;

x_a — реактивности реакции обмотки статора;

$x_{\sigma y}$ — реактивности рассеяния обмотки возбуждения;

$x_{\sigma y}$ — реактивности рассеяния успокоительной обмотки.

В первый момент короткого замыкания магнитные потоки возникают во всех обмотках машины. Общее реактивное сопротивление ее может быть определено из схемы, показанной на рисунке 7.9, если замкнуты оба рубильника. Это сопротивление, называемое сверхпереходным, составляет:

$$x''_r = x_\sigma + \frac{1}{\frac{1}{x_a} + \frac{1}{x_{\sigma y}} + \frac{1}{x_{\sigma y}}} \quad (7.26)$$

Очень быстро, в течение сотых долей секунды, магнитный поток в успокоительной обмотке затухает. На схеме это соответствует выключению рубильника в цепи реактивности $x_{\sigma y}$. Тогда сопротивление генератора будет называться переходным и его значение составит:

$$x'_r = x_\sigma + \frac{1}{\frac{1}{x_a} + \frac{1}{x_{\sigma y}}} \quad (7.27)$$

Наконец, спустя 2 ... 5 с затухает магнитный поток и в обмотке возбуждения, машина переходит в стационарный режим и сопротивление ее равно синхронному:

$$x_r = x_\sigma + x_a \quad (7.28)$$

Как видно, сверхпереходное сопротивление синхронного генератора меньше переходного, а это последнее меньше синхронного, то есть

$$x''_r < x'_r < x_r.$$

Так, для турбогенератора мощностью до 50 ... 100 МВ·А это соотношение выглядит следующим образом:

$$0,125 < 0,21 < 1,72.$$

В начальный период короткого замыкания генератор с успокоительными обмотками обладает сверхпереходным сопротивлением и сверхпереходной ЭДС E , метод определения которой изложен

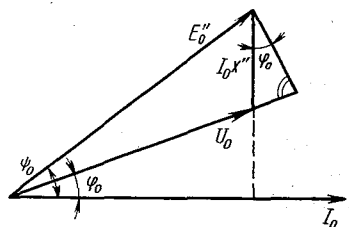


Рис. 7.10. Упрощенная векторная диаграмма синхронного генератора в начале короткого замыкания.

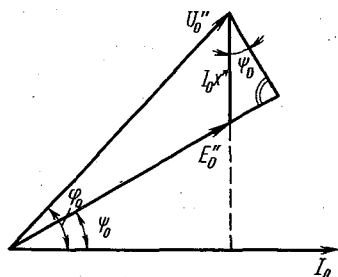


Рис. 7.11. Упрощенная векторная диаграмма асинхронного двигателя в начале короткого замыкания.

ниже. Следовательно, при коротком замыкании в начальный период будет возникать сверхпереходный ток

$$I''_* = \frac{E''_*}{\Sigma x''_*},$$

где $\Sigma x''_*$ — сумма сверхпереходных реактивностей до точки короткого замыкания.

Таким образом, для короткого замыкания вблизи от электростанции будут справедливы все приведенные ранее формулы (7.20) ... (7.25), но в них вместо периодической слагающей тока к. з. I_n должен быть подставлен сверхпереходный ток I'' . Так, например, ударный ток

$$i_y = I''_{\max} k_y = I''_{\max} (1 + e^{-0,01/T_a}). \quad (7.29)$$

Наибольшее действующее значение тока к. з.

$$I_y = I'' \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}. \quad (7.30)$$

Начальное значение сверхпереходной ЭДС генератора можно приближенно определить из векторной диаграммы, приведенной на рисунке 7.10. На этой диаграмме E_0 , U_0 , I_0 , φ_0 — соответственно ЭДС, напряжение, ток и угол сдвига фаз в момент начала короткого замыкания ($t = 0$). Приравняв ЭДС к ее проекции на напряжение, получим:

$$E_0'' \approx U_0 + I_0 x'' \sin \varphi_0. \quad (7.31)$$

Для асинхронных двигателей векторная диаграмма в начале короткого замыкания выглядит, как на рисунке 7.11. Предположив, что углы ψ и φ мало отличаются один от другого, имеем:

$$U_0 = E_0'' + I_0 x'' \sin \varphi_0,$$

откуда

$$E_0'' = U_0 - I_0 x'' \sin \varphi_0. \quad (7.32)$$

Для синхронных турбогенераторов сверхпереходная ЭДС в начале короткого замыкания принимается равной $E_0'' = 1,08$,

а для гидрогенераторов с успокоительными обмотками — $E'_0 = 1,13$.

Асинхронные двигатели обладают сверхпереходным реактивным сопротивлением $x'' = 0,35$. При полной загрузке перед коротким замыканием $I_0 = 1$ и $\cos \varphi_0 = 0,8$ ($\sin \varphi_0 = 0,6$), их сверхпереходная ЭДС

$$E''_0 = 1 - 1 \cdot 0,35 \cdot 0,6 = 0,8.$$

Таким образом, если короткое замыкание произошло вблизи асинхронного двигателя и напряжение сети понизилось более чем до $0,8 U_n$, то в начальный момент к. з. двигатель ведет себя как генератор и посылает к месту к. з. дополнительный ток. На значение ударного тока асинхронные двигатели влияют меньше, так как их ток крайне быстро затухает. В сельских сетях затухание происходит настолько быстро, что влияние асинхронных двигателей можно вообще не учитывать.

7.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ПО РАСЧЕТНЫМ КРИВЫМ

Когда короткое замыкание произошло недалеко от электрической станции, можно определить ток к. з. по расчетным кривым. При этом могут быть получены ток в месте к. з. и остаточное напряжение непосредственно за аварийной ветвью.

В основе метода лежит использование расчетных кривых, которые составлены для простейшей схемы к. з., показанной на рисунке 7.12, а. На рисунке 7.12, б приведена ее схема замещения.

Расчетные кривые представляют собой зависимости периодической слагающей тока к. з. от расчетного сопротивления $x_{\text{расч}} = x'' + x_\Sigma$ для различных моментов времени от нуля до бесконечности. Как следует из рисунка 7.12, генератор предполагается полностью загруженным с коэффициентом мощности 0,8 и вследствие этого при расчете нагрузки не учитывается. Предполагается, что ветвь с эквивалентным сопротивлением x_Σ , на которой происходит к. з., перед замыканием не была нагружена.

На рисунке 7.13 приведены расчетные кривые для турбогенераторов мощностью 50 ... 100 МВ·А с автоматическим регулированием возбуждения (АРВ).

На рисунке 7.14 показаны расчетные кривые для гидрогенераторов мощностью 50 ... 100 МВ·А с АРВ. Для генераторов с успокоительными обмотками расчетное сопротивление $x_{* \text{ расч}}$ нужно увеличить на 0,07 и для $t \leq 0,1$ с пользоваться пунктирными кривыми, а для $t > 0,1$ с — сплошными.

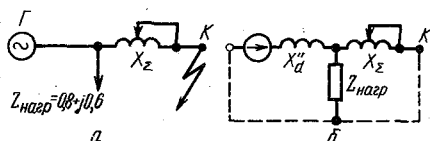


Рис. 7.12. Схема, принятая при построении расчетных кривых.

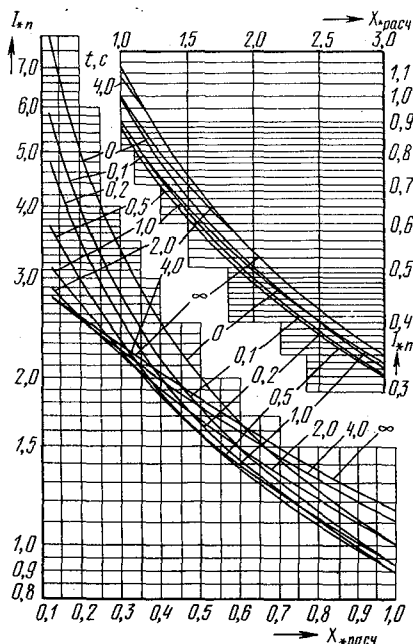


Рис. 7.13. Расчетные кривые для турбогенераторов мощностью 50 ... 100 МВ·А с АРВ.

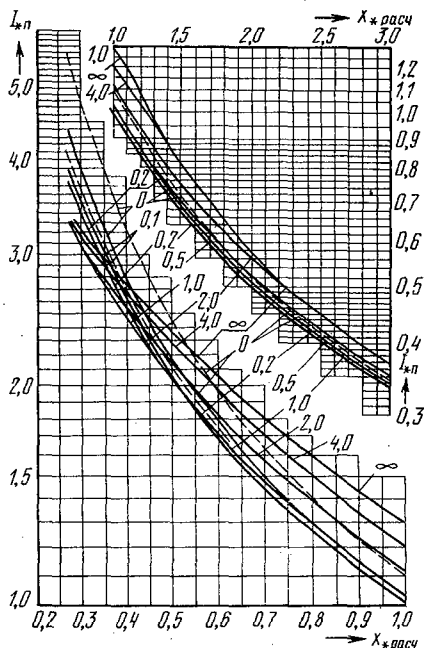


Рис. 7.14. Расчетные кривые для гидрогенераторов мощностью 50 ... 100 МВ·А с АРВ.

При относительно больших расчетных сопротивлениях ($x_{* \text{расч}} > 1$) разница в расчетных кривых для различных типов генераторов становится незначительной, и оказывается возможным построить общие кривые, приведенные на рисунке 7.15.

Для определения тока короткого замыкания по расчетным кривым необходимо найти расчетное сопротивление:

$$x_{* \text{расч}} (б) = x_{*}'' (б) + x_{* \Sigma} (б). \quad (7.33)$$

Это сопротивление приводят к номинальной мощности всех генераторов в схеме:

$$x_{* \text{расч}} (н) = x_{* \text{расч}} (б) \frac{\Sigma S_{\text{н}}}{S_б}. \quad (7.34)$$

Затем по расчетным кривым находят периодическую составляющую тока к. з. в данный момент времени t , выраженную в относительных единицах к суммарному номинальному току генераторов $I_{*п} (н)$. Абсолютное значение тока короткого замыкания для генераторного напряжения

$$I_{\text{п}} = I_{*п} (н) \Sigma I_{\text{н}}. \quad (7.35)$$

Для любой другой ступени схемы сила тока обратно пропорциональна отношению напряжения этой ступени к генераторному.

Если расчетное сопротивление $\chi_{* \text{ расч}}(\text{н}) > 3$, то есть к. з. далеко от станции, то в течение времени к. з. периодическая слагающая тока к. з. практически не изменяется:

$$I''_{\text{н}} \approx I_{\text{пт}} = I_{\text{п}\infty}.$$

В этом случае пользоваться расчетными кривыми нельзя, а ток к. з. определяют по формуле

$$I''_{\text{н}}(\text{н}) = I_{* \text{ пт}}(\text{н}) = I_{* \text{ п}\infty}(\text{н}) = \frac{U_{*}(\text{н})}{\chi_{* \Sigma}(\text{н})} = \frac{1}{\chi_{* \Sigma}(\text{н})}.$$

Для малых генераторов сельских гидростанций мощностью 100 ... 1500 кВ·А проф. М. С. Левиным построены расчетные кривые (рис. 7.16). Для этих генераторов предельное значение расчетного сопротивления $\chi_{* \text{ расч}}$ составляет 2,5.

Если в схеме есть значительное активное сопротивление, расчет ведут приближенно не по индуктивному, а по общему расчетному сопротивлению $Z_{* \text{ расч}}$, которое также приводят к номинальной мощности всех генераторов.

Определение тока к. з. по расчетным кривым, когда все генераторы объединяются в один мощностью, равной сумме их мощностей, называется расчетом по общему изменению. По этому методу нельзя определять ток к. з., если в схеме есть источник энергии неограниченной мощности, то есть с сопротивлением, равным нулю.

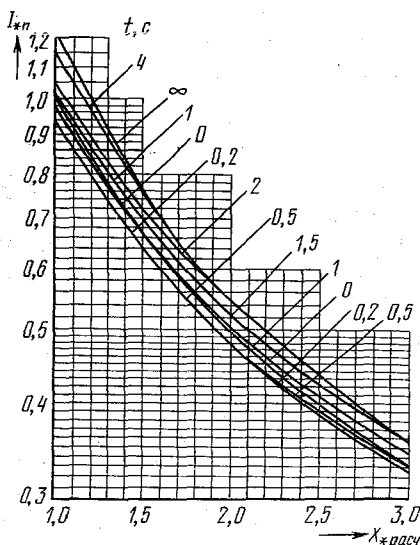


Рис. 7.15. Расчетные кривые для генераторов различных типов мощностью 50 ... 100 МВ·А с АРВ.

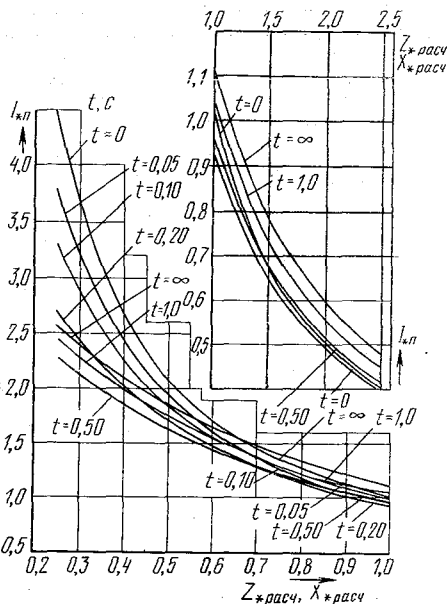


Рис. 7.16. Расчетные кривые для гидрогенераторов сельских гидростанций мощностью 100 ... 1500 кВ·А с АРВ.

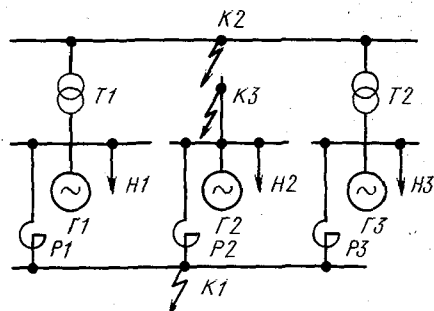
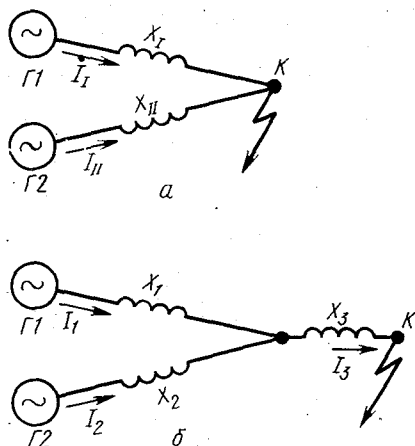


Рис. 7.17. Схема электрической системы.

Рис. 7.18. Два возможных случая преобразования схемы электрической системы.



Расчет по общему изменению дает недопустимую ошибку не только при разных типах источников электроэнергии, но и в том случае, когда точка к. з. находится на разных расстояниях от однотипных генераторов. Пусть на схеме, показанной на рисунке 7.17, три генератора и три точки короткого замыкания. При замыкании в точке $K1$ все три генератора равно удалены от нее и расчет можно вести по общему изменению. С несколько большей ошибкой можно вести расчет и при замыкании в точке $K2$, хотя генератор $G2$ более удален от нее, чем два других. При замыкании же в точке $K3$, то есть на зажимах генератора $G2$, он, конечно, будет находиться в резко отличающихся условиях и расчет по общему изменению даст недопустимо большую ошибку.

В таких случаях расчет ведут по индивидуальному изменению, то есть отдельно для генератора или группы генераторов, находящихся примерно в равных условиях, и полученные величины складывают, что и дает значение тока к. з. в данной точке.

Если после преобразования схема сети примет вид, изображенный на рисунке 7.18, *a*, то, очевидно, ток короткого замыкания в точке K

$$I_K = I_I + I_{II},$$

где I_I и I_{II} — токи, определяемые для группы генераторов одного типа или находящихся примерно в равных условиях по отношению к точке к. з.

Ток к. з. от источника неограниченной мощности (если он есть в сети) можно определить отдельно и прибавить его к токам I_I и I_{II} . Однако во многих случаях преобразования схема сети принимает вид, показанный на рисунке 7.18, *б*, то есть имеет общую ветвь с сопротивлением x_3 . Очевидно, что в этом случае общее сопротивление схемы

$$x_{\Sigma} = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2} + x_3.$$

Заменяем схему рисунка 7.18, б эквивалентной ей схемой по рисунку 7.18, а. Условия эквивалентности будут следующие:

а) суммарное сопротивление схемы остается без изменений, то есть

$$x_{\Sigma} = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2} + x_3 = \frac{x_I x_{II}}{x_I + x_{II}}; \quad (7.36)$$

б) суммарный ток и его распределение по ветвям остаются без изменений:

$$I_I = I_1; \quad I_{II} = I_2. \quad (7.37)$$

Вводим понятие коэффициентов распределения схемы C_I и C_{II} , которые представляют собой токи в ветвях схемы, выраженные в относительных единицах к суммарному току:

$$C_I = \frac{I_1}{I_1 + I_2}; \quad C_{II} = \frac{I_2}{I_1 + I_2}. \quad (7.38)$$

Очевидно, что сумма коэффициентов распределения равна единице.

Коэффициенты распределения ветвей относятся между собой обратно пропорционально значениям их сопротивлений:

$$\frac{C_I}{C_{II}} = \frac{x_2}{x_1} \quad \text{или} \quad \frac{C_I}{1 - C_I} = \frac{x_2}{x_1},$$

откуда

$$C_I = \frac{x_2}{x_1 + x_2}; \quad C_{II} = \frac{x_1}{x_1 + x_2}. \quad (7.39)$$

С другой стороны, для схемы на рисунке 7.18, а можно написать соотношение

$$\frac{C_I}{C_I + C_{II}} = \frac{x_{\Sigma}}{x_1},$$

и так как $C_I + C_{II} = 1$, то

$$x_I = \frac{x_{\Sigma}}{C_I}; \quad x_{II} = \frac{x_{\Sigma}}{C_{II}}. \quad (7.40)$$

Таким образом, нами найдены сопротивления ветвей эквивалентной схемы, определение тока к. з. которой не представляет затруднений.

При использовании расчетных кривых формула (7.34) будет иметь вид:

$$x_{* \text{ расч (п) } I} = \frac{x_{* \text{ расч (б) }} \Sigma S_{\text{п}}}{C_I S_{\text{б}}}.$$

7.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕЛЬСКИХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

Если сельская сеть высокого напряжения питается от сельской электростанции, то сила тока к. з. в ней может быть определена по расчетным кривым (рис. 7.16) для гидроэлек-

тростанций, причем, как правило, необходимо учитывать активное сопротивление проводов линий и, таким образом, находить модульные значения общего сопротивления в цепи к. з. $Z_{\Sigma (н)}$.

Однако почти все сельские сети питаются от мощных государственных энергосистем. В этих случаях сопротивление от генераторов электростанций до точки к. з. в относительных единицах во много раз больше 3. Поэтому расчетными кривыми здесь не пользуются, а определяют значение тока к. з. по закону Ома, то есть

$$I'' = I' = I_{\infty} = I_k = \frac{U}{\sqrt{3} Z_{\Sigma}}, \quad (7.41)$$

где U — напряжение на шинах, к которым присоединена сельская сеть.

В относительных единицах ток к. з.

$$I_{*k(б)} = \frac{1}{Z_{*\Sigma(б)}}. \quad (7.42)$$

Более точно можно определить ток к. з., если известны ток $I_{к.с}$ или мощность $S_{к.с}$ при коротком замыкании в точке присоединения к системе. В этом случае сопротивление системы в именованных единицах может быть определено как

$$x_c = \frac{U}{\sqrt{3} I_{к.с}} = \frac{U^2}{S_{к.с}}, \quad (7.43)$$

а в относительных единицах

$$x_{*c(б)} = \frac{1}{I_{*к.с(б)}} = \frac{1}{S_{*к.с(б)}}. \quad (7.44)$$

Сопротивление системы принимаем чисто индуктивным, так как активное сопротивление ее относительно невелико. Тогда ток к. з. в сельской сети приближенно равен

$$I_{*(б)} \approx \frac{1}{x_{*c(б)} + Z_{*\Sigma(б)}}. \quad (7.45)$$

Если ток к. з. в точке присоединения к энергосистеме неизвестен, то, зная тип выключателя, установленного в этом месте, можно по каталогу узнать его предельно допустимую отключаемую мощность и принять ее с некоторым запасом за мощность к. з. в месте присоединения.

Как уже отмечалось, в сетях, присоединенных к энергосистеме, ток к. з. в значительной степени зависит от сопротивления проводов воздушных линий. Для проводов из цветных металлов необходимо учитывать их активное сопротивление в зависимости от сечения, а затем определять модульное значение общего сопротивления.

В сельских воздушных линиях напряжением выше 1 кВ применяются стальные многопроволочные провода ПС25. В ранее построенных линиях можно встретить многопроволочные стальные провода ПС35 и больших сечений.

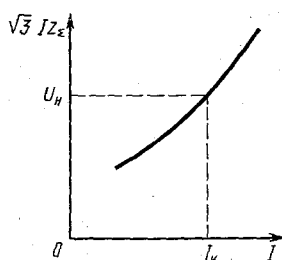


Рис. 7.19. Определение тока короткого замыкания в линии со стальными проводами.

Активные и в особенности внутренние индуктивные сопротивления стальных проводов зависят от силы протекающего по ним тока. В главе 4 на рисунке 4.20 приведены кривые, выражающие эти зависимости. Если мы имеем простейшую схему, когда линия, выполненная стальными проводами, питается от шин с неизменным напряжением $U = \text{const}$, то точно определить ток к. з. можно методом последовательного приближения (итерации). Зададимся значением тока к. з. I_{K1} и по кривым рисунка найдем внутреннее индуктивное x''_{01} и активное r_{01} сопротивления одного километра линии. Внешнее индуктивное сопротивление x'_0 можно принять равным $x'_0 = 0,4$ Ом/км и не зависящим от тока и сечения проводов. Тогда общее индуктивное сопротивление $x_{01} = x'_{01} + x''_{01}$, а ток к. з.

$$I_{K2} = \frac{U}{\sqrt{3} \sqrt{r_{01}^2 + x_{01}^2}} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_{\Sigma 1}}. \quad (7.46)$$

Для этого тока находим r_{02} и x_{02} , определяем I_{K3} и т. д., пока исходное значение тока к. з. и полученное по уравнению (7.46) не совпадут.

Расчет можно выполнить графоаналитическим способом. Для этого задаются различными значениями тока I , определяют для них Z_{Σ} и строят кривую зависимости: $\sqrt{3} I Z_{\Sigma} = f(I)$ (рис. 7.19). Пересечение кривой с ординатой, соответствующей номинальному напряжению сети, дает значение тока к. з. I_K .

Если интересует наибольшее возможное значение тока к. з. в линии со стальными проводами, то можно приближенно принять значения их сопротивлений при рабочем токе. Если нужно знать минимальное возможное значение тока к. з., то, наоборот, следует взять наибольшие значения сопротивлений из кривых рисунка 4.20.

Наконец, для приближенного расчета, когда сопротивление стальных проводов составляет небольшую часть общего сопротив-

7.1. Средние значения активного и внутреннего индуктивного сопротивлений 1 км стальных проводов

Провод	Сопротивления, Ом/км		Провод	Сопротивления, Ом/км	
	r_0	x''_0		r_0	x''_0
ПСО4	13,0	5,6	ПС35	4,5	1,2
ПСО5	11,0	5,6	ПС50	3,4	0,8
Ж6	9,0	4,6	ПС70	2,1	0,5
ПС25	6,2	1,4	ПС95	1,7	0,2

ления сети, рекомендуется принимать средние значения по данным таблицы 7.1.

Как уже указывалось выше, к внутреннему индуктивному сопротивлению x_0'' нужно прибавить внешнее индуктивное сопротивление проводов x_0' , которое может быть принято равным: $x_0' = 0,4 \text{ Ом/км}$.

7.6. НЕСИММЕТРИЧНЫЕ КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ

В электрических сетях чаще всего происходят несимметричные к. з., из которых наибольший интерес представляют двухфазные и однофазные. Последние могут быть в сельских трехфазных сетях напряжением 380/220 В и 110 кВ с заземленной нейтралью, так как в сетях напряжением 6 ... 35 кВ нейтраль изолирована от земли.

Ток несимметричного к. з. можно определить методом симметричных составляющих. При этом методе вычисление токов и напряжений несимметричного к. з. можно заменить вычислением этих величин при некотором фиктивном трехфазном к. з. Поэтому может быть использован весь изложенный выше материал о симметричных к. з.

Пусть для сети известны сопротивления прямой $Z_{\text{пр}}$, обратной $Z_{\text{об}}$ и нулевой Z_0 последовательностей. Тогда падения напряжения в сети разных последовательностей будут следующими:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_{\text{пр}} &= i_{\text{пр}} Z_{\text{пр}}; \\ \Delta \dot{U}_{\text{об}} &= i_{\text{об}} Z_{\text{об}}; \\ \Delta \dot{U}_0 &= i_0 Z_0. \end{aligned} \right\} \quad (7.47)$$

Симметричные составляющие напряжения в месте к. з.:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{\text{к. пр}} &= \dot{E}_{\Sigma} - i_{\text{к. пр}} Z_{\text{пр} \Sigma}; \\ \dot{U}_{\text{к. об}} &= 0 - i_{\text{к. об}} Z_{\text{об} \Sigma}; \\ \dot{U}_{\text{к}0} &= 0 - i_{\text{к}0} Z_{0\Sigma}. \end{aligned} \right\} \quad (7.48)$$

В этой формуле $\dot{E}_{\Sigma}$ — ЭДС генераторов; $i_{\text{к. пр}}$, $i_{\text{к. об}}$, $i_{\text{к}0}$ — симметричные составляющие тока к. з.; $Z_{\text{пр} \Sigma}$, $Z_{\text{об} \Sigma}$, $Z_{0\Sigma}$ — суммарные сопротивления схем различных последовательностей.

При расчете предполагается, что при любом виде к. з. ЭДС генератора симметрична, то есть не имеет составляющих обратной и нулевой последовательностей.

Определяя сопротивления сети различных последовательностей, следует иметь в виду, что сопротивления прямой последовательности $Z_{\text{пр}}$ есть обычные сопротивления элементов сети, ко-

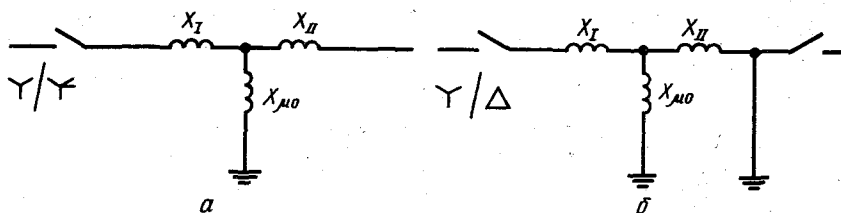


Рис. 7.20. Схемы замещения для токов нулевой последовательности двухобмоточных трансформаторов.

торыми мы пользовались до сих пор; сопротивления обратной последовательности $Z_{об}$ у трансформаторов и проводов равны их сопротивлениям прямой последовательности: $Z_{об} = Z_{пр}$.

У генераторов сопротивление обратной последовательности можно принимать равным следующим значениям:

для машин без успокоительных обмоток

$$x_{об} \approx 1,45 x'_1$$

для машин с успокоительными обмотками

$$x_{об} \approx 1,22 x''.$$

Сопротивления нулевой последовательности у всех элементов сети значительно отличаются от сопротивлений прямой последовательности. У двухобмоточных трансформаторов они зависят от схемы соединения обмоток. Для наиболее распространенных в сельских сетях схем соединений «звезда — звезда с нулем» и «звезда — треугольник» схемы замещения нулевой последовательности для одной фазы приведены на рисунке 7.20.

При соединении «звезда — звезда с нулем» (рис. 7.20, а) сопротивление нулевой последовательности

$$x_0 = x_{II} + x_{\mu 0} = \frac{x_{пр}}{2} + x_{\mu 0}, \quad (7.49)$$

где x_{II} — сопротивление вторичной обмотки; $x_{\mu 0}$ — сопротивление намагничивания нулевой последовательности трансформатора.

В трехфазных трехстержневых трансформаторах, применяющихся в сельских сетях, магнитные потоки нулевой последовательности замыкаются через воздух и кожух трансформатора. Поэтому сопротивления нулевой последовательности $x_{\mu 0}$ меньше, чем прямой последовательности $x_{\mu пр}$. Для стандартных трансформаторов

$$x_{\mu 0 (н)} = 0,3 \dots 1,0.$$

При соединении обмоток трансформатора по схеме «звезда — треугольник» (рис. 7.20, б)

$$x = \infty. \quad (7.50)$$

Для воздушных линий сопротивления нулевой последовательности приведены в таблице 7.2.

7.2. Сопротивление нулевой последовательности 1 км воздушных линий

Воздушная линия	Сопротивление, Ом/км	
	без троса	со стальным тросом
Одноцепная	$3,5x_{\text{пр}}$	$3x_{\text{пр}}$
Двухцепная	$5,5x_{\text{пр}}$	$4,7x_{\text{пр}}$

Для трехжильных кабелей сопротивление нулевой последовательности приближенно может быть принято равным

$$x_0 = (3,5 \dots 4,6) x_{\text{пр}}. \quad (7.51)$$

Наконец, для синхронных генераторов

$$x_0 = (0,15 \dots 0,6) x''. \quad (7.52)$$

В уравнениях (7.48) должны быть известны ЭДС E_{Σ} и суммарные сопротивления схемы для различных последовательностей $Z_{\text{пр } \Sigma}$, $Z_{\text{об } \Sigma}$ и $Z_{0\Sigma}$. Однако этого недостаточно для того, чтобы в общем виде решить систему из трех уравнений, так как в ней шесть неизвестных. Поэтому ее решают для каждого вида к. з., вводя соответствующие этому виду соотношения. В результате получают общее выражение для любого вида к. з., а именно:

$$I_{\text{к}}^{(n)} = m^{(n)} I_{\text{к. пр}}^{(n)} = m^{(n)} \frac{E_{\Sigma}}{Z_{\text{пр } \Sigma} + Z_{\Delta}^{(n)}}. \quad (7.53)$$

В таблице 7.3 приведены значения коэффициентов в уравнении (7.53) при различных видах к. з.

Сопротивление обратной последовательности, как указывалось выше, равно сопротивлению прямой последовательности у всех элементов сети, кроме генераторов. Поэтому если к. з. произошло в сети, питаемой от энергосистемы, то сопротивлением генераторов в общей цепи можно пренебречь и считать, что $Z_{\text{пр } \Sigma} = Z_{\text{об } \Sigma}$.

Тогда отношение тока двухфазного к. з. к току трехфазного к. з. составит:

$$\frac{I_{\text{к}}^2}{I_{\text{к}}^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} E_{\Sigma}}{Z_{\text{пр } \Sigma} + Z_{\text{об } \Sigma}} : \frac{E_{\Sigma}}{Z_{\text{пр } \Sigma}} = \frac{\sqrt{3} Z_{\text{пр } \Sigma}}{Z_{\text{пр } \Sigma} + Z_{\text{об } \Sigma}} = \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,87.$$

7.3. Значения расчетных коэффициентов короткого замыкания

Вид короткого замыкания	Коэффициенты	
	$m^{(n)}$	$Z_{\Delta}^{(n)}$
Трехфазное	1	0
Двухфазное	$\sqrt{3}$	$Z_{\text{об } \Sigma}$
Однофазное	3	$Z_{\text{об } \Sigma} + Z_{0\Sigma}$

Следовательно, в этом случае, зная ток трехфазного к. з., найти ток двухфазного к. з. очень просто по соотношению

$$I_{\text{к}}^{(2)} = 0,87 I_{\text{к}}^{(3)}. \quad (7.54)$$

При тех же условиях отношение тока однофазного к. з. к току трехфазного к. з. можно определить как

$$\frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{I_{\text{к}}^{(3)}} = \frac{3E_{\Sigma}}{Z_{\text{пр } \Sigma} + Z_{\text{об } \Sigma} + Z_{0\Sigma}} : \frac{E_{\Sigma}}{Z_{\text{пр } \Sigma}} = \frac{3}{2 + \frac{Z_{0\Sigma}}{Z_{\text{пр } \Sigma}}}.$$

Следовательно, сила тока однофазного к. з. будет зависеть от сопротивления нулевой последовательности:

$$\left. \begin{array}{ll} \text{при } Z_{0\Sigma} \rightarrow \infty & I_{\text{к}}^{(1)} \rightarrow 0; \\ \text{при } Z_{0\Sigma} > Z_{\text{пр } \Sigma} & I_{\text{к}}^{(1)} < I_{\text{к}}^{(3)}; \\ \text{при } Z_{0\Sigma} = Z_{\text{пр } \Sigma} & I_{\text{к}}^{(1)} = I_{\text{к}}^{(3)}; \\ \text{при } Z_{0\Sigma} \rightarrow 0 & I_{\text{к}}^{(1)} \rightarrow 1,5 I_{\text{к}}^{(3)}. \end{array} \right\} \quad (7.55)$$

Если несимметричное к. з. произошло недалеко от генераторов, то его ток может быть определен по расчетным кривым (рис. 7.13 ... 7.16). При этом для двухфазного к. з. расчетное сопротивление

$$Z_{* \text{ расч}}^{(2)}(n) = Z_{* \text{ пр } \Sigma}(n) + Z_{* \text{ об } \Sigma}(n);$$

а для однофазного к. з. соответственно

$$Z_{* \text{ расч}}^{(1)}(n) = Z_{* \text{ пр } \Sigma}(n) + Z_{* \text{ об } \Sigma}(n) + Z_{* 0\Sigma}(n).$$

Определенные по расчетным кривым значения токов в относительных единицах представляют собой *составляющие прямой последовательности токов к. з.* Для того чтобы получить *полные значения токов к. з.*, нужно найденные составляющие прямой последовательности *умножить на коэффициент $m^{(n)}$* , то есть при двухфазном к. з. на $\sqrt{3}$, а при однофазном на 3.

В сложных схемах коэффициенты распределения определяют из схем прямой последовательности по формулам (7.39).

7.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕЛЬСКИХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 380 В

Сельские электрические сети напряжением 380 В выполняют с глухозаземленной нейтралью. Поэтому в них возможны трехфазные, двухфазные и однофазные к. з.

Токи к. з. при трехфазных и двухфазных замыканиях определяют методами, приведенными выше. Кроме того, нужно нахо-

дить ток к. з. для проверки надежности срабатывания релейной защиты, если она есть, отключающих катушек автоматов и плавких предохранителей. В этом случае, как указывалось выше, необходимо определять наименьшие значения тока к. з. Для сетей напряжением 380/220 В это, как правило, токи однофазных к. з. Ниже изложен порядок определения этих токов. Кроме того, очевидно, что наименьшее значение тока будет при к. з. в наиболее удаленной точке воздушной линии, которую выбирают в качестве расчетной.

Электрическая схема сети в этом случае показана на рисунке 7.21, а, а ее схема замещения — на рисунке 7.21, б. Сопротивлением линии напряжением 10 кВ можно пренебречь и принять $Z_{10} \approx 0$. Тогда ток однофазного к. з.

$$I_k^{(1)} = \frac{3U_\phi}{Z_{пр.т} + Z_{об.т} + Z_{от} + Z_{пр.0,38} + Z_{об.0,38} + Z_{0.0,38}}.$$

Сопротивление петли «фазный провод — нулевой провод»

$$Z_\Pi = \frac{Z_{пр.0,38} + Z_{об.0,38} + Z_{0.0,38}}{3}.$$

Поэтому ток однофазного к. з. может быть определен по приближенной формуле

$$I_k^{(1)} = \frac{3U_\phi}{Z_T + 3Z_\Pi} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_T}{3} + Z_\Pi}, \quad (7.56)$$

где Z_T — полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус.

Значения Z_T зависят от мощности трансформаторов и схемы обмоток: «звезда — звезда с нулем» или «звезда — зигзаг с нулем».

Значения полных сопротивлений трансформаторов току замыкания на корпус приведены в таблице 7.4.

7.4. Полные сопротивления трансформаторов току замыкания на корпус

Тип трансформатора	Мощность, кВ·А	Сопротивления Z_T , приведенные к напряжению 400 В, Ом
ТМ	16	4,62
	25	3,60
	40	2,58
	63	1,63
	100	1,07
	160	0,70
	250	0,43
	400	0,318
	630	0,246
ТМА	100	1,67
ТСМА	100	1,20
ТМФ	400	0,352
	630	0,273

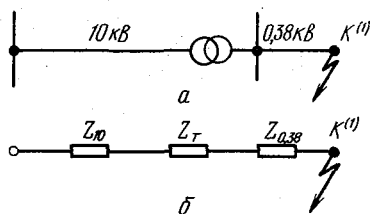


Рис. 7.21. Схемы однофазного короткого замыкания в сети напряжением 380 В.

Индуктивное сопротивление петли «фазный — нулевой провод линии» для проводов из цветных металлов принимают 0,6 Ом/км,

для стальных проводов активное и внутреннее индуктивные сопротивления определяют в зависимости от токов к. з., а внешнее индуктивное сопротивление берут равным 0,6 Ом/км.

Для надежного автоматического отключения аварийного участка ток однофазного к. з. должен не менее чем в 3 раза превышать номинальный ток плавкой вставки предохранителя или расцепителя автомата. Для автоматов, снабженных только электромагнитным расцепителем, этот ток должен составлять не менее 1,4 уставки тока электромагнитного расцепителя автомата. Сопротивления стальных проводов следует брать для этих значений токов. Если фазный и нулевой провода разного сечения, то полное сопротивление петли

$$Z_n = l \sqrt{(r_{0ф} + r_{0н})^2 + (x'_{0ф} + x'_{0н} + 2x'_0)^2}, \quad (7.57)$$

где $r_{0ф}$, $x'_{0ф}$ — сопротивления фазного провода; $r_{0н}$, $x'_{0н}$ — сопротивления нулевого провода.

Когда сечения проводов вдоль линии различны, нужно найти полное сопротивление каждого участка и все результаты сложить.

Если ток к. з. недостаточен для срабатывания защиты, увеличивают сечение проводов либо берут трансформатор большей мощности.

7.8. ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Как уже упоминалось, при напряжениях 0,38 кВ и 110 кВ и выше применяется глухое заземление нейтрали. В сетях с глухим заземлением нейтрали всякое замыкание на землю представляет собой однофазное к. з., и его рассчитывают способами, приведенными в предыдущих параграфах настоящей главы.

В электрических сетях напряжением от 6 до 35 кВ включительно нейтраль изолирована от земли. В таких сетях соединение фазного провода с землей не является коротким замыканием и называется замыканием на землю.

При замыкании на землю, если переходное сопротивление в месте замыкания равно нулю, напряжение поврежденной фазы относительно земли становится равным нулю, а здоровых фаз повышается в $\sqrt{3}$ и становится равным междупазному. Провода воздушной линии обладают емкостью по отношению к земле, и

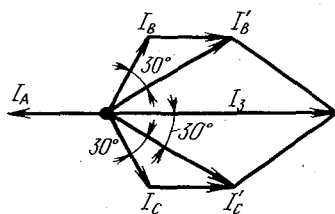
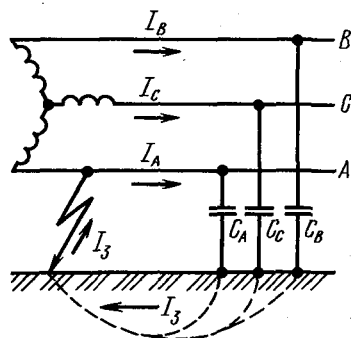


Рис. 7.23. Векторная диаграмма токов при замыкании на землю в трехфазной сети с изолированной нейтралью.

Рис. 7.22. Замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью.

через нее течет емкостный ток замыкания на землю. Сила этого тока невелика, она составляет единицы или десятки ампер, но при некоторых условиях может вызвать отрицательные последствия. Поэтому необходимо уметь определять силу тока замыкания на землю, чтобы оценить возможную опасность от его прохождения в сети.

Пусть имеем трехфазную сеть с изолированной нейтралью (рис. 7.22). Емкости фазных проводов по отношению к земле приблизительно равны: $C_A = C_B = C_C$, тогда токи, протекающие через емкости, также равны ($I_A = I_B = I_C$) и сдвинуты один относительно другого на угол 120° (рис. 7.23). Следовательно, их геометрическая сумма равна нулю и ток в земле отсутствует.

При замыкании на землю, например, фазы A ее напряжение относительно земли станет равным нулю, следовательно, ток также будет равен нулю: $I_A = 0$. В двух других фазах напряжение возрастет в $\sqrt{3}$ раз, а токи I'_B и I'_C определятся как геометрическая сумма токов до замыкания с током I_A . Абсолютное значение тока в фазе B в этом случае

$$I'_B = \sqrt{I_A^2 + I_A I_B + I_B^2} = \sqrt{3} I_A,$$

а в фазе C

$$I'_C = \sqrt{I_A^2 + I_A I_C + I_C^2} = \sqrt{3} I_A.$$

Ток в земле равен геометрической сумме токов в фазах:

$$I_s = I_A + I_B + I_C.$$

Из векторной диаграммы (рис. 7.23) при условии, что $I'_A = 0$, следует:

$$\begin{aligned} I_s &= \sqrt{(I'_B)^2 + I'_B I'_C + (I'_C)^2} = \\ &= \sqrt{(\sqrt{3} I_A)^2 + \sqrt{3} I_A \sqrt{3} I_A + (\sqrt{3} I_A)^2} = 3 I_A = 3 U_{\phi} \omega C_A, \end{aligned} \quad (7.58)$$

где $U_{\text{ф}}$ — номинальное фазное напряжение сети; $\omega = 2\pi f = 2\pi 50 = 314$ — угловая частота переменного тока при $f = 50$ Гц; $C_A = C_B = C_C$ — емкость линии по отношению к земле, $C_A = C_0 l$. Для воздушных линий $C_0 = 5,4 \times 10^{-3}$ мкФ/км, для кабельных $C_0 = (190 \dots 220) 10^{-3}$ мкФ/км.

Если подставить все перечисленные значения емкостей в уравнение (7.58), можно получить простые приближенные формулы для определения тока замыкания на землю в сетях напряжением 6 ... 35 кВ с изолированной нейтралью.

Для воздушных сетей

$$I_z = UI/350, \quad (7.59)$$

для кабельных сетей

$$I_z = UI/(10 \dots 12). \quad (7.60)$$

В этих формулах U — линейное напряжение, кВ; l — общая длина всех электрически соединенных линий для данного напряжения, км; I_z — ток, А.

Сила тока замыкания на землю не должна превосходить следующих значений:

Напряжение, кВ	Ток замыкания на землю, А
6	30
10	20
20	15
35	10

В электрических сетях напряжением 6 ... 35 кВ, имеющих железобетонные или металлические опоры, ток замыкания на землю во всех случаях не должен превышать 10 А.

Если ток замыкания на землю не превышает указанных значений, то при замыкании фазы на землю нет необходимости немедленно отключать линию, и она может работать до тех пор, пока не будет найден и отключен для ремонта поврежденный участок. Обычно это рекомендуется выполнить в течение не более двух часов.

При токах, больших приведенных выше значений, в месте замыкания на землю может возникнуть устойчивая перемежающаяся дуга. Эта дуга загорается и гаснет с частотой, равной рабочей частоте тока в установке или превышающей ее. В связи с этим в сети возникают перенапряжения, которые могут достигать трех-, четырехкратных значений номинального напряжения, что представляет опасность для изоляции, особенно при напряжении 35 кВ.

Кроме того, от термического действия дуги в месте замыкания возрастает опасность повреждения изоляции, разрушения железобетонных и возгорания деревянных опор. Вследствие этого увеличивается вероятность перехода дуги замыкания на землю в короткое замыкание между фазами, особенно в кабельных сетях.

Для уменьшения тока замыкания на землю, который является емкостным, между нейтралью трансформатора и землей включают индуктивную катушку, называемую дугогасительной. Индуктив-

ный ток катушки может полностью компенсировать и даже перекомпенсировать емкостный ток замыкания на землю. Электрические сети, нейтраль которых соединена с землей через индуктивную дугогасительную катушку, называются *компенсированными*.

Воздушные сельские сети при напряжении 35 кВ в отдельных случаях необходимо компенсировать, а при напряжениях 6 ... 20 кВ, как правило, не нужно.

В кабельных сетях ток замыкания на землю в 30 ... 35 раз больше, чем в воздушных при той же длине, поэтому кабельные сети часто приходится компенсировать дугогасительными катушками при напряжениях даже 6 кВ и тем более при напряжениях 10 кВ и выше.

Глава 8. ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ И ЗАЩИТА ОТ НИХ

При нормальных режимах напряжение в электрических установках близко к номинальному и не превосходит его более чем на 10 %. Однако возможны кратковременные повышения напряжения, которые называются перенапряжениями. В зависимости от причины возникновения они разделяются на коммутационные и атмосферные. Следствием их может быть пробой изоляции электроустановок с последующим коротким замыканием и отключением электроприемников. В связи с этим изучение перенапряжений и способов защиты от них — важная задача дисциплины электроснабжения сельского хозяйства.

8.1. ПОНЯТИЕ О ГРОЗЕ И АТМОСФЕРНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯХ

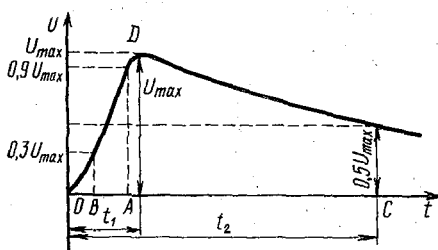
Коммутационные перенапряжения в сельских сетях напряжением до 110 кВ не представляют существенной опасности для правильно выбранной изоляции электроустановок и поэтому здесь не рассматриваются. Основной вид перенапряжений, от которых надлежит защищать сельские электроустановки, есть перенапряжения, вызываемые атмосферными явлениями, и в первую очередь грозой.

Причиной грозы является грозовое облако, которое образуется из мельчайших капель воды — водяной пыли. Восходящими воздушными потоками водяная пыль поднимается в верхние слои атмосферы и образует облака. По пути капли электризуются вследствие трения о воздух, и нижняя часть облака заряжается отрицательно. В свою очередь, земля как вторая обкладка своеобразного огромного конденсатора получает положительный заряд. Напряженность электрического поля между грозовым облаком и землей в среднем составляет 10 кВ/м, однако в местах, где на земле имеются остроконечные предметы, напряженность увеличивается и может даже наблюдаться свечение из-за так называемого коронного разряда.

Если напряженность электрического поля превысит электрическую прочность воздуха 25 ... 30 кВ/см, то создаются условия для образования молнии. Существуют различные разновидности молний: линейная, шаровая, четочная. С точки зрения возможных повреждений электроустановок интерес представляет линейная молния между облаком и землей.

Примерно 50 % линейных молний состоит из 3 ... 4 повторных разрядов и более — до 40. Интервалы между разрядами состав-

Рис. 8.1. Зависимость напряжения от времени при атмосферном перенапряжении.



ляют от тысячных до сотых долей секунды. Первый разряд обычно самый сильный. Каждый разряд состоит из предразрядного процесса и собственно разряда. Предразрядный процесс представляет собой ступенчатый пробой воздуха, называемый лидером, движущимся ступенями по 50 ... 100 м с остановкой на 10 ... 100 мкс. Скорость продвижения лидера порядка 1000 км/с. Когда лидер достигает земли или встречного лидера от земли к облаку, по образовавшемуся каналу устремляется главный разряд со скоростью 50 ... 150 тыс. км/с.

Длина линейной молнии, представляющей собой огромную искру, составляет обычно сотни и тысячи метров, а между облаками — даже десятки километров.

Ток молнии стремительно возрастает до 30 ... 40 кА. Зарегистрированы молнии с силой тока сотни килоампер, но они бывают редко и учитываются только при защите особо ответственных объектов.

Во время разряда температура канала в воздухе достигает 20 000 °С. При этом воздух быстро расширяется и как бы взрывается, что вызывает ослепительный световой импульс и раскаты грома.

Кривая зависимости $U = f(t)$ разряда молнии имеет форму аperiodического импульса или волны напряжения (рис. 8.1). За время t_1 оно быстро возрастает до максимума $U_{\max}$, который называется *амплитудой перенапряжения*, а затем относительно медленно уменьшается. Время t_1 , за которое напряжение молнии возрастает от нуля до амплитудного значения, называется *фронтом волны*. Время t_2 от начала процесса до снижения напряжения, равного 50 % амплитуды на спадающей части импульса или волны, называют *длиной волны*. Для усредненной характеристики импульса или волны молнии определяют $t_1 = 1,67 \text{ BA}$ (рис. 8.1), а $t_2 = 0,5$, причем прямую OD проводят через точки на кривой импульса, равные $0,30 U_{\max}$ и $0,90 U_{\max}$. Фронт волны составляет $t_1 = 1,2 \text{ мкс}$ и длина волны $t_2 = 50 \text{ мкс}$.

Максимальное напряжение линейной молнии составляет сотни тысяч и даже миллионы вольт, то есть мощность ее огромна, однако, вследствие того что длительность действия молнии ничтожно мала (десятки микросекунд), количество выделяемой энергии незначительно. Суммарный заряд, переносимый молнией, обычно составляет 20 ... 100 кулон.

Грозы — явление крайне распространенное. Поскольку они носят главным образом тепловой характер, число грозовых часов

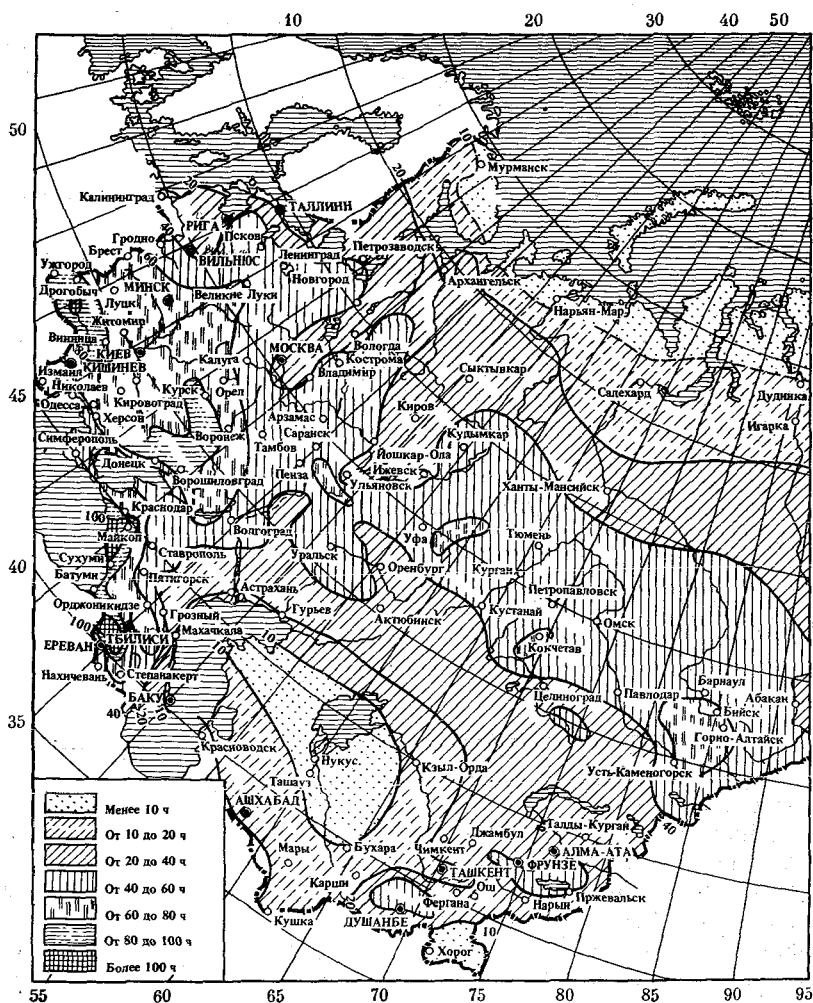


Рис. 8.2. Карта среднегодовой продолжительности гроз для части территории Советского Союза из ПУЭ.

в году по продвижении к северу, как правило, уменьшается. На рисунке 8.2 помещена карта части территории Советского Союза по среднегодовой продолжительности гроз в часах. Из этой карты видно, что при общей тенденции к увеличению числа грозовых часов в году к югу есть отклонения от этого правила. Так, в Средней Азии грозовая активность такая же, как на Крайнем Севере СССР.

В средней полосе сезон грозовой деятельности начинается в мае, а кончается в октябре. Зимние грозы крайне редки.

Наиболее тяжелые последствия бывают при прямом ударе молнии в поражаемый объект. Это прежде всего воздействие амплитуды волны перенапряжения, которая достигает миллионов вольт и практически пробивает любую изоляцию. Кроме того, молния расщепляет деревянные стойки и траверсы опор линий электропередачи, разрушает каменные и кирпичные постройки, вызывает пожары и т. п.

Электростатическое и электромагнитное поля, связанные с главным разрядом молнии, индуцируют напряжения на проводах линий, проходящих вблизи места удара, достигающие сотен тысяч вольт. Этот индуцированный импульс или волна распространяется со скоростью, близкой к скорости света, по всем электрически связанным линиям и вызывает повреждения в местах с наиболее слабой изоляцией, иногда за несколько километров от места удара молнии.

Рассмотрим характер движения волны по проводам линии, имеющим только емкостное и индуктивное сопротивление, причем волна имеет прямоугольную форму, то есть фронт волны равен нулю, а длина равна бесконечности.

В этом идеализированном случае скорость движения волны по проводам без активных сопротивлений

$$v = 1/\sqrt{L_0 C_0}, \quad (8.1)$$

где L_0 и C_0 — индуктивность и емкость линии на 1 км длины.

Скорость движения волны по воздушным линиям передачи близка к скорости света и составляет около 300 тыс. км/с, или 300 м/мкс. В кабельных линиях эта скорость в два раза ниже и составляет 150 ... 160 м/мкс.

Волна напряжения, движущаяся по проводу, сопровождается такой же по форме волной тока. В каждый момент времени они связаны между собой величиной, которая называется волновым сопротивлением линии:

$$U_1/I_1 = Z_{в1}; \quad (8.2)$$

$$Z_{в1} = \sqrt{L_0/C_0}. \quad (8.3)$$

Воздушные линии имеют волновое сопротивление порядка 400 Ом, а кабельные — 3 ... 40 Ом.

Если волна напряжения U_1 , двигаясь по линии с волновым сопротивлением $Z_{в1}$ (рис. 8.3), подходит к точке А, где волновое сопротивление линии меняется на сопротивление $Z_{в2}$, то ее называют *падающей волной*. При переходе через точку А ее электромагнитное поле изменяется, часть энергии направляется обратно в линию с волновым сопротивлением $Z_{в1}$, а другая часть проникает в линию с сопротивлением $Z_{в2}$. Таким образом, падающая волна U_1 разделяется на две волны — *преломленную* U'_1 , которая

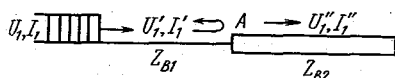


Рис. 8.3. Переход волны из линии с одним волновым сопротивлением в линию с другим волновым сопротивлением.

движется в том же направлении, и *отраженную* U_1' , движущуюся в обратном направлении. Для точки A можно написать равенство:

$$U_1 + U_1' = U_1''. \quad (8.4)$$

Такое же равенство справедливо для волны тока:

$$I_1 + I_1' = I_1''. \quad (8.5)$$

Кроме того, для всех трех волн можно написать соотношения:

$$U_1 = I_1 Z_1; \quad U_1' = -I_1' Z_1; \quad U_1'' = I_1'' Z_2. \quad (8.6)$$

Знак минус у отраженной волны тока U_1' указывает на то, что при одинаковом направлении электрических полей падающей и отраженной волн их магнитные поля имеют различные знаки в связи с противоположными направлениями движения этих волн:

$$U_1 - U_1' = I_1 Z_1 + I_1' Z_1 = (I_1 + I_1' Z_1) Z_1 = I_1'' Z_1 = U_1'' \frac{Z_1}{Z_2}. \quad (8.7)$$

Складывая уравнения (8.7) и (8.4), получаем:

$$U_1'' = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2} U_1 = \alpha U_1, \quad (8.8)$$

где $\alpha = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2}$ — коэффициент преломления.

Подставляя найденное значение U_1'' в уравнение (8.4), имеем:

$$U_1' = -U_1 + U_1'' = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} U_1 = \beta U_1, \quad (8.9)$$

где $\beta = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2}$ — коэффициент отражения.

Соответственно можно получить для токов:

$$I_1' = -\beta I_1 = -\beta \frac{U_1}{Z_1}; \quad I_1'' = \alpha I_1 \frac{Z_1}{Z_2}. \quad (8.10)$$

Рассмотрим некоторые крайние случаи.

1. Пусть линия замкнута в конце накоротко, то есть $Z_2 = 0$. Тогда коэффициент преломления $\alpha = 0$, коэффициент отражения $\beta = -1$, то есть волна напряжения отражается полностью, меняя только свой знак. Преломленная волна напряжения отсутствует. Следует отметить, что при огромных скоростях нарастания импульса перенапряжения он ведет себя как сверхвысокая частота, поэтому значение емкостного сопротивления $x_C = 1/(\omega C)$ становится ничтожно малым и, следовательно, включенный в конце линии конденсатор резко снижает амплитуду волны.

2. Пусть линия разомкнута в конце, то есть $Z_2 = \infty$. В этом случае $\alpha = 2$, $\beta = 1$. Напряжение на конце линии равно удвоен-

ному напряжению падающей волны, а напряжение отраженной волны равно напряжению падающей волны. По изложенным выше соображениям, включенное в конце линии индуктивное сопротивление $x_L = \omega L$ весьма велико и в пределе удваивает значение перенапряжения падающей волны. Поскольку в конце линий электропередачи обычно включена обмотка трансформатора с большой индуктивностью, необходимо учитывать возможность значительного (в 2 раза) увеличения амплитуды падающей волны и обеспечивать надлежащую защиту обмотки трансформатора от пробоя ее изоляции.

В реальных линиях с импульсом обычной формы (см. рис. 8.1) и при наличии активного сопротивления и особенно активных потерь энергии импульса на корону, то есть на излучение в окружающий воздух, приведенные выше коэффициенты преломления и отражения, а также амплитуда падающей волны могут быть гораздо ниже приведенных в настоящем изложении и должны определяться для конкретных условий.

Волновые процессы в обмотках трансформаторов и вращающихся машин отличаются от процессов в линиях электропередачи значительной сложностью. Поэтому в большинстве случаев их определяют экспериментально и часто оценивают только качественно.

8.2. ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Наиболее опасный вид поражения от атмосферных перенапряжений — это прямой удар молнии в объект. Ток молнии I_m , протекая через заземленный объект с сопротивлением заземления R_z , создает на нем падение напряжения $U_z = I_m R_z$. Вследствие больших значений тока молнии это напряжение может достигать сотен тысяч и миллионов вольт, следовательно, изоляция установки неизбежно будет нарушена.

В связи с этим защита от прямых ударов молнии основана на том, что направление лидера молнии наиболее вероятно к объекту, на котором имеется максимальное значение напряженности электрического поля. В качестве объектов сооружают возвышенные молниеотводы, которые принимают на себя лидер и главный разряд молнии.

Правильный выбор расположения молниеотводов позволяет практически исключить попадание молнии в защищаемый объект. Чтобы при этом напряжение на молниеотводе не превышало допустимого предела и не возникали условия для повреждения изоляции защищаемого объекта, молниеотводы должны быть заземлены через малое сопротивление.

Для защиты объектов небольшой протяженности (здания, открытые подстанции) применяют стержневые молниеотводы. Стержневой молниеотвод представляет собой высокую деревянную или

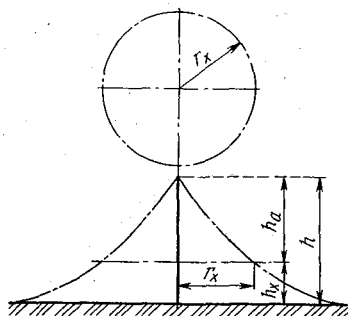


Рис. 8.4. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой до 60 м:

h — высота молниеотвода; h_x — высота точки на границе защищаемой зоны; $h_a = h - h_x$ — активная высота молниеотвода; r_x — радиус защиты на высоте h_x .

стальную мачту, вертикально закрепляемую в земле. На вершугу мачты укрепляют молниеприемник, который представляет собой стальную стержень, трубу или угловую сталь площадью сечения не менее 100 мм^2 . Он должен быть выше мачты не менее чем на 15 см и не более чем на 2 м. Молниеприемник соединен с токоотводом, в качестве которого применяют стальную проволоку диаметром не менее 6 мм. Токоотвод проходит вниз вдоль мачты и соединяется с заземлением из стержней или уголкового стали, сопротивление растеканию которого не должно превышать 15 ... 20 Ом. Заземление следует располагать не ближе чем на 0,5 ... 0,8 м от фундаментов зданий, а у животноводческих помещений — не ближе 4,5 м от их стен. Протяженные объекты (линии электропередачи, крупные подстанции) более целесообразно защищать от прямых ударов молнии заземленными тросами, натянутыми над защищаемым объектом. Следует отметить, что линии напряжением до 35 кВ включительно, а на деревянных опорах и 110 кВ защищать от прямых ударов молнии не рекомендуется по экономическим соображениям.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой до 60 м показана на рисунке 8.4. Размеры зоны определяются соотношением

$$\frac{r_x}{h_a} = \frac{1,6P}{1 + h_x}, \quad (8.11)$$

где $P = 1$ при $h \leq 30$ м и $P = 5,5/\sqrt{h}$ при высоте $h > 30$ м.

Вследствие вероятностного характера прорывов молнии выполнение молниезащиты, полностью исключающей поражение защищаемых объектов, не всегда целесообразно, а в ряде случаев вообще технически неосуществимо. Оптимальную надежность, то есть высоту молниеотвода, определяют на основе сопоставления стоимости молниезащиты с возможным ущербом от поражения молнией, учитывая при этом недоотпуск электроэнергии за время ликвидации повреждений.

Для открытых распределительных устройств станций и подстанций, в том числе сельских, принимают зоны защиты с вероятностью прорыва не более 10^{-2} , то есть не более одного удара молнии из ста может поразить защищаемый объект. При этом вводы аппаратов и шинопроводы должны находиться по возможности

в глубине зоны защиты, так как поражение их молнией представляет наибольшую опасность.

Надежность молниезащиты характеризуется числом β прорывов молнии в год на защищаемый объект или числом $m = 1/\beta$ лет, на которое ожидается прорыв молнии в зону защиты:

$$\beta = \psi N,$$

где ψ — вероятность прорыва в зону защиты (10^{-2} или 10^{-3} соответственно значению объекта); N — суммарное число ударов в молниеотвод и защищаемый объект.

Ожидаемое число ударов молнии в год в одиночный возвышающийся объект, в том числе стержневой молниеотвод высотой h (м)

$$N = nT\pi R^2 \cdot 10^{-6}, \quad (8.12)$$

где $n = 0,06$ — число ударов молнии в землю площадью 1 км^2 за 1 ч грозы, $1 \text{ (км}^2 \cdot \text{ч)}$; T — средняя интенсивность грозовой деятельности для данной местности; $R = 3,5h$ — эквивалентный радиус окружности, описывающий площадь, с которой молниеотвод «собирает» молнии, м.

Число ударов молнии в группу возвышающихся сооружений (в том числе молниеотводов)

$$N = nTS \cdot 10^{-6}, \quad (8.13)$$

где S — площадь, ограниченная дугами окружности, описанными радиусом R вокруг каждого молниеотвода, а для сооружения длиной l (м), шириной m (м) и высотой h' (м)

$$S = (l + 7h')(m + 7h'). \quad (8.14)$$

Покажем это на числовом примере. Пусть имеется трансформаторная подстанция размерами $l = 80 \text{ м}$, $m = 60 \text{ м}$ и $h' = 12 \text{ м}$. Тогда число поражений подстанции в районе с $n = 60$ грозовых часов в году составит:

$$N = 60 \cdot 0,06 (80 + 7 \cdot 12) (60 + 7 \cdot 12) 10^{-6} = \\ = 0,085 \text{ 1/год,}$$

или один удар в $11,8$ лет, что, конечно, недопустимо. При наличии защиты стержневыми молниеотводами с вероятностью прорыва не более 10^{-2} поражение возможно лишь один раз в 118 лет, то есть в период, значительно больший срока службы подстанции.

Если одиночный стержневой молниеотвод не обеспечивает охвата всей защищаемой зоны либо требуется слишком высокий молниеотвод, число молниеотводов следует увеличить. Зона защиты двух стержневых молниеотводов (двойной молниеотвод) показана на рисунке 8.5.

Внешнюю зону защиты этих молниеотводов строят так же, как и одиночных, пользуясь формулой (8.11). Наименьшую ширину зоны защиты между молниеотводами на уровне h_0 определяют по кривым, приведенным на рисунке 8.6.

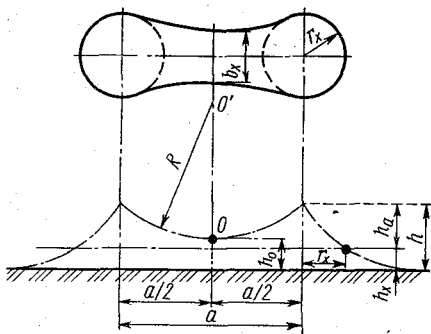


Рис. 8.5. Зоны защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты до 60 м:

a — расстояние между молниеотводами; b_x — наименьшая ширина зоны защиты на уровне h_x ; r_x — радиус зоны защиты одиночного молниеотвода; R — радиус окружности, проходящий через вершины молниеотводов и точку O , находящуюся на уровне h_0 .

Наименьшая высота зоны защиты для молниеотводов высотой до 30 м составляет:

$$h_0 = h - a/7. \quad (8.15)$$

Зона защиты трех и более стержневых молниеотводов значительно превышает сумму зон защиты одиночных молниеотводов. Построения горизонтальных сечений зоны защиты на уровне h_x показаны на рисунках 8.7 и 8.8 на примере трех- и четырехстержневых молниеотводов. Размеры $b_x/2$ определяют по кривым (рис. 8.6) в зависимости от a/h_a и высоты молниеотвода. Радиус защиты r_x определяют так же, как для одиночного молниеотвода.

Необходимое условие защищенности всей площади на уровне h_a для молниеотводов высотой до 30 м можно записать так: $D \leq 8h_a$ (см. рис. 8.7 и 8.8).

Для защиты протяженных объектов, главным образом проводов воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше, применяют тросовые молниеотводы, которые представляют собой стальные тросы, проложенные на тех же опорах выше основных проводов.

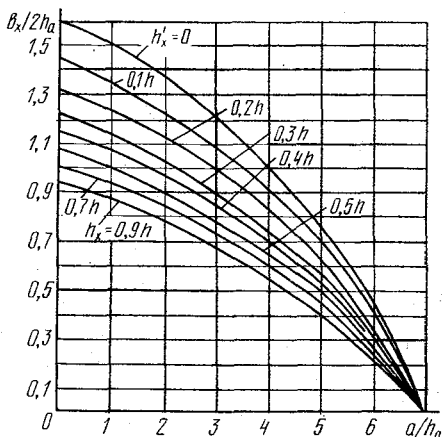


Рис. 8.6. Значения наименьшей ширины зоны защиты в двух стержневых молниеотводах высотой до 30 м для $a/h_a = 0 \dots 7$.

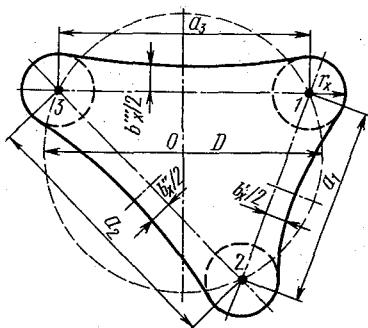
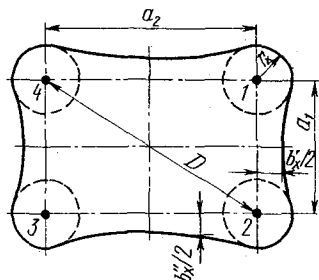


Рис. 8.7. Зона защиты трех стержневых молниеотводов (1, 2, 3) одинаковой высоты на уровне h_x .

Рис. 8.8. Зона защиты четырех стержневых молниеотводов (1, 2, 3, 4) одинаковой высоты на уровне h_x .



Зона защиты одиночного тросового молниеотвода высотой до 30 м — горизонтально подвешенного троса — имеет форму, показанную на рисунке 8.9. Зона защиты на уровне h_x ограничивается двумя параллельными тросу линиями, расположенными на расстоянии r_x от вертикальной плоскости, пересекающей молниеотвод. Это расстояние r_x , условно называемое по аналогии с одиночным стержневым молниеотводом радиусом защиты, для $h < 30$ м определяют по формуле

$$\frac{r_x}{h_a} = K_1 / (1 + h_x/h). \quad (8.16)$$

Значение K_1 зависит от допустимой вероятности прорыва молнии в зону защиты. Для защиты с вероятностью прорыва молнии не более 10^{-2} $K_1 = 1,21$, а с вероятностью прорыва не более 10^{-3} $K_1 = 0,6$.

Построение зоны защиты двух параллельных тросовых молниеотводов высотой до 30 м показано на рисунке 8.10. Внешние области зон защиты определяются как для одиночного тросового молниеотвода. Вертикальное сечение зоны защиты между двумя тросовыми молниеотводами ограничивается дугой окружности, проходящей через молниеотводы и среднюю точку между молниеотводами O , находящуюся на высоте

$$h_0 = h - a/K_3. \quad (8.17)$$

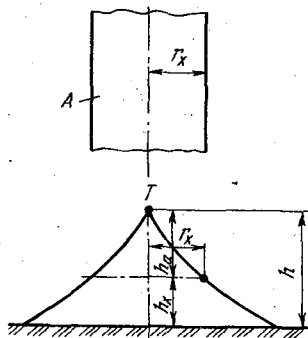


Рис. 8.9. Зона защиты одиночного тросового молниеотвода высотой до 30 м:

A — горизонтальное сечение зоны защиты на уровне h_x ; T — трос.

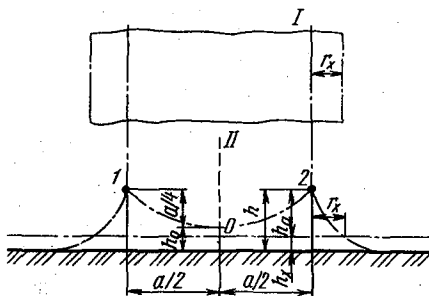


Рис. 8.10. Зона защиты двух тросовых молниеотводов (1, 2) высотой до 30 м:

I — горизонтальное сечение на уровне h_x ; II — вертикальное сечение зоны защиты.

Значение K_3 зависит от принятой вероятности прорыва молнии в зону защиты. Для зоны с вероятностью прорыва не более 10^{-2} $K_3 = 5$, для зоны с вероятностью прорыва не более 10^{-3} $K_3 = 3$.

Для защиты объекта между двумя тросами необходимо соблюсти условие $h_a = h - h_x \geq a/K_3$, определяющее превышение молниеотвода над защищаемым объектом.

Число ударов молнии в год в протяженный объект, в том числе тросовый молниеотвод высотой h и длиной l (м), в соответствии с формулой (8.13) составляет:

$$N = 2nTlR10^{-6}, \quad (8.18)$$

где $R = 3,5 h$.

8.3. ЗАЩИТА ОТ НАВЕДЕННЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Как уже указывалось выше, наведенные перенапряжения возникают вследствие электростатической и электромагнитной индукции главным образом в проводах линий электропередачи при ударе молнии в близко расположенные объекты. Они значительно более часты, чем прямые удары молнии. Перенапряжения при этом меньше, но все же достигают десятков и сотен тысяч вольт. При этом их воздействию подвергаются практически все объекты, электрически связанные в данной установке.

Качество изоляции электрооборудования характеризуется вольт-секундными характеристиками I (рис. 8.11), то есть зависимостью значения пробивного напряжения от времени. По оси абсцисс откладывается время в микросекундах, а по оси ординат — амплитуда импульса или волны перенапряжения (кВ или тыс. кВ), при котором происходит разрушение — пробой изоляции объекта. Такие характеристики снимают в лабораториях, где импульсы, аналогичные импульсам молнии, получают от специальных генераторов импульсов напряжения. Импульсы имеют форму, показанную на рисунке 8.1. Поскольку длительность импульса молнии измеряется микросекундами, для определения времени пробоя используют безынерционные приборы — катодные осциллографы. Испытательное напряжение внешней изоляции, то есть устройств, работающих на открытом воздухе, намного превосходит номинальное, но, конечно, значительно ниже напряжения молнии. Например, изоляция понижающего трансформатора с напряжением

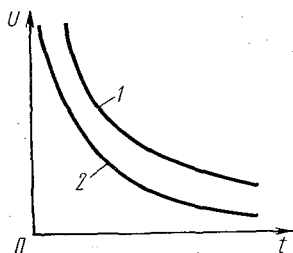


Рис. 8.11. Вольт-секундные характеристики:
1 — защищаемого объекта; 2 — разрядника.

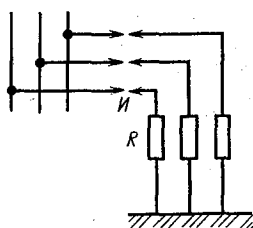


Рис. 8.12. Принципиальная схема грозозащитного аппарата.

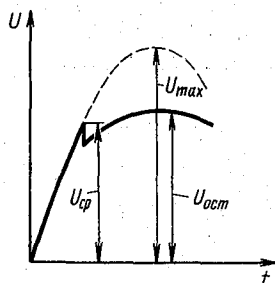


Рис. 8.13. Кривая напряжения при срабатывании разрядника (пунктиром показана кривая напряжения при отсутствии разрядника).

10 кВ должна выдерживать полную волну напряжения с амплитудой 75 кВ, а срезанная волна, при которой происходит пробой изоляции, должна иметь высоту не менее 90 кВ.

От наведенных перенапряжений установки защищают при помощи грозозащитных аппаратов — разрядников. Принципиальная схема разрядника показана на рисунке 8.12. Разрядник состоит из воздушных искровых промежутков I , включенных на каждую фазу и соединенных с землей непосредственно или через добавочное, рабочее сопротивление R .

Размеры искровых промежутков подбирают так, что вольт-секундная характеристика разрядника 2 (рис. 8.11) проходит ниже вольт-секундной характеристики защищаемого объекта. Вследствие этого пробой искрового промежутка и разряд импульса в землю происходят ранее достижения амплитуды импульса, то есть при значении напряжения, меньшем, чем пробивное напряжение защищаемого объекта. На рисунке 8.13 показана кривая напряжения при срабатывании разрядника. Как видно, напряжение импульса не достигает своего амплитудного значения, и, следовательно, если разрядник подобран правильно, защищаемый объект не будет поврежден.

Кроме того, задача разрядника заключается в том, чтобы погасить электрическую дугу, возникшую в искровых промежутках под воздействием рабочего напряжения установки. Дело в том, что волна перенапряжения обычно движется по всем трем фазным проводам и уходит в землю через все три искровых промежутка. Воздух промежутков за это время ионизируется, становится проводящим, и уже через них начинает идти ток к з. от рабочего напряжения, образующий электрическую дугу. Если дуга не будет своевременно погашена, то сработает релейная защита и установка отключится, что крайне нежелательно.

Простейший грозозащитный аппарат — это так называемый *роговой разрядник*, или *основной воздушный искровой промежуток*. Выполняют его из трех пар стержней из круглой стали диаметром 10 ... 12 мм, изогнутых в виде рогов (рис. 8.14).

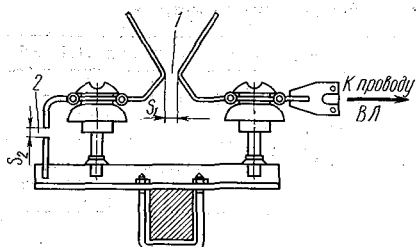
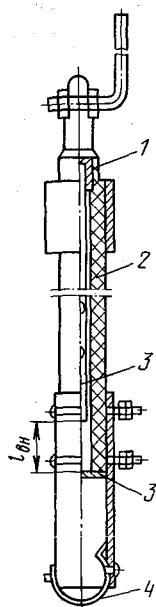


Рис. 8.14. Основной искровой промежуток.

Рис. 8.15. Трубчатый разрядник:

1 — металлический колпачок; 2 — трубка из газогенерирующего диэлектрика; 3 — электрод; 4 — металлический колпачок с выходным отверстием.



На каждой фазе один электрод присоединен к проводу линии, а другой — к заземленной стальной траверсе или заземляющему спуску, если опора деревянная. Образующийся после прохождения импульса сопровождающий ток к. з. вызывает между рогами промежутка электрическую дугу. Эта дуга под воздействием электродинамических сил и тепловых потоков воздуха движется вверх, растягивается и гаснет, если сила тока к. з. не превышает 300 А.

Наряду с основным искровым промежутком 1 (рис. 8.14), обеспечивающим необходимую вольт-секундную характеристику разрядника, на каждой фазе предусматривается второй промежуток 2, значительно меньший основного. Это исключает возможность замыкания на землю линии при перекрытии основного промежутка, например, птицами.

Характеристики основных искровых промежутков на различные напряжения приведены в таблице 8.1.

Основные искровые промежутки могут применяться в сельских электрических сетях напряжением 6 ... 35 кВ при малых токах к. з., которые они способны погасить. При отсутствии более совершенных разрядников их можно применять и при больших токах к. з., так как практически все сельские сети снабжены устройствами автоматического повторного включения (АПВ) и, следовательно, обеспечивают восстановление электроснабжения в течение 1 ... 2 с. Следует также иметь в виду, что при токах к. з. менее 200 А трубчатые разрядники не могут погасить дугу и в этом случае являются равноценными с основными искровыми промежутками.

8.1. Разрядные расстояния и напряжения искровых промежутков

Номинальное напряжение сети, кВ	Разрядное расстояние, мм			Разрядные напряжения ИП, кВ		
	S_1		S_2	действующее значение при частоте 50 Гц	импульсное при полярности	
	при применении грозозащитных аппаратов на подстанции	где нет других грозозащитных аппаратов	в любом случае		положительной	отрицательной
6	40	20	10	34	51	53
10	60	30	15	45	66	68
20	140	80	20	70	121	134
35	250	140	30	105	195	220

Более совершенные грозозащитные аппараты — *трубчатые разрядники*. На каждую фазу линии устанавливают один разрядник (рис. 8.15), представляющий собой трубку 2 из материала, бурно выделяющего газы при воздействии на него электрической дуги. В трубке помещены электроды 3: один в виде металлического стержня, второй в виде шайбы. Расстояние между ними образует искровой промежуток длиной $l_{\text{вн}}$. Длину его устанавливают при изготовлении разрядника в зависимости от напряжения сети. Нижний конец трубки открыт, и в нем помещается изогнутая металлическая пластинка, которая выбрасывается газами при срабатывании разрядника.

Верхний конец разрядника через искровой промежуток присоединен к фазному проводу линии, а нижний электрод — к заземлению. Размер искрового промежутка определяют из таблицы 8.2. Искровой промежуток необходим для того, чтобы трубка разрядника не находилась постоянно под напряжением линии и не разрушалась токами утечки.

Волна перенапряжения перекрывает наружный и внутренний промежутки и уходит в землю. Сопровождающий ток к. з. создает внутри трубки электрическую дугу, которая, воздействуя высокой температурой на газогенерирующий материал трубки, вызывает бурное выделение газов. В трубке создается высокое давление до 7 Па, которое выдувает ионизированные газы и гасит дугу.

8.2. Размеры наружных искровых промежутков

Номинальное напряжение сети, кВ	Размеры искровых промежутков, мм		Номинальное напряжение сети, кВ	Размеры искровых промежутков, мм	
	на подстанциях, где применены и другие грозозащитные аппараты	на подстанциях, где нет других грозозащитных аппаратов		на подстанциях, где применены и другие грозозащитные аппараты	на подстанциях, где нет других грозозащитных аппаратов
6	15	10	20	80	40
10	20	15	35	120	60

с хлопком, напоминающим выстрел. Дуга гасится в течение 1 ... 3 периодов тока частотой 50 Гц.

Трубку изготавливают из фибры либо, что более удобно, из винипласта. В первом случае фибровую трубку помещают в бакелитовую. Винипластовая трубка не требует защиты.

В маркировке трубчатых разрядников указывают рабочее напряжение сети, в которой их устанавливают, и верхний и нижний пределы токов к. з. в месте установки, при которых разрядники могут работать.

Если ток к. з. в месте установки превысит верхний предел, то давление в трубке разрядника станет недопустимо большим и трубку разорвет, а дуга будет продолжать гореть. При токе, меньшем допустимого, наоборот, давление в трубке будет недостаточно, дуга не погаснет и сожжет разрядник.

В сельских сетях стандартные разрядники обычно нужно проверять только на соответствие их нижнему пределу сопровождающего тока короткого замыкания. После многократных срабатываний при увеличении диаметра трубки разрядника на 20 ... 25 % дальше применять разрядник нельзя из-за снижения давления газов во время образования дуги.

Монтируют трубчатые разрядники открытым концом вниз под углом к горизонту 15 ... 20°, чтобы влага не проникала в трубку. Выхлопные зоны их не должны пересекаться во избежание перекрытия между фазами.

Наиболее совершенны *вентильные разрядники*. В герметическом фарфоровом корпусе помещаются один или несколько единичных искровых промежутков и дисковых рабочих сопротивлений, число которых увеличивается с повышением номинального напряжения сети.

Единичный искровой промежуток образуется между двумя латунными электродами диаметром 5 и 7,5 см, разделенными кольцом из слюды-миканита толщиной 0,5 ... 1,0 мм. Внутренняя часть кольца и образует воздушный искровой промежуток. Наличие миканита — материала с высокой диэлектрической проницаемостью — создает в зоне соприкосновения его с латунью высокую концентрацию силовых линий электрического поля, вследствие чего импульсное перенапряжение вызывает свечение, активизирующее межэлектродное пространство. Этим обеспечивается его пробой при пологой вольт-секундной характеристике. Гашение искровым промежутком сопровождающего тока частотой 50 Гц происходит при первом прохождении током нулевого значения, то есть за время до 0,01 с. При этом сила тока через промежуток ограничивается рабочим сопротивлением до значения 100 А.

Рабочее сопротивление разрядника выполняют из вилита. Поэтому вентильные разрядники часто называют также вилитовыми. Этот материал состоит из зерен электротехнического карборунда, скрепленных жидким стеклом в диски диаметром 10 ... 13 см и толщиной 2 см. Вилитовые диски представляют собой ак-

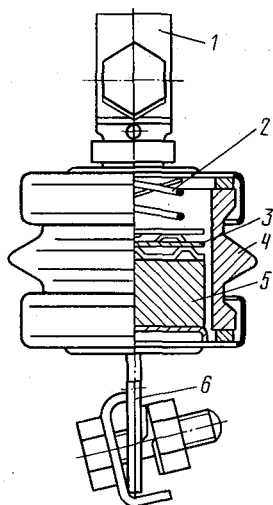


Рис. 8.16. Вентильный разрядник для сетей напряжением 0,38 кВ:

1 и 6 — зажимы; 2 — пружина; 3 — искровой промежуток; 4 — фарфоровый корпус; 5 — вилитовый диск.

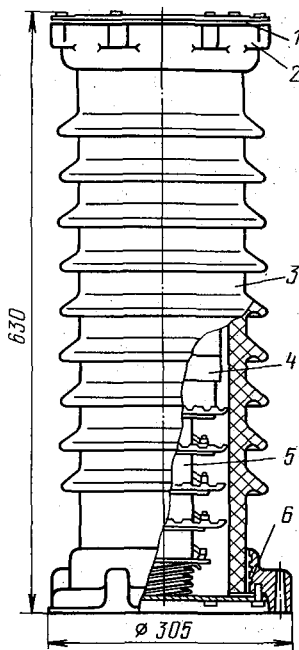


Рис. 8.17. Облегченный вентильный разрядник РВО-35 для сельских сетей:

1 — верхняя кромка; 2 — верхний фланец; 3 — фарфоровый корпус; 4 — блок рабочих сопротивлений — вилитовых дисков; 5 — блок искровых промежутков; 6 — нижний фланец.

тивные сопротивления с большой степенью нелинейности, то есть с повышением приложенного напряжения их сопротивление резко снижается. Следовательно, при действии импульса перенапряжения сопротивление невелико и падение напряжения на нем незначительно. Для рабочего напряжения сети после прохождения импульса сопротивление возрастает, ограничивая сопровождающий ток к. з. значением менее 100 А. Этот ток легко разрывается искровым промежутком. Гашение дуги происходит без звукового и светового эффектов, защищаемый объект остается неповрежденным.

На рисунке 8.16 показан вентильный разрядник для сетей напряжением 0,38 кВ. Он состоит из одного искрового промежутка 3 и одного вилитового диска 5, помещенных в фарфоровый корпус 4 и сжатых для лучшего контакта спиральной пружиной 2. Зажимом 1 разрядник присоединен к фазному проводу сети, а зажимом 6 — к заземлению.

На рисунке 8.17 приведен вентильный разрядник на напряжение 35 кВ. Он имеет по несколько искровых промежутков и дисков.

Вентильные разрядники в сетях напряжением 0,38 кВ подвешенного типа подвешивают на фазных проводах либо закрепляют на вводах. Разрядники на 10 кВ крепят на конструкциях хомутами или устанавливают на полках, а в сетях напряжением 20 ... 35 кВ устанавливают вертикально на специальных конструкциях и присоединяют к шинам верхним болтом. Разрядники на 10 кВ можно присоединять к шинам как верхним, так и нижним болтами.

Сопротивление заземляющего устройства разрядников всех типов должно быть не более 10 Ом при удельном сопротивлении грунта $\rho \leq 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, 15 Ом при $\rho = 100 \dots 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и 20 Ом при $\rho = 500 \dots 1000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. На электрических станциях и подстанциях заземление для защиты от атмосферных перенапряжений обычно объединяют с рабочим и защитным. Строго говоря, активное сопротивление заземления для защиты от атмосферных перенапряжений, называемое импульсным, отличается от сопротивления заземлителя переменному току частотой 50 Гц, но для заземлителей сельских электроустановок оно меньше этого сопротивления. Поэтому, если измеренное током 50 Гц сопротивление заземлителя удовлетворяет нормам, то тем более оно будет удовлетворять импульсному сопротивлению.

Расчет и конструирование заземлений излагаются в учебной дисциплине «Охрана труда».

8.4. ЗАЩИТА СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ОТ АТМОСФЕРНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Сельские электрические сети по своим показателям с каждым годом все больше приближаются к сетям мощных потребителей электроэнергии. Однако для сельских электрических сетей характерны меньшая мощность потребителей, значительное число потребителей второй и третьей категорий по требованиям к надежности электроснабжения, широкое применение проводов небольших сечений и, следовательно, относительно небольшие токи к. з. Но в то же время большая протяженность сельских линий повышает вероятность атмосферных перенапряжений в них, которые в грозовой сезон служат основной причиной аварийных отключений. Все это заставляет внимательно подходить к их защите от грозовых перенапряжений, выполняя ее с максимальной экономией, но не допуская чрезмерных упрощений.

В сельских сетях в качестве материала для опор воздушных линий довольно широко применяется дерево. Оно обладает импульсной электрической прочностью 300 ... 500 кВ/м.

Минимальное расстояние между крюками или штырями изоляторов отдельных фазовых проводов на деревянных опорах, обеспечивающее достаточно малую вероятность образования дуги сопровождающего тока, выбирают, исходя из следующих соотношений:

Рабочее напряжение линии, кВ	Расстояние, м
3	0,5
6 ... 10	1,0
20	2,0
35	3,0

Большое значение для бесперебойности электроснабжения при отключениях из-за атмосферных перенапряжений имеет автоматическое повторное включение, которое необходимо применять на всех линиях напряжением 10 ... 35 кВ, а в перспективе и в линиях 0,38 кВ (см. главу 10).

Как уже указывалось, линии напряжением до 35 кВ и на деревянных опорах 110 кВ не рекомендуется защищать тросовыми молниеотводами. Однако, если в линии на деревянных опорах есть железобетонные или металлические опоры, например, на переходах через препятствия либо кабельные подземные вставки, рекомендуется защищать их трубчатыми разрядниками, а при токах к. з., недостаточных для их срабатывания, — воздушными искровыми промежутками.

Пересечения электрических линий разных напряжений и различного назначения, в том числе связи, следует делать возможно ближе к более высокой опоре линии, чтобы иметь большие расстояния между проводами. Если на линиях напряжением 35 кВ и ниже это расстояние меньше нормированного, то на опорах обеих пересекающихся линий нужно устанавливать защитные искровые промежутки с сопротивлением заземления не более 15 Ом, а на линиях напряжением 110...220 кВ на деревянных опорах — трубчатые разрядники с тем же сопротивлением заземления.

Трансформаторные пункты 10/0,38 кВ молниеотводами не защищают. Для защиты трансформаторов от волн перенапряжения применяют вентильные и трубчатые разрядники на 10 кВ.

На рисунке 8.18 приведены вольт-секундные характеристики изоляции оборудования и разрядников. Кривая 1 относится к изоляции воздушной линии электропередачи, 2 — к трубчатому разряднику, 3 — к изоляции понижающего трансформатора, 4 — вентильного разрядника. Из кривых следует, что трубчатый разрядник может защищать от пробоя изоляции только воздушную линию, но не трансформатор. С этой целью должен быть применен вентильный разрядник, вольт-секундная характеристика которого пологая и идет ниже характеристики трансформатора.

На рисунке 8.19 показаны рекомендуемые схемы защиты от атмосферных перенапряжений трансформаторных пунктов с

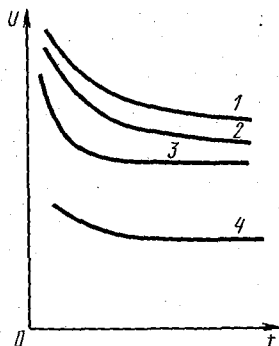


Рис. 8.18. Вольт-секундные характеристики изоляции и разрядников.

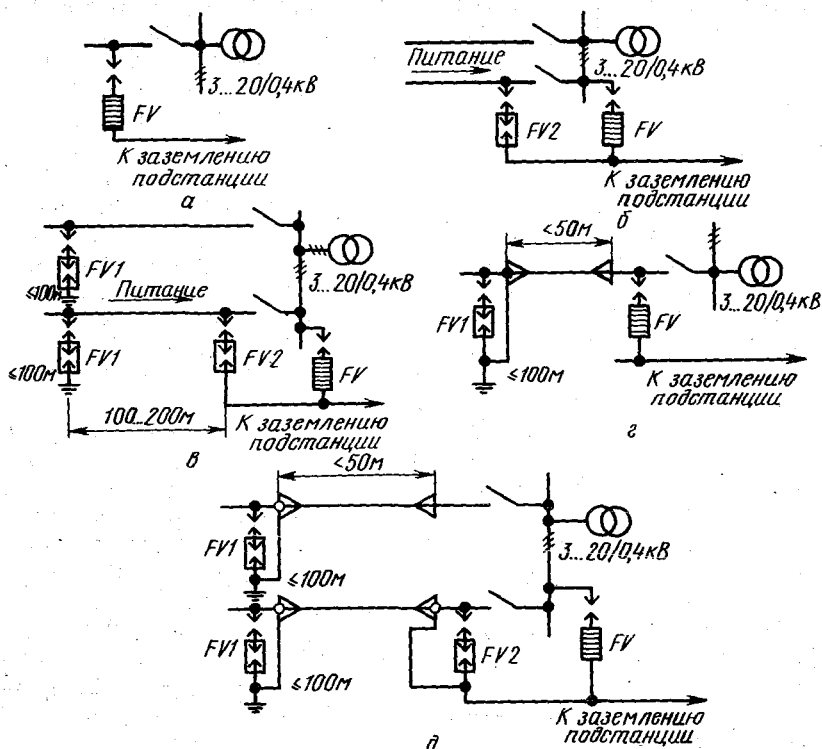


Рис. 8.19. Схемы грозозащиты трансформаторных пунктов с высшим напряжением 6 ... 20 кВ.

высшим напряжением 3...20 кВ. Для тупиковых ТП (рис. 8.19, а) на вводе устанавливают вентильные разрядники FV, на проходных ТП (рис. 8.19, б) вентильные разрядники устанавливают на шинах 10 кВ, кроме того, на вводе со стороны питания для защиты разомкнутых разъединителей устанавливают трубчатый разрядник FV2.

Для более ответственных проходных ТП мощностью от 630 кВ. А (рис. 8.19, в) дополнительно устанавливают на расстоянии 200...300 м трубчатые разрядники FV1.

Если ТП включен через кабельную вставку длиной до 50 м (рис. 8.19, г), разрядники FV1 устанавливают так, чтобы параллельно их искровым промежуткам были включены штыревые изоляторы. Их емкость шунтирует искровой промежуток разрядника и уменьшает его импульсное пробивное напряжение. Заземление разрядника и оболочки кабеля с муфтой делают общим. К общему заземлению ТП также присоединяют кабельную оболочку и броню. Если воздушная линия выполнена на деревянных опорах, на расстоянии 200...300 м от конца кабеля следует установить второй

комплект трубчатых разрядников. Сопротивления заземлений трубчатых разрядников должны быть не более 10 Ом.

При наличии нескольких линий с кабельными вставками трубчатые разрядники *FV1* устанавливают на конце кабельной вставки, как на предыдущей схеме, и в начале *FV2* кабельной вставки питающей линии (рис. 8.19, *б*).

Трансформаторные подстанции с высшим напряжением 35...110 кВ и низшим 10 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии. Защита от прямых ударов молнии не требуется для подстанций 20 и 35 кВ с трансформаторами единичной мощностью 1600 кВ·А и менее независимо от числа грозových часов в году и для всех подстанций в районах с числом грозových часов в году не более 20.

Защита трансформаторных подстанций с высшим напряжением 35...110 кВ осуществляется следующим образом.

При мощности трансформатора от 1600 кВ·А воздушные линии высшего напряжения должны быть защищены тросами на подходах длиной 1...6 км, если они выполнены на деревянных опорах (рис. 8.20, *б*). В начале защищенного тросом подхода на линии устанавливают трубчатые разрядники *FV1* и *FV3*. На питающей линии устанавливают также трубчатые разрядники *FV2* у входа линии.

Изоляцию оборудования подстанции защищают вентильными разрядниками *FV4*, которые присоединены к контуру заземления подстанции и установлены не далее 10 м от трансформатора. К тому же контуру заземления присоединяют разрядники *FV2*.

Не требуется защищать тросом подходы воздушных линий напряжением 35 кВ к двухтрансформаторной подстанции при мощности трансформатора до 1000 кВ·А, а также к однитрансформаторной подстанции при наличии резервного питания со стороны 10 кВ, если число грозových часов в году не более 60. В этом случае (рис. 8.20, *а*) железобетонные опоры подхода воздушной линии к подстанции на длине не менее 0,5 км должны иметь заземления с сопротивлением не более 10 Ом при $\rho = 100$ Ом·м, 15 Ом при $\rho = 100...500$ Ом·м и 20 Ом при $\rho \geq 500$ Ом·м, а на линиях с деревянными опорами необходимо установить трубчатые разряд-

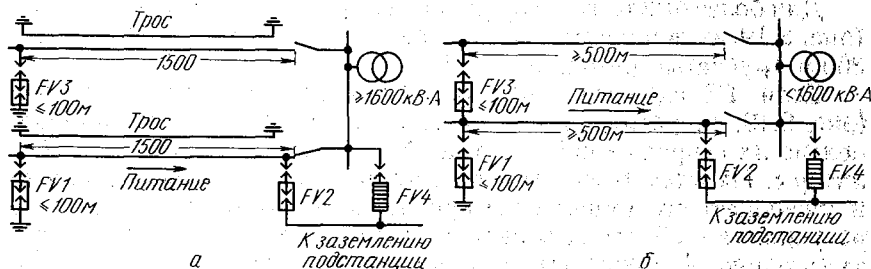


Рис. 8.20. Схемы грозозащиты вновь сооружаемых подстанций 35 кВ.

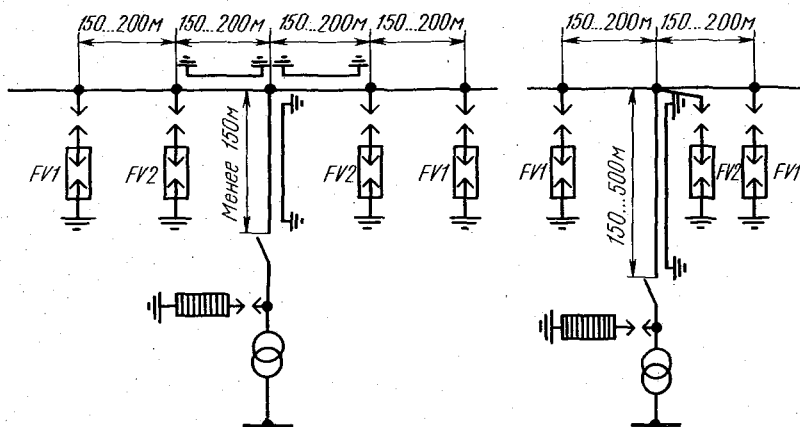


Рис. 8.21. Схемы грозозащиты тупиковой подстанции от действующих воздушных линий напряжением 35 ... 110 кВ.

ники на первой опоре подхода со стороны линии. Сопротивление заземления должно быть не более 10 Ом.

Защиту подстанций напряжением 35...110 кВ, мощностью до 40 МВ·А, присоединяемых к ответвлениям длиной менее 1...3 км действующих линий, не защищенных тросом по всей длине, выполняют по упрощенным схемам (рис. 8.21). Сопротивление заземления трубчатых разрядников не должно превышать 10 Ом. При длине захода свыше 500 м устанавливать трубчатые разрядники FV1 не требуется. Вентильные разрядники устанавливают на подстанции не далее 10 м от трансформатора. Линейные разъединители

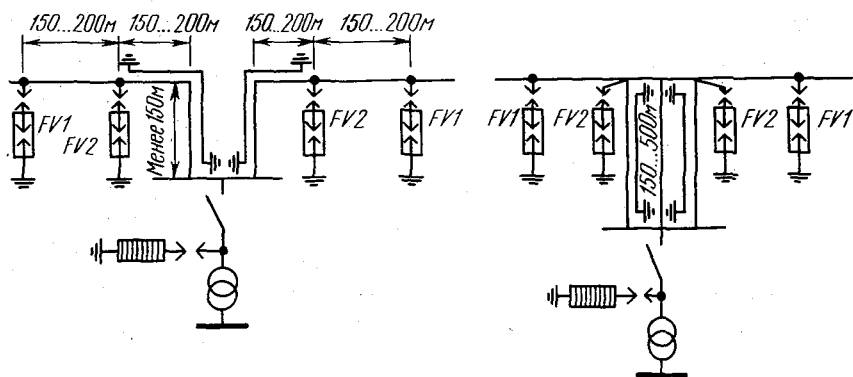


Рис. 8.22. Схемы грозозащиты подстанций напряжением 35 ... 110 кВ, питающихся от действующих воздушных линий при помощи заходов длиной до 150 м и более.

у места ответвления устанавливают на опорах, где размещены трубчатые разрядники.

Такую же упрощенную защиту от атмосферных перенапряжений имеют подстанции, питающиеся через короткие, до 500 м, заходы от действующих воздушных линий (рис. 8.22).

Воздушные линии напряжением 0,38 кВ с заземленной нейтралью в городах и населенных пунктах с высокими зданиями, промышленными и дымовыми трубами, проходящие по лесам и паркам с высокими деревьями, экранированы этими объектами от грозовых перенапряжений, как наведенных, так и вызванных прямыми ударами молнии. Поэтому они в грозозащите не нуждаются. В сельской местности при одно- и двухэтажной застройке, при прохождении линий по открытой местности их могут поражать прямые удары молнии, а также индуктированные перенапряжения.

При выполнении воздушных линий на деревянных опорах, импульсная прочность которых высока, по ним могут распространяться и проникать во внутренние проводки зданий волны с амплитудой 1,5...2 млн В и выше. Зарегистрированы случаи поражения во время разряда молнии людей, находившихся на расстоянии 2,5...3 м от внутренней электропроводки в жилых и производственных зданиях.

На линиях с железобетонными опорами крюки, штыри фазных проводов и арматуру соединяют с заземлением, сопротивление которого не должно превышать 50 Ом. Заземлением обычно служит часть опоры, входящая в землю.

Напряжение перекрытия импульсом низковольтных изоляторов измеряется десятками киловольт, и амплитудное перенапряжение, которое остается в линии, снижается до относительно безопасного значения. Поэтому человек, находящийся во время грозы на расстоянии 0,25...0,3 м от электропроводки, не подвергается опасности.

В воздушных линиях на деревянных опорах необходимо также делать заземления у части опор и присоединять к ним крюки и штыри изоляторов. Заземляющие устройства должны иметь сопротивление не более 30 Ом, а расстояние между ними не более 200 м для районов с числом грозовых часов в год до 40 и 100 м для районов с числом грозовых часов в году более 40. Кроме того, заземления должны быть выполнены на опорах с ответвлением в помещения, в которых может быть сосредоточено большое число людей (школы, ясли, больницы и т. п.) или которые представляют большую хозяйственную ценность (животноводческие помещения, склады, мастерские и пр.). Заземления должны быть выполнены на конечных опорах линий, имеющих ответвления к вводам, при этом наибольшее расстояние от соседнего защитного заземления этих линий должно быть не более 100 м для районов с числом грозовых часов в году от 10 до 40 и 50 м для районов с числом грозовых часов в году более 40.

На деревянных опорах к заземлениям должны быть присоединены крюки и штыри, а на железобетонных, кроме того, арматура опор. В качестве заземлений следует по возможности использовать заземляющие устройства повторных заземлений нулевого провода.

На вводах к перечисленным выше ответственным потребителям и на конечных опорах линий рекомендуется, кроме того, устанавливать вентильные разрядники низкого напряжения.

Следует отметить, что защитные заземления необходимо устраивать во время монтажа воздушных линий напряжением 0,38 кВ. Смонтированная, но еще не включенная под рабочее напряжение линия уже представляет опасность от воздействия атмосферных перенапряжений.

Глава 9. ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ АППАРАТУРА

9.1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ КОНТАКТЫ

Характеристика контактов. Места соединения отдельных элементов, составляющих любую электрическую цепь, называются контактами. Слово «контакт» означает «соприкосновение», «касание». В электрической системе, объединяющей различные аппараты, машины, линии и т. д., для их соединения используется огромное число контактов. От качества контактных соединений в значительной степени зависит надежность работы оборудования и системы.

По назначению и условиям работы контакты можно разделить на две основные группы — неразмыкаемые и размыкаемые. Первая группа, в свою очередь, подразделяется на неподвижные и подвижные контакты. В неподвижных неразмыкаемых контактах отсутствует перемещение одних контактных частей относительно других (например, болтовые соединения шин), в подвижных происходит их скольжение или качение. Размыкаемые контакты — подвижные.

По роду соприкасающихся поверхностей различают также плоские, линейные и точечные контакты. Первые образуются при соприкосновении плоских контактных элементов (плоских шин и т. п.). Примером линейных контактов может служить соприкосновение двух цилиндров с параллельными осями, а точечных — двух сферических поверхностей. Однако практически независимо от вида контактов соприкосновение контактных элементов всегда происходит по небольшим площадкам.

Объясняется это тем, что поверхность контактных элементов не может быть идеально ровной (рис. 9.1). Поэтому практически при сближении контактных поверхностей сначала в соприкосновение приходят несколько выступающих вершин (точек), а затем по мере увеличения давления происходит деформация материала контактов и эти точки превращаются в небольшие площадки. Чем больше сила, приложенная к контактам, и мягче их материал, тем больше общая площадь соприкосновения контактных поверхностей и соответственно меньше активное электрическое сопротивление в месте стыка (в зоне переходного слоя между контактирующими поверхностями). Это активное сопротивление называется переходным. Переходное сопротивление — один из основных параметров качества контактов, так как оно характеризует количество энергии, поглощаемой в контактном соединении, которая переходит в теплоту и нагревает контакт. На переходное сопротивление могут оказывать сильное влияние способ обработки контактных поверхностей и их состояние. Например, быстро образующаяся пленка окиси на алюминиевых контактах может значительно увеличить переходное сопротивление.

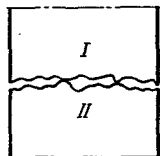


Рис. 9.1. Соприкосновение двух контактных поверхностей (при большом увеличении).

Значение переходного сопротивления (Ом) контактов приближенно определяется следующим выражением:

$$r_k = C/P^m, \quad (9.1)$$

где C — коэффициент, зависящий от материала контактов (постоянная материала); P — сила давления, Н; m — коэффициент, зависящий от типа контактов.

В формуле (9.1) значение m находится в пределах от 0,5 (тип контакта «сфера — сфера») до 1 (щеточный контакт — см. рис. 9.4, ж), значения C при чистых неокисленных контактах для материала медь — медь равны $(0,3...1,4) \cdot 10^{-3}$, сталь — сталь $(25...80) \cdot 10^{-3}$, сталь — медь $(10...30) \cdot 10^{-3}$.

При прохождении тока через контакты они нагреваются, причем наиболее высокая температура наблюдается на контактной поверхности из-за наличия переходного сопротивления. В результате нагрева контакта увеличивается удельное сопротивление его материала и соответственно переходное сопротивление. Кроме того, повышение температуры контакта способствует образованию окислов на его поверхности, что в еще более значительной степени увеличивает переходное сопротивление. И хотя при повышении температуры материал контакта может несколько размягчаться, что связано с увеличением поверхности соприкосновения, в целом этот процесс может привести к разрушению контактов или их свариванию. Последнее, например, для размыкаемых контактов весьма опасно, так как в результате аппарат с этими контактами не сможет отключить цепь. Поэтому для разных типов контактов установлена определенная предельно допустимая температура при длительно протекающем через них токе.

Для уменьшения нагрева можно увеличить массу металла контактов и их охлаждаемую поверхность, что усилит теплоотвод. Чтобы снизить переходное сопротивление, необходимо, как следует из выражения (9.1), повысить контактное давление, выбрать соответствующий материал и тип контактов. Например, размыкаемые контакты, предназначенные для работы на открытом воздухе, рекомендуется изготавливать из материалов, слабо поддающихся окислению, или покрывать их поверхность антикоррозийным слоем. К таким материалам относится, в частности, серебро, которым можно покрыть контактные поверхности. Медные неразмыкаемые контакты можно лудить (луженая поверхность труднее поддается окислению). Для тех же целей используют покрытие контактных поверхностей смазкой, например, вазелином. Хорошо предохраняются от коррозии без других специальных мер контакты, погруженные в масло. Это используется в масляных выключателях.

Контакты любого типа должны обеспечить не только длительную работу без недопустимого перегрева в условиях нормального

режима, но также и требуемую термическую и электродинамическую стойкость в режиме к. з. Подвижные размыкаемые контакты не должны также разрушаться под действием высокой температуры электрической дуги, которая образуется при их размыкании, и надежно замыкаться без приваривания и оплавления при включении на к. з. Рассмотренные выше меры способствуют также выполнению и этих требований.

Особенно хорошо сопротивляются разрушающему действию электрической дуги контакты из металлокерамики, которая представляет собой смесь измельченных порошков меди с вольфрамом или с молибденом и серебра с вольфрамом.

Такое соединение обладает одновременно хорошей электропроводностью вследствие использования меди или серебра и высокой температурой плавления благодаря использованию вольфрама или молибдена.

Есть и другой путь для устранения существующего противоречия, заключающегося в том, что материалы, обладающие хорошей электропроводностью (серебро, медь и др.), имеют, как правило, относительно низкую температуру плавления, а тугоплавкие материалы (вольфрам, молибден) — низкую электропроводность. Это — использование двойной контактной системы, состоящей из параллельно включенных рабочих и дугогасительных контактов. Рабочие контакты выполняют из материала с высокой электропроводностью, а дугогасительные — из тугоплавкого материала. В нормальном режиме, когда контакты замкнуты, основная часть тока протекает через рабочие контакты. При отключении цепи первыми размыкаются рабочие контакты, а затем дугогасительные. Поэтому фактически цепь разрывают дугогасительные контакты, для которых не представляет большой опасности даже ток к. з. (при значительных токах к. з. дополнительно используют специальные дугогасительные устройства). При включении цепи сначала замыкаются дугогасительные контакты, а затем уже рабочие. Таким образом, рабочие контакты фактически полного разрыва или замыкания цепи не осуществляют. Это исключает опасность их оплавления и сваривания.

Для устранения возможности самопроизвольного размыкания контактов от электродинамических усилий при протекании токов к. з. контактные системы конструируют так, чтобы электродинамические усилия при этих условиях обеспечивали дополнительное контактное давление, а для предотвращения возможного оплавления и сваривания контактов в момент включения цепи на к. з. — ускоренное включение. Для того чтобы при этом устранить опасность значительного упругого удара контактных поверхностей, используют предварительное нажатие контактов специальными пружинами. В этом случае обеспечивается и большая скорость включения, и устранение возможной вибрации, так как пружина заранее сжата и после касания контактов сила нажатия начинает нарастать не с нуля, а с некоторого определенного значения.

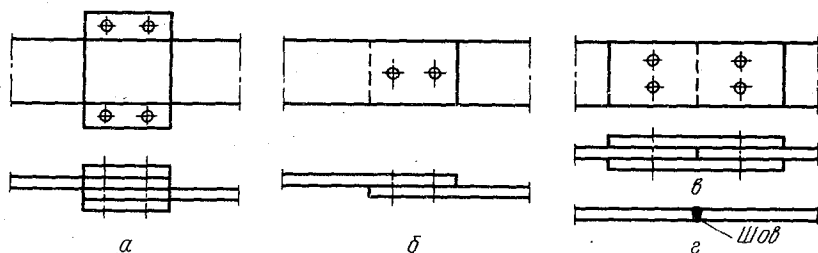


Рис. 9.2. Жесткие контактные соединения шин:

а — внахлестку с накладками; *б* — внахлестку болтами; *в* — встык с накладками; *г* — сваркой.

Основные конструкции контактов. Наиболее распространенные конструкции неподвижных (жестких) неразмыкаемых контактных соединений приведены на рисунке 9.2.

Конструкция должна обеспечивать надежное прижатие контактных поверхностей и минимальное переходное сопротивление. Шины лучше соединять несколькими болтами меньшего диаметра, чем одним большим, так как при этом обеспечивается большее число точек соприкосновения. При стягивании шин накладками (рис. 9.2, *а*) переходное сопротивление ниже, чем при использовании сквозных болтов (рис. 9.2, *б*, *в*), когда в шинах требуется сверлить отверстия. Высокое качество контактного соединения дает сварка шин (рис. 9.2, *г*).

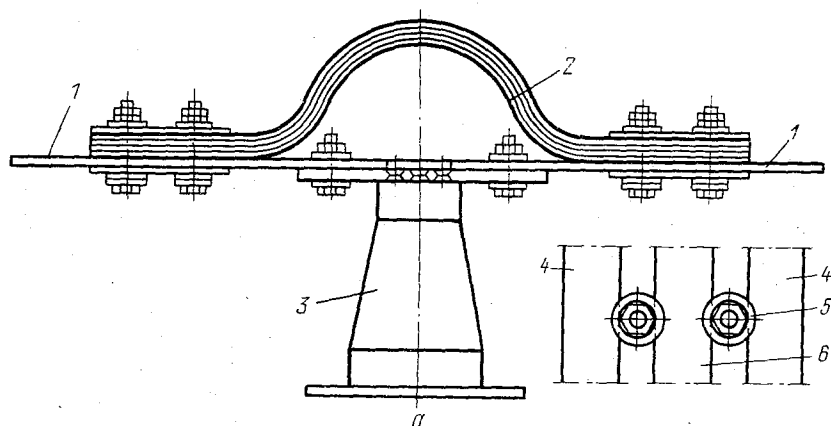


Рис. 9.3. Подвижные неразмыкаемые контакты:

а — шинный компенсатор; *б* — роликовые контакты; *1* — шина; *2* — компенсатор; *3* — опорный изолятор; *4* — неподвижный стержень; *5* — ролик; *6* — подвижный контакт.

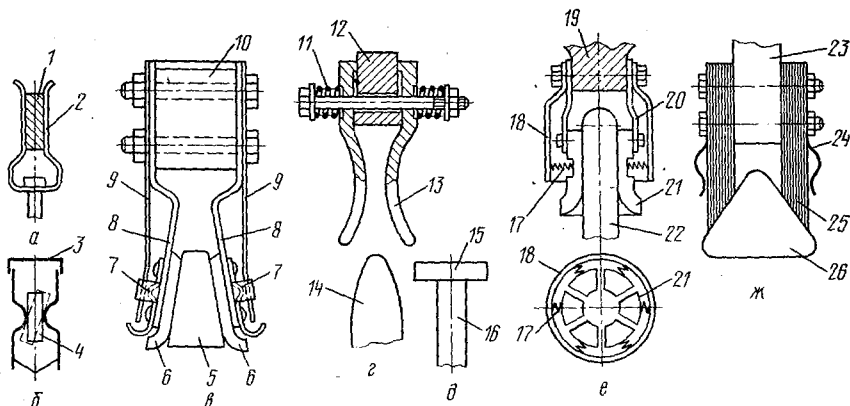


Рис. 9.4. Подвижные размыкаемые контакты:

а — рубящего типа плоский; *б* — рубящего типа линейный; *в* — пальцевой; *г* — пластинчатый; *д* — торцевой; *е* — розеточный; *ж* — щеточный; 1 — подвижный нож; 2 — пружинящие губки; 3 — пружинящая скоба; 4 — неподвижная стойка; 5, 14, 16, 22, 26 — подвижные контакты; 6 — палец; 7 — винт с полусферической головкой; 8, 20 — токоведущие связи; 9, 11, 17, 24 — пружины; 10, 12, 15, 19, 23 — неподвижные контакты; 13 — контактная пластина; 18 — упорное кольцо; 21 — контактный сегмент; 25 — щетки.

Примеры подвижных неразмыкаемых контактных соединений приведены на рисунке 9.3.

В первом случае (рис. 9.3, *а*) используется гибкая связь из большого числа гибких пластинок для осуществления температурной компенсации шин. Компенсатор необходим для предотвращения разрушения изоляторов, на которых крепятся шины, при возможном изменении их длины из-за колебания температуры. Во втором случае (рис. 9.3, *б*) используются роликовые контакты для целей токосъема с неподвижных элементов (стержней) 4, перемыкаемых роликами 5, на подвижный контакт 6. В этом случае ролики по существу заменяют гибкую связь.

Подвижные размыкаемые контакты — основной элемент коммутационных аппаратов. В дополнение к общим требованиям для всех контактов они должны обладать дугостойкостью, способностью надежно включать и отключать цепь при к. з., а также выдерживать определенное число операций включения и отключения без механических повреждений. Примеры размыкаемых контактов приведены на рисунке 9.4. Простейший контакт этого типа — рубящий плоский (рис. 9.4, *а*). При включении подвижный нож 1 входит между неподвижными пружинящими губками 2. Недосток такого плоского контакта заключается в том, что соприкосновение контактирующих поверхностей получается в нескольких точках из-за неровностей этих поверхностей (см. рис. 9.1).

Более надежный линейный контакт обеспечивается конструкцией, показанной на рисунке 9.4, *б*, где при включении пластины ножа охватывают стойку 4. Для получения линейного контакта на полосах ножа штампуют полуцилиндрические выступы, а для

увеличения нажатия полосы сжимаются стальной пружинящей скобой 3. Контакты рубящего типа используют чаще всего в рубильниках и разъединителях.

Контактная часть пальцевого самоустанавливающегося контакта (рис. 9.4, *в*) выполнена в виде пальцев 6, у пластинчатого (рис. 9.4, *г*) — в виде пластин 13, у торцового (рис. 9.4, *д*) — в виде плоского наконечника 15, у розеточного (рис. 9.4, *е*) — в виде ламелей (сегментов) 21, у щеточного (рис. 9.4, *ж*) — в виде щеток 25, набранных из упругих, тонких медных или бронзовых пластин.

Указанные контактные части (детали) в ряде конструкций (*в*, *г*, *е*) могут изменять в ограниченных пределах свое положение относительно неподвижных контактов. Для их надежного электрического соединения предусматриваются гибкие токоведущие связи (8, 20 или, как в пластинчатом контакте, пластины 13 стягиваются при помощи пружин 11, надетых на болты, обеспечивающих хорошее электрическое соединение без гибких связей).

Упругость размыкающих контактов и необходимая сила давления достигаются обычно при помощи пластинчатых или спиральных пружин 9, 11, 17, 24.

Пальцевые и розеточные контакты применяют в аппаратах на напряжение выше 1000 В на различные токи в качестве рабочих и дугогасительных контактов, а пластинчатые — в качестве рабочих. Торцовые контакты применяют на напряжение 110 кВ и выше, на токи не более 1...1,5 кА в качестве рабочих и дугогасительных. Щеточные контакты используют в аппаратах на различные напряжения и значительные токи, но только в качестве рабочих контактов, так как электрическая дуга может повредить сравнительно тонкие пластинки щеток.

9.2. ПОНЯТИЕ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ДУГЕ

Общая характеристика дуги. При размыкании электрической цепи возникает электрический разряд в виде дуги. Для появления электрической дуги достаточно, чтобы напряжение на контактах было выше 10 В при токе в цепи порядка 0,1 А и более. При значительных напряжениях и токах температура внутри дуги может достигать 10...15 тыс. °С, в результате чего плавятся контакты и токоведущие части. При напряжениях 110 кВ и выше длина дуги может достигать нескольких метров. Поэтому электрическая дуга, особенно в мощных силовых цепях, на напряжение выше 1 кВ представляет собой большую опасность, хотя серьезные последствия могут быть и в установках на напряжение ниже 1 кВ. Вследствие этого дугу необходимо максимально ограничить и быстро погасить в цепях на напряжение как выше, так и ниже 1 кВ.

Процесс образования электрической дуги может быть упрощенно представлен следующим образом. При расхождении контактов вначале уменьшается контактное давление и соответственно кон-

тактная поверхность, увеличиваются переходное сопротивление, плотность тока и температура — начинаются местные (на отдельных участках площади контактов) перегревы, которые в дальнейшем способствуют термоэлектронной эмиссии, когда под воздействием высокой температуры увеличивается скорость движения электронов и они вырываются с поверхности электрода. В момент расхождения контактов, то есть разрыва цепи, на контактном промежутке быстро восстанавливается напряжение. Поскольку при этом расстояние между контактами мало, возникает электрическое поле высокой напряженности, под воздействием которого с поверхности электрода вырываются электроны. Они разгоняются в электрическом поле и при ударе в нейтральный атом отдают ему свою кинетическую энергию. Если этой энергии достаточно, чтобы оторвать хотя бы один электрон с оболочки нейтрального атома, то происходит процесс ионизации.

Образовавшиеся свободные электроны и ионы составляют плазму ствола дуги, то есть ионизированного канала, в котором горит дуга и обеспечивается непрерывное движение частиц. При этом отрицательно заряженные частицы, в первую очередь электроны, движутся в одном направлении (к аноду), а атомы и молекулы газов, лишенные одного или нескольких электронов, — положительно заряженные частицы — в противоположном направлении (к катоду). Проводимость плазмы близка к проводимости металлов. В стволе дуги проходит большой ток и создается высокая температура. Такая температура ствола дуги приводит к термоионизации — процессу образования ионов вследствие соударения молекул и атомов, обладающих большой кинетической энергией при высоких скоростях их движения (молекулы и атомы среды, где горит дуга, распадаются на электроны и положительно заряженные ионы). Интенсивная термоионизация поддерживает высокую проводимость плазмы. Поэтому падение напряжения по длине дуги невелико.

В электрической дуге непрерывно протекают два процесса: кроме ионизации, также деионизация атомов и молекул. Последняя происходит в основном путем диффузии, то есть переноса заряженных частиц в окружающую среду, и рекомбинации электронов и положительно заряженных ионов, которые воссоединяются в нейтральные частицы с отдачей энергии, затраченной на их распад. При этом происходит теплоотвод в окружающую среду.

Таким образом, можно различить три стадии рассматриваемого процесса: зажигание дуги, когда вследствие ударной ионизации и эмиссии электронов с катода начинается дуговой разряд и интенсивность ионизации выше, чем деионизации; устойчивое горение дуги, поддерживаемое термоионизацией в стволе дуги, когда интенсивность ионизации и деионизации одинакова; погасание дуги, когда интенсивность деионизации выше, чем ионизации.

Для того чтобы отключить элементы электрической цепи и исключить при этом повреждение коммутационного аппарата, необ-

ходимо не только разомкнуть его контакты, но и погасить появляющуюся между ними дугу. Процессы гашения дуги, так же как и горения, при переменном и постоянном токе различны. Это определяется тем, что в первом случае ток в дуге каждый полупериод проходит через нуль. В эти моменты выделение энергии в дуге прекращается и дуга каждый раз самопроизвольно гаснет, а затем снова загорается.

Практически ток в дуге становится близким нулю несколько раньше перехода через нуль, так как при снижении тока энергия, подводимая к дуге, уменьшается, соответственно снижается температура дуги и прекращается термоионизация. При этом в дуговом промежутке интенсивно идет процесс деионизации. Если в данный момент разомкнуть и быстро развести контакты, то последующий электрический пробой может не произойти и цепь будет отключена без возникновения дуги. Однако практически это сделать крайне сложно, и поэтому принимают специальные меры ускоренного гашения дуги, обеспечивающие охлаждение дугового пространства и уменьшение числа заряженных частиц.

В результате деионизации постепенно увеличивается электрическая прочность промежутка и одновременно растет восстанавливающееся напряжение на нем. От соотношения этих величин и зависит, загорится ли на очередную половину периода дуга или нет. Если электрическая прочность промежутка возрастает быстрее и оказывается больше восстанавливающего напряжения, дуга больше не загорится, в противном же случае будет обеспечено устойчивое горение дуги. Первое условие и определяет задачу гашения дуги.

В коммутационных аппаратах используют различные способы гашения дуги.

Удлинение дуги. При расхождении контактов в процессе отключения электрической цепи возникшая дуга растягивается. При этом улучшаются условия охлаждения дуги, так как увеличивается ее поверхность и для горения требуется большее напряжение.

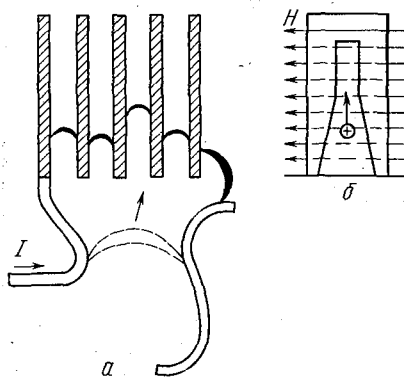
Деление длинной дуги на ряд коротких дуг. Если дугу, образовавшуюся при размыкании контактов, разделить на K коротких дуг, например затянув ее в металлическую решетку, то она погаснет при условии

$$U < KU_{к. а.}, \quad (9.2)$$

где U — напряжение сети; $U_{к. а.}$ — сумма катодного и анодного падений напряжения (150 ... 250 В для дуги переменного тока).

Эффект гашения определяется тем, что каждый отрезок дуги, разделенной на K частей, между соседними пластинами решетки будет иметь свои катоды и аноды, около которых существуют области пониженной проводимости. Поэтому при определенном значении K значение восстанавливающегося напряжения окажется меньше, чем требуемое для того, чтобы пробить K дуговых проме-

Рис. 9.5. Способы гашения дуги:
 а — деление длинной дуги на короткие;
 б — затягивание дуги в узкую щель ду-
 гогасительной камеры,



жужков, и после прохождения тока через нуль дуга погаснет. Число пластин в решетке, при котором гаснет дуга, определяется соотношением $K > U/U_{н. а.}$

Дуга обычно затягивается в металлическую решетку под воздействием электромагнитного поля, наводимого в пластинах решетки вихревыми токами (рис. 9.5, а). Этот способ гашения дуги широко используется в коммутационных аппаратах на напряжение ниже 1 кВ, в частности в автоматических воздушных выключателях.

Охлаждение дуги в узких щелях. Гашение дуги в малом объеме облегчается. Поэтому в коммутационных аппаратах широко используют дугогасительные камеры с продольными щелями (ось такой щели совпадает по направлению с осью ствола дуги). Такая щель обычно образуется в камерах из изоляционных дугостойких материалов (рис. 9.5, б). Благодаря соприкосновению дуги с холодными поверхностями происходит ее интенсивное охлаждение, диффузия заряженных частиц в окружающую среду и соответственно быстрая деионизация. Кроме щелей с плоскопараллельными стенками, применяют также щели с ребрами, выступами, расширениями (карманами). Все это приводит к деформации ствола дуги и способствует увеличению площади соприкосновения ее с холодными стенками камеры. Втягивание дуги в узкие щели обычно происходит под действием магнитного поля, взаимодействующего с дугой, которая может рассматриваться как проводник с током. Внешнее магнитное поле для перемещения дуги наиболее часто обеспечивают за счет катушки, включаемой последовательно с контактами, между которыми возникает дуга. Гашение дуги в узких щелях используют в аппаратах на все напряжения.

Гашение дуги высоким давлением. При неизменной температуре степень ионизации газа падает с ростом давления, при этом возрастает теплопроводность газа. При прочих равных условиях это приводит к усиленному охлаждению дуги. Гашение дуги при помощи высокого давления, создаваемого самой же дугой в плотно закрытых камерах, широко используется в плавких предохранителях и ряде других аппаратов.

Гашение дуги в масле. Если контакты выключателя помещены в масло, то возникающая при их размыкании дуга приводит к интенсивному испарению масла. В результате вокруг дуги образуется газовый пузырь (оболочка), состоящий в основном из водо-

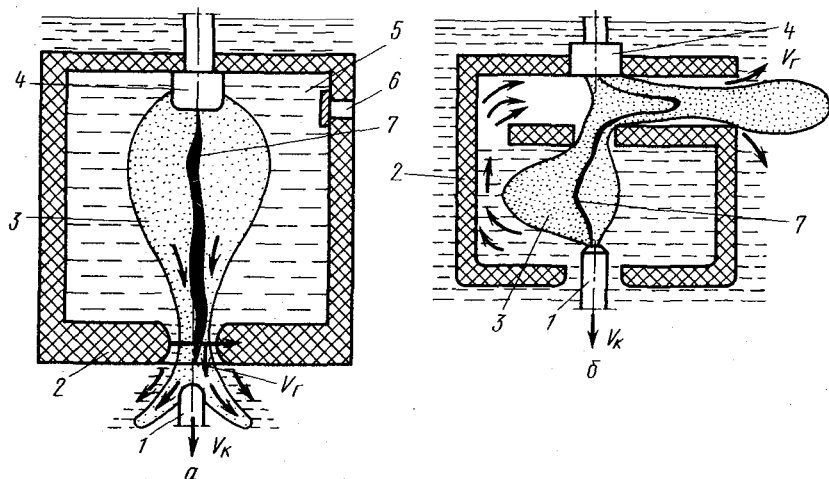


Рис. 9.6. Гашение дуги в камерах с автодутьем:

a — камера продольного дутья; *б* — камера поперечного дутья; 1 — подвижный контакт; 2 — камера; 3 — газовый пузырь; 4 — неподвижный контакт; 5 — масло; 6 — клапан; 7 — дуга.

рода (70...80 %), а также паров масла. Выделяемые газы с большой скоростью проникают непосредственно в зону ствола дуги, вызывают перемешивание холодного и горячего газа в пузыре, обеспечивают интенсивное охлаждение и соответственно деионизацию дугового промежутка. Кроме того, деионизирующую способность газов повышает создаваемое при быстром разложении масла давление внутри пузыря.

Интенсивность процесса гашения дуги в масле тем выше, чем ближе соприкасается дуга с маслом и быстрее движется масло по отношению к дуге. Учитывая это, дуговой разрыв ограничивают замкнутым изоляционным устройством — дугогасительной камерой. В этих камерах создается более тесное соприкосновение масла с дугой, а при помощи изоляционных пластин и выхлопных отверстий образуются рабочие каналы, по которым происходит движение масла и газов, обеспечивая интенсивное обдувание (дутье) дуги.

Дугогасительные камеры по принципу действия разделяют на три основные группы: с автодутьем, когда высокие давление и скорость движения газа в зоне дуги создаются за счет выделяющейся в дуге энергии; с принудительным масляным дутьем при помощи специальных нагнетающих гидравлических механизмов; с магнитным гашением в масле, когда дуга под действием магнитного поля перемещается в узкие щели.

Наиболее эффективны и просты дугогасительные камеры с автодутьем. Принципиальные схемы простейших камер этого типа приведены на рисунке 9.6. В зависимости от расположения каналов и выхлопных отверстий различают камеры, в которых обеспечи-

вается интенсивное обдувание потоками газопаровой смеси и масла вдоль дуги (продольное дутье — рис. 9.6, а) или поперек дуги (поперечное дутье — рис. 9.6, б). Рассмотренные способы гашения дуги широко используются в выключателях на напряжение выше 1 кВ. Конструкции ряда масляных выключателей, применяемых в сельских электроустановках, рассмотрены в п. 9.6.

Другие способы гашения дуги в аппаратах на напряжение выше 1 кВ. Кроме указанных выше способов гашения дуги, используют также: сжатый воздух, потоком которого вдоль или поперек обдувается дуга, обеспечивая ее интенсивное охлаждение (вместо воздуха применяются и другие газы, часто получаемые из твердых газогенерирующих материалов — фибры, винипласта и т. п. — за счет их разложения самой горячей дугой); элегаз (шестифтористая сера), обладающий более высокой электрической прочностью, чем воздух и водород, в результате чего дуга, горящая в этом газе, даже при атмосферном давлении достаточно быстро гасится; высокоразреженный газ (вакуум с глубиной 10^{-6} ... 10^{-8} Н/см²), при размыкании контактов в котором дуга не загорается вновь (гаснет) после первого прохождения тока через нуль.

9.3. ИЗОЛЯТОРЫ ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Токоведущие части электрических установок и отдельных аппаратов должны быть надежно изолированы одни от других и от земли. Для выполнения этих функций и крепления токоведущих частей используют различные изоляторы, которые подразделяются на станционные, аппаратные и линейные.

Станционные и аппаратные изоляторы применяют для крепления и изоляции шин в распределительных устройствах электрических станций и подстанций или соответственно токоведущих частей аппаратов. Эти изоляторы, в свою очередь, подразделяются на опорные и проходные. Последние устанавливают при проходе шин через стены и перекрытия внутри помещений, а также при выводе их из зданий или применяют для вывода токоведущих частей из корпусов аппаратов.

Линейные изоляторы служат для крепления проводов воздушных электрических линий и шин открытых распределительных устройств. Изоляторы должны удовлетворять следующим требованиям: обеспечивать достаточную электрическую прочность, определяемую напряженностью электрического поля (кВ/м), при которой материал изолятора теряет свойства диэлектрика; обладать достаточной механической прочностью, дающей возможность противостоять динамическим усилиям, которые возникают между отдельными токоведущими частями при к. з. в цепи; обеспечивать неизменность своих свойств под влиянием окружающей среды (дождь, снег и т. п.); обладать достаточной теплостойкостью, то есть не изменять своих электрических свойств при изменении

температуры в определенных пределах; иметь поверхность, устойчивую против воздействия электрических разрядов.

К электрическим характеристикам изоляторов относятся: номинальное и пробивное напряжения (минимальное напряжение, при котором происходит пробой изолятора), разрядные и выдерживаемые напряжения промышленной частоты в сухом состоянии (сухоразрядное, при котором происходит перекрытие по поверхности изолятора без потери изоляционных качеств) и под дождем (мокроразрядное, по смоченной поверхности изолятора), импульсные 50 %-ные разрядные напряжения обеих полярностей. К основным механическим характеристикам относятся: минимальная (номинальная) разрушающая нагрузка (в ньютонах), приложенная к головке изолятора в направлении, перпендикулярном оси, а также размеры и масса.

Линейные изоляторы были рассмотрены в главе 4. Станционные и аппаратные изоляторы, как и линейные, в большинстве случаев изготавливают из фарфора, который наиболее полно отвечает предъявляемым требованиям. Ряд деталей аппаратов, выполняющих функции изоляции, особенно находящихся внутри кожухов и в некоторых случаях залитых изоляционным маслом, изготавливают из бакелита, гетинакса и текстолита.

Для крепления изолятора к основанию и шин или токоведущих частей аппаратов к изолятору используют металлическую арматуру, то есть металлические части, закрепленные на фарфоре. Арматуру закрепляют на фарфоре чаще всего при помощи различного рода цементирующих замазок с коэффициентом объемного теплового расширения, близким к коэффициенту фарфора. В целях улучшения качества изоляторов их фарфоровый корпус с внешней стороны покрывают глазурью. В зависимости от рода установки используют изоляторы для внутренней или наружной установки. Последние имеют более развитую поверхность, благодаря которой увеличивается микроразрядное напряжение, что обеспечивает надежную работу под дождем, а

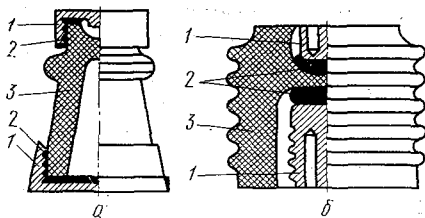


Рис. 9.7. Опорно-стержневые изоляторы на напряжение 10 кВ серии ОФ для внутренней установки: а — с наружной заделкой арматуры; б — с внутренней заделкой арматуры; 1 — металлическая арматура; 2 — цементная заделка арматуры; 3 — фарфоровое тело изолятора.

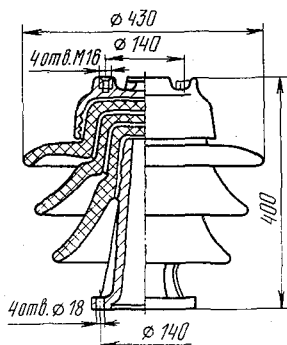


Рис. 9.8. Опорно-штыревой изолятор на напряжение 35 кВ серии ОНШ для наружной установки.

также в загрязненном состоянии. Изоляторы на разные номинальные напряжения отличаются активной высотой фарфора, а на разные разрушающие механические усилия — диаметром.

Опорные изоляторы можно разделить на опорно-стержневые и опорно-штыревые. Опорные-стержневые изоляторы имеют сплошной или полный фарфоровый стержень с выступающими ребрами.

Арматура изоляторов, рассчитанных на значительную механическую нагрузку, состоит из овальных или квадратных фланцев с отверстиями для болтов снизу и металлических головок с нарезными отверстиями для крепления проводника сверху (рис. 9.7, а). Изоляторы, рассчитанные на меньшую механическую нагрузку, не имеют фланцев и головок. У них предусмотрены металлические фасонные вкладыши с резьбовыми отверстиями, укрепленные в углублениях фарфорового стержня (рис. 9.7, б). Эти изоляторы благодаря внутренней заделке арматуры имеют меньшие размеры и массу. Изоляторы для внутренней установки на напряжение до 35 кВ серии ОФ имеют коническое фарфоровое тело с одним или двумя небольшими ребрами. Опорно-стержневые изоляторы для наружной установки серии ОНС отличаются от рассмотренных более развитыми ребрами. Их изготавливают для напряжений 10...110 кВ.

Опорно-штыревые изоляторы серии ОНШ предназначены для наружной установки. Они имеют фарфоровое тело с далеко выступающими ребрами (крыльями) для защиты от дождя (рис. 9.8). Изолятор укрепляют на основании при помощи чугунного штыря с фланцем. Сверху предусмотрен чугунный колпак с нарезными отверстиями для крепления токоведущих частей.

Проходные изоляторы для внутренней установки на напряжение до 35 кВ имеют полый фарфоровый корпус с небольшими ребрами (рис. 9.9, а). Для крепления изолятора в перекрытии (стене) на средней его части предусмотрен фланец, а на торцах для крепления проводника — металлические колпаки. Проходные изоляторы с номинальным током до 2000 А снабжены стержнями прямоугольного сечения. Изоляторы на ток 2000 А и выше, так называемые «шинные», поставляются без стержней. Эти изоляторы на торцах имеют колпаки специальной конструкции, удерживающие стальные планки с прямоугольными вырезами, через которые пропускается токоведущая шина.

Фланцы и колпаки у изоляторов с большим номинальным током (обычно более 1000 А) изготавливают из немагнитных материалов — чугуна специальных марок, силумина — для избежания дополнительных потерь из-за индуцированных токов.

Проходные изоляторы, одна часть которых работает на открытом воздухе, а другая — в закрытом помещении или в масле, как, например, проходные изоляторы трансформаторов и масляных выключателей, делают несимметричными. Часть фарфорового корпуса, работающая на воздухе, имеет более развитые ребра (рис. 9.9, б).

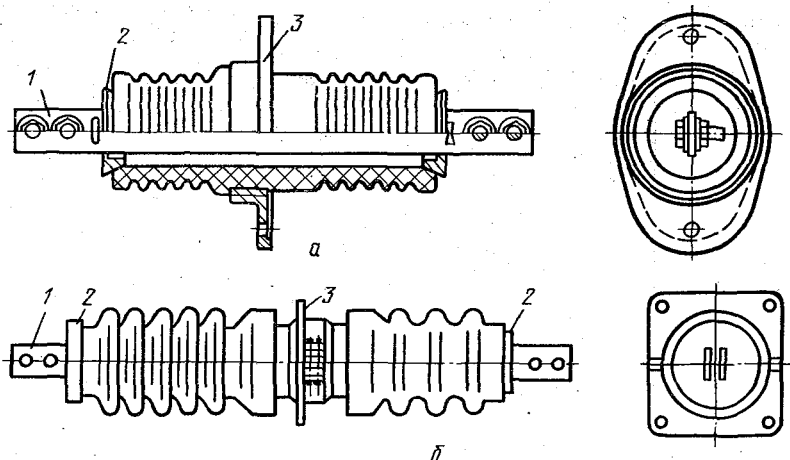


Рис. 9.9. Проходные изоляторы:

а — на напряжение 10 кВ для внутренней установки; *б* — на напряжение 35 кВ — линейный ввод; 1 — токоведущая шина; 2 — чугунный колпачок; 3 — фланец.

Проходные изоляторы на напряжение 110 кВ и выше, так называемые «вводы», кроме фарфоровой, имеют маслобарьерную или в более новых конструкциях бумажно-масляную изоляцию. В последнем случае на токоведущий стержень наложены слои кабельной бумаги с проводящими прокладками из алюминиевой фольги между ними (конденсаторный ввод). Конденсаторный ввод обеспечивает равномерное распределение потенциала как вдоль оси, так и в радиальном направлении. Эти вводы обычно герметизированы.

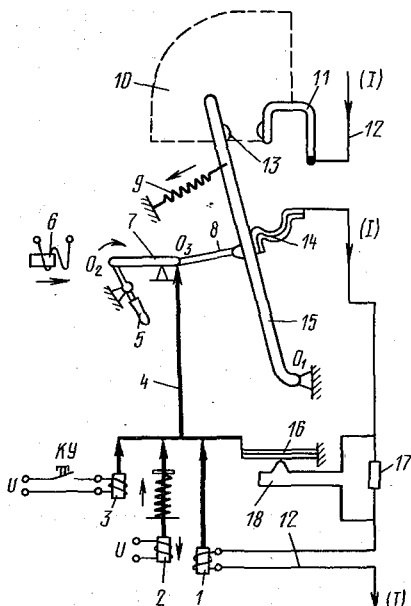
9.4. АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВОЗДУШНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Автоматические воздушные выключатели (автоматы) — защитно-коммутационные аппараты, предназначенные для отключения электрических цепей напряжением до 1 кВ при аварийных (к. з.) и ненормальных (перегрузки, исчезновение или снижение напряжения) режимах, а также для нечастых переключений при нормальных режимах работы (включения и отключения токов нагрузки). Автоматы должны длительно выдерживать ток нагрузки во включенном положении и обеспечивать автоматическое многократное отключение токов к. з. Гашение дуги в автоматах происходит в воздухе, поэтому они называются воздушными.

Основные элементы автомата — это контакты с дугогасительной системой, привод с механизмом свободного расцепления, расцепители. Автомат обычно снабжают также вспомогательными контактами, все элементы его помещены в корпус из изоляционной пластмассы.

Рис. 9.10. Схема и основные элементы автомата:

1 — максимальный расцепитель; 2 — минимальный расцепитель; 3 — независимый расцепитель; 4 — механическая связь с расцепителем; 5 — рукоятка ручного включения; 6 — электромагнитный привод; 7, 8 — рычаги механизма свободного расцепления; 9 — отключающая пружина; 10 — дугогасительная камера; 11 — шинки; 12 — защищаемая цепь; 13 — контакт; 14 — гибкая связь; 15 — контактный рычаг; 16 — биметаллический расцепитель; 17 — добавочное сопротивление; 18 — нагреватель.



На рисунке 9.10 показана схема воздушного автомата (в отключенном положении) с основными элементами. При включении автомата вручную поворачивают рукоятку 5 по часовой стрелке. При этом усилие через рычаги 7 и 8 механизма свободного расцепления передается контактному рычагу 15, который, перемещаясь, взводит отключающую пружину 9 и замыкает контакты 13. Когда автомат включен, система ломающихся рычагов 7 и 8 находится в «мертвом» положении, так как центр O_3 лежит ниже прямой, соединяющей другие концы рычагов 7 и 8, а опора не позволяет им перемещаться вниз. При этом совместно с рычагом ручного включения они прочно удерживают рычаг 15 в положении с замкнутыми контактами.

При автоматическом или дистанционном отключении выключателя, когда под действием любого из расцепителей 1, 2, 3, 16 на шарнирную связь O_3 (через тягу 4) «сломаются» рычаги 7 и 8, благодаря усилию пружины 9 повернется рычаг 15 и контакты 13 разомкнутся. Отключение произойдет, несмотря на то, что рукоятка 5 будет находиться в положении «включено». Это обеспечивает, в частности, автоматическое отключение при включении выключателя на к. з.

Расцепителями, под действием которых автоматически отключается выключатель, называют электромагнитные или термометаллические механизмы, контролирующие заданный параметр цепи и срабатывающие, когда он достигает определенного, заранее установленного значения.

В автоматах могут быть использованы несколько типов электромагнитных расцепителей, работа которых, как и любого электромагнитного механизма, основана на воздействии магнитного поля обтекаемой током обмотки на ферромагнитный якорь (сердечник). Широко применяются максимальные токовые расцепители 1, кото-

рые обеспечивают быстрое (примерно за 0,02 с) отключение автомата при увеличении тока вследствие к. з. в защищаемой цепи. Максимальный расцепитель может быть снабжен механизмом выдержки времени для избирательной защиты. Некоторые автоматы содержат также независимый расцепитель или расцепитель минимального напряжения. Независимый электромагнитный расцепитель 3 предназначен для дистанционного отключения автомата, его обмотка обычно рассчитана на номинальное напряжение 220 В переменного тока. Расцепитель минимального напряжения 2 (минимальный или нулевой расцепитель) предназначен для отключения автомата при исчезновении напряжения или снижении его ниже установленного предела (напряжения срабатывания). Минимальный расцепитель можно использовать также в качестве независимого для дистанционного отключения автомата.

Широко применяются тепловые (биметаллические) расцепители, предназначенные для отключения автоматов при перегрузках. Основным элементом теплового расцепителя — биметаллическая пластина 16, состоящая из двух металлических пластин с разными коэффициентами линейного расширения, жестко скрепленных между собой сваркой или горячим прокатом. При нагревании биметаллическая пластина 16, один конец которой закреплен, изгибается и воздействует другим концом через тягу 4 на механизм свободного расцепления. Нагревает пластину нагреватель 18, присоединенный к сети через шунт 17, или теплота, выделяемая током нагрузки, протекающим по пластине.

Время срабатывания тепловых расцепителей зависит от тока перегрузки — при увеличении тока ускоряется нагрев пластины и время срабатывания уменьшается. Из-за большой тепловой инерции эти расцепители не обеспечивают требуемого быстродействия при отключении токов к. з. Поэтому наиболее часто тепловые расцепители в автоматах используют совместно с максимальными электромагнитными. В этом случае обеспечивается защита как от перегрузки с зависимой от тока выдержкой времени, так и мгновенная от токов к. з.

Для улучшения защиты от однофазных к. з., что важно для сельских электрических сетей напряжением 380/220 В, применяют автоматические выключатели с электромагнитным расцепителем, включаемым в нулевой провод. Ток срабатывания такого расцепителя обычно меньше, чем у расцепителей в фазных проводах.

В автоматах на небольшие токи устанавливают одну пару контактов на фазу. При значительных отключаемых токах предусматривают две пары контактов — главные и дугогасительные (см. п. 9.2).

Для улучшения условий и ускорения гашения дуги используют дугогасительные камеры. Камеры со стальными пластинами, расположенными перпендикулярно дуге, обеспечивают деление длинной дуги на короткие. Втягивание дуги в стальную решетку происходит под действием магнитного поля, возбуждаемого током самой дуги.

При больших отключаемых токах применяют продольно-щелевые и лабиринтно-щелевые камеры, где использовано гашение дуги в узкой щели. Для лучшего втягивания дуги в камеру автоматы снабжают специальными электромагнитами, осуществляющими магнитное дутье.

Некоторые типы автоматов оснащают электромагнитами 6, обеспечивающими дистанционное включение выключателя. В различных цепях управления, сигнализации и блокировки могут быть использованы вспомогательные контакты (блок-контакты) автоматов, механически связанные с главными контактами.

Применение трехфазных автоматов вместо плавких предохранителей позволяет исключить возможность неполнофазных режимов работы, так как при любых видах к. з. отключаются все три фазы. При этом не требуется замена каких-либо элементов (как, например, плавкой вставки у предохранителя) после отключения тока к. з. и обеспечивается более надежная и четкая защита, особенно от токов перегрузки.

Наибольшее распространение в сельских сетях напряжением 380/220 В нашли автоматы серий А3000 (А3700 и снятые с производства А3100), АЕ20 и АП50Б.

Конструктивные особенности автоматических выключателей рассмотрим на примере серий А3700. Эти выключатели могут иметь различное исполнение, информация о котором содержится в обозначении автоматов: А — автоматический выключатель, 37 — порядковый номер разработки, четвертый знак — величина выключателя, определяемая номинальным током главной цепи (1 — 160 А, 2 — 250 А, 3 — 400 А, 4 — 630 А), пятый знак — число полюсов и исполнение максимальной токовой защиты (например, для трехполюсных выключателей 2 — исполнение токоограничивающее с электромагнитными расцепителями; 4 — токоограничивающее с полупроводниковыми и электромагнитными расцепителями или селективное с полупроводниковыми расцепителями; 6 — с электромагнитными и тепловыми расцепителями; 8 — неавтоматическое; 1, 3, 5, 7 — двухполюсные различного исполнения); после указанных могут быть также знаки обобщенного исполнения по виду защиты (Б — токоограничивающее, С — селективное, Н — неавтоматическое), климатического исполнения и категории размещения. Все детали автомата А3700 (рис. 9.11) смонтированы на пластмассовом основании 1 и закрыты пластмассовой крышкой 6. Контактная система состоит из контактов 8, связанных с механизмом свободного расцепления, и контактов 7, обеспечивающих токоограничивающее действие. Контакты 7 при больших токах к. з. (порядка нескольких килоампер) под действием электродинамических сил размыкаются за время менее 10...15 мкс, то есть раньше, чем успеет сработать электромагнитный расцепитель максимального тока. При этом ток к. з. не успевает достигнуть своего максимального значения и обеспечивается токоограничение. Правда, для сельских сетей напряжением 380/220 В

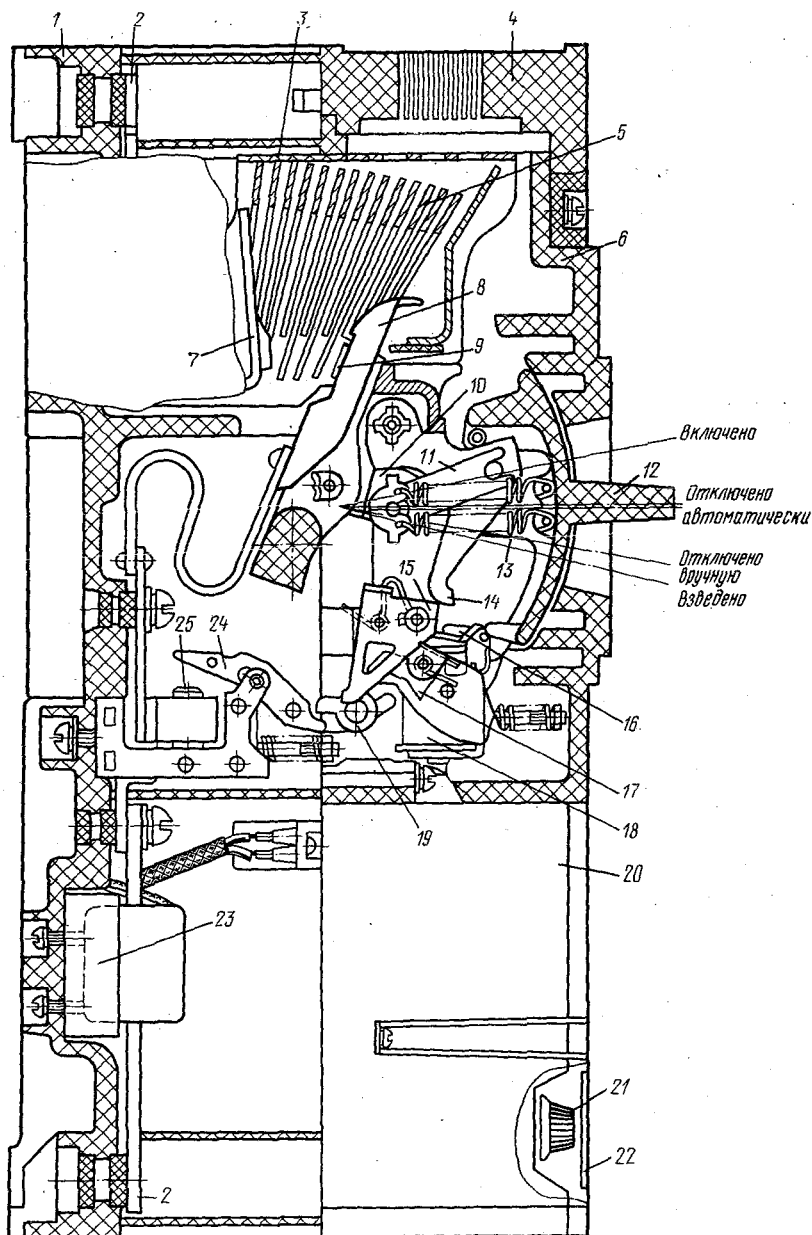


Рис. 9.11. Автоматический выключатель типа АЗ700:

1 — основание; 2 — зажим; 3 и 5 — пластины; 4 — пламегаситель; 6 — крышка; 7 и 8 — контакты; 9 — металлокерамическая пластина; 10, 11, 14 и 15 — рычаги; 12 — рукоятка; 13 — пружина; 16 — якорь; 17 — боек; 18 и 20 — расцепители; 19 — отключающая рейка; 21 — ручка; 22 — прозрачная крышка; 23 — трансформатор тока; 24 — якорь; 25 — сердечник.

характерны значительно меньшие токи к. з., и поэтому отключение обычно происходит от воздействия соответствующих расцепителей, то есть без токоограничения.

Для повышения термической стойкости контактов к ним приварены металлокерамические пластины 9.

Гашение электрической дуги происходит вследствие ее деления на ряд коротких дуг стальными пластинами 5 дугогасительной камеры, расположенной над контактами. Пластина 3 защищает от раскаленных газов верхние зажимы 2 (через зажимы 2 автомат соединяется с внешней электрической цепью). Газы направляются через отверстия в пластине 3 для охлаждения в решетку пламегасителя 4.

При ручном управлении автоматом пользуются рукояткой 12, которая может находиться в одном из четырех положений «включено», «отключено автоматически», «отключено вручную», «взведено». По положению рукоятки управления можно судить о том, как был отключен выключатель — от защиты или вручную. Чтобы взвести механизм выключателя после автоматического отключения, необходимо переместить рукоятку 12 вниз. При этом рычаг 14 входит в зацепление с рычагом 15, который другим концом зацепляется с полусью отключающей рейки 19. После этого можно вручную включить автомат, перемещая рукоятку вверх. Для отключения выключателя рукоятку из положения «включено» необходимо двигать вниз. Перемещения рукоятки 12 при включении или отключении передаются через пружины 13 ломающимся рычагам 10 и 11. Эти рычаги под воздействием пружин перебрасываются в одну или другую сторону от их «мертвого» положения, соответственно замыкая или размыкая контакты 8 и 7. Автоматическое отключение осуществляется под действием расцепителей за счет энергии пружин 13 или, как указывалось, от воздействия электродинамических сил, создаваемых большими токами к. з.

При действии электромагнитного расцепителя, когда ток в защищаемой цепи превысил его уставку, якорь 24 притягивается к сердечнику 25, ударяя по кулачку отключающей рейки 19 и поворачивая ее. Аналогично действует рейка и при срабатывании полупроводникового расцепителя 20, обеспечивающего отключение автомата при токах к. з. с зависимой выдержкой времени (рис. 9.12).

Источником информации о токах в защищаемой цепи для автомата является трансформатор тока 23 (рис. 9.11). При токах, недостаточных для срабатывания электромагнитного расцепителя, но превышающих уставку срабатывания полупроводникового расцепителя, последний срабатывает и подает команду на отключение независимого расцепителя 18. Последний через якорь 16 и боек 17 воздействует на отключающую рейку 19.

Таким образом, в автоматах АЗ700, кроме обычных, используются также специальные полупроводниковые расцепители, в которых можно регулировать номинальный ток, уставку срабаты-

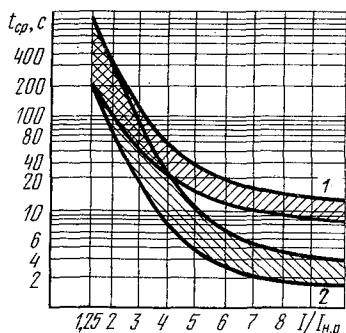


Рис. 9.12. Характеристики времени срабатывания автоматов АЗ700 с полупроводниковыми расцепителями:

1 — при уставке 16с; 2 — при уставке 4с.

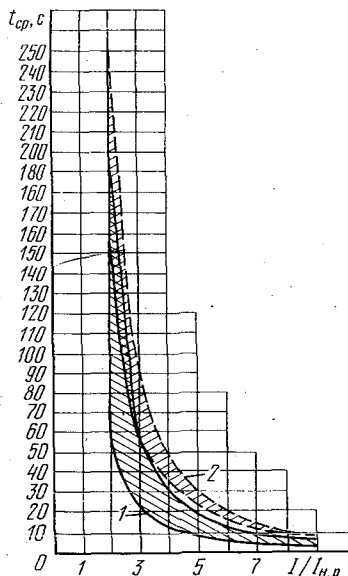


Рис. 9.13. Характеристики времени срабатывания автомата АЗ710Б с тепловыми расцепителями:

1 — с расцепителями на токи 10, 20, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160 А; 2 — на ток 25 А.

ния по току, время срабатывания. В результате представляется по существу возможность изменять форму времятоковой характеристики. Для регулировки предусмотрена ручка 21. Уставку срабатывания независимого расцепителя изменяют переключением штепсельных перемычек, которые, как и ручки для регулирования, закрыты прозрачной крышкой 22.

Вместо полупроводниковых можно устанавливать тепловые расцепители. В качестве примера на рисунке 9.13 приведены защитные характеристики выключателей АЗ710Б с тепловыми расцепителями.

Автоматические выключатели АЗ700 предназначены для защиты электроустановок от к. з., перегрузок и недопустимых снижений напряжения, а также нечастых (до шести в час) оперативных включений и отключений электрических цепей. Выключатели АЕ20 используют для защиты, пуска и остановки асинхронных двигателей, а также для защиты, оперативных включений и отключений электрических цепей с частотой до 30 в час. Автоматы серии АП50 (П — пусковые, с 1980 г. выпускается модернизированная серия этих автоматов АП50Б) наиболее широко применяют в сельскохозяйственном производстве для пуска и защиты асинхронных двигателей. Они предназначены для защиты от перегрузок и к. з., оперативных включений и отключений в электрических цепях с частотой до 30 циклов в час, в том числе до 12 включений асинхронных двигателей в час. Эти автоматы отличаются от выключателей АЗ700 и АЕ20 наличием кнопочного управления.

9.5. ПЛАВКИЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛИ

Характеристика предохранителей. Плавкие предохранители — простейшие защитно-коммутационные аппараты, предназначенные для автоматического однократного отключения электрических цепей при к. з. или длительных перегрузках. Работа предохранителя основана на тепловом действии тока. Он включается последовательно с защищаемой цепью и состоит из следующих основных элементов: корпуса, металлической плавкой вставки, контактного и дугогасительного устройств (дугогасительной среды). Отключение цепи предохранителем происходит вследствие расплавления плавкой вставки, которая представляет собой искусственно ослабленный участок цепи. Она нагревается протекающим через нее током защищаемой цепи и расплавляется, когда сила тока превышает определенное значение. После отключения цепи плавкую вставку заменяют вручную.

Для предохранителей характерны простота устройства и низкая стоимость, быстрое отключение цепи при к. з., а для некоторых типов также способность ограничивать ток к. з. Благодаря этим свойствам плавкие предохранители получили широкое применение, особенно в установках на напряжение ниже 1 кВ. Однако они имеют и существенные недостатки, ограничивающие их применение: большой разброс характеристик, что затрудняет согласование последовательно включенных аппаратов, возможность возникновения неполнофазных режимов вследствие перегорания плавкой вставки в одной фазе при одно- или двухфазных к. з., нечеткая работа при перегрузках, возможность обеспечить избирательность действия только в радиальных сетях с односторонним питанием.

Предохранители характеризуются номинальным напряжением, номинальными токами плавкой вставки, предохранителя (контактной системы, патрона) и отключения. *Номинальный ток плавкой вставки* — ток, на который рассчитана вставка при длительной работе. В один и тот же корпус (патрон) предохранителя могут быть установлены плавкие вставки на различные номинальные токи. Поэтому *номинальный ток предохранителя* равен наибольшему из номинальных токов плавких вставок, предназначенных для данной конструкции предохранителя. *Номинальный (предельный) ток отключения* — наибольшее допустимое действующее значение периодической составляющей тока к. з., отключаемого предохранителем при определенных условиях.

Основной элемент предохранителя — плавкая вставка, ее изготавливают в большинстве случаев из меди, цинка, свинца и его сплавов, серебра. Свинец и цинк имеют низкую температуру плавления (соответственно 327 и 419 °С) и значительную удельную теплоемкость. Предохранители со вставками из свинца и цинка благодаря своей тепловой инерции имеют большие выдержки времени срабатывания при перегрузках и соответственно легче выдерживают кратковременные перегрузки. Однако из-за значи-

тельного удельного сопротивления изготовленные из них плавкие вставки имеют большое сечение. При их перегорании, расплавлении и испарении образуется значительное количество паров металла, затрундяющих гашение дуги.

Медь и серебро имеют малое удельное сопротивление, высокую температуру плавления и малую удельную теплоемкость. Сечение вставок из них относительно невелико, что обеспечивает их более быстрое срабатывание. Эти вставки чаще применяют в предохранителях со специальным наполнителем, где важно уменьшить объем плавящегося металла и снизить температуру. Для уменьшения окисления в процессе эксплуатации обычно используют луженые медные вставки.

Серебряные вставки не окисляются и обладают достаточно стабильными характеристиками, однако из-за значительной стоимости применяются преимущественно в установках на напряжение выше 1 кВ при малых токах в особо ответственных случаях.

Для снижения температуры плавления вставок из меди и серебра используют так называемый металлургический эффект, основанный на растворении тугоплавких металлов в жидких, менее тугоплавких. Для этого на медную или серебряную проволоку (вставку) напаивают шарик из легкоплавкого металла, например олова. При нагреве проволоки до температуры плавления шарика он, расплавляясь, как бы растворяет тугоплавкий металл вставки, и в этом месте начинается интенсивный процесс ее разрушения. В результате вставка в этом месте перегорает при температуре, близкой к температуре плавления шарика, а появившуюся электрическую дугу стараются максимально быстро погасить.

По условиям гашения дуги предохранители разделяют на две группы — не обеспечивающие и обеспечивающие эффект токоограничения. Первые из них не влияют на значение тока к. з., а только отключают его через определенное время (через соответствующее число периодов переменного тока при прохождении им нулевого значения).

В токоограничивающих предохранителях расплавление вставки и гашение дуги происходят раньше, чем ток к. з. достигнет своего максимального (ударного) значения. Быстрое гашение дуги в токоограничивающих предохранителях обычно обеспечивается благодаря высокому давлению газов, выделяющихся из твердого дугогасящего материала (например, фибры) под воздействием высокой температуры дуги или интенсивного отвода теплоты от дуги мелкозернистым наполнителем (например, кварцевым песком).

При к. з. на зажимах токоограничивающих предохранителей в момент перегорания плавкой вставки могут возникать перенапряжения, так как сопротивление дуги при ее быстром гашении резко повышается. При этом вследствие появления ЭДС самоиндукции, направленной согласно с напряжением сети, соответственно значительно повышается напряжение на зажимах предохранителя. Для ограничения перенапряжений принимают различные меры, напри-

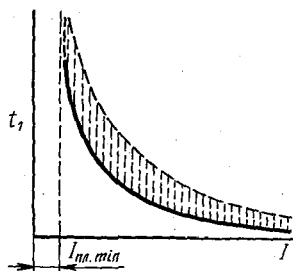


Рис. 9.14. Защитная характеристика предохранителя.

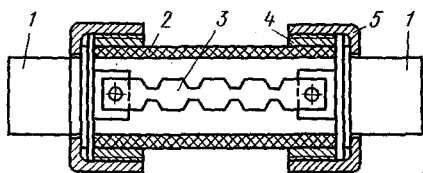


Рис. 9.15. Разрез патрона предохранителя типа ПР:

1 — контактный нож; 2 — фибровый патрон; 3 — плавкая вставка; 4 — обойма; 5 — колпачок.

мер используют вставки различного (ступенчатого) сечения по длине, что затягивает процесс их плавления. Полное время срабатывания предохранителя после возникновения к. з. или перегрузки состоит из трех составляющих: времени нагрева вставки до начала плавления, перехода ее из твердого состояния в жидкое, горения и гашения дуги. Основная составляющая, определяющая время срабатывания, — первая. Очевидно, что чем больше ток, тем меньше время плавления вставки. Пример зависимости этого времени от тока, которую называют защитной, времятоковая или ампер-секундная характеристика, приведен на рисунке 9.14.

На процесс и время перегорания плавкой вставки, кроме тока к. з., влияют и другие факторы: температура окружающей среды, значение тока предшествующего режима, старение (естественный износ) предохранителя. Поэтому защитные характеристики имеют значительный разброс, и их правильнее изображать в виде области возможных значений параметров с учетом этого разброса (заштрихованная область на рисунке 9.14).

Предохранители на напряжение ниже 1 кВ. В сельских сетях напряжением 0,38 кВ наибольшее распространение получили предохранители типов ПР-2, ПН-2 и НПН-2. Предохранители типа ПР-2 (разборные, с закрытыми патронами без наполнителя) изготовляются на напряжение 220 и 500 В и токи патронов 15...1000 А. Патрон предохранителя (рис. 9.15) состоит из фибровой цилиндрической трубки с напрессованными на концах латунными обоймами 4 с резьбой. Латунные колпачки 5, навинчиваемые на эти обоймы,жимают контактные ножи 1, к которым болтами присоединяют плавкую вставку 3. У предохранителей на токи до 60 А колпачки одновременно являются контактами. Патрон вставляют в неподвижные контактные стойки, укрепленные на изоляционной плите.

Плавкие вставки изготовляют из цинка в виде пластин с вырезами. Наличие суженных мест облегчает гашение электрической дуги, так как на этих участках выделяется больше теплоты, чем на широких. При возникновении тока к. з. узкие участки нагре-

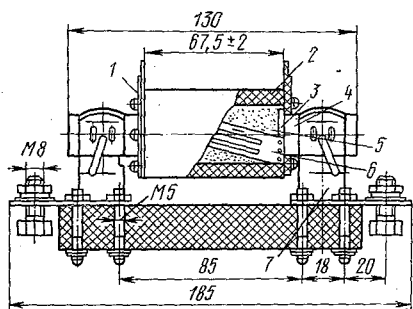


Рис. 9.16. Предохранитель типа ПН-2:

1 — крышка; 2 — фарфоровый корпус;
3 — диски; 4 — контактный нож; 5 —
заполнитель (кварцевый песок); 6 — плав-
кая вставка; 7 — контактная стойка.

ваются настолько быстро, что отвода теплоты к широким участкам почти не происходит и вставка перегорает одновременно во всех или в нескольких суженных местах. При перегорании вставки и возникновении дуги фибровая трубка выделяет газы (водород и углекислый газ). Давление в закрытой с обеих сторон трубке резко возрастает. Под воздействием высокого давления, способствующего охлаждению и деионизации дуги, она быстро гаснет. При энергичной деионизации дугового промежутка сопротивление его быстро возрастает, ток к. з. в цепи уменьшается и прерывается прежде, чем достигнет максимального значения. Таким образом, эти предохранители являются токоограничивающими.

При перегрузках нагрев узких участков происходит медленнее, чем при к. з., и часть теплоты отводится к широким участкам. В этом случае вставка плавится в месте перехода от узкой части к широкой, то есть в наиболее нагретом месте вставки.

Когда при к. з. суженные участки вставки перегорают, широкие ее участки падают в нижнюю часть патрона, не плавясь и не засоряя трубку парами металла. В результате значительного уменьшения количества паров металла улучшаются условия гашения дуги.

Предохранители типа ПР-2 широко используются в сетях напряжением 380/220 В, в частности в комплектных трансформаторных подстанциях (КТП) и во внутренних электрических сетях как непосредственно, так и в качестве составной части блоков предохранитель-выключатель БПВ-31. Эти блоки устанавливают в некоторых конструкциях КТП для защиты от к. з. и перегрузки отходящих от них линий.

Преимущество предохранителей ПР-2 по сравнению с насыпными — простота замены перегоревшей плавкой вставки, а недостаток — несколько большие размеры.

Предохранители типа ПН-2 (с наполнителем) в отличие от ПР-2 имеют наполнитель — мелкий кварцевый песок, который обеспечивает интенсивный теплоотвод от электрической дуги и быстрое ее гашение. Их изготавливают на напряжение до 500 В и номинальные токи 100...600 А. Патрон предохранителя ПН-2 (рис. 9.16) состоит из фарфоровой трубки 2, квадратной снаружи и круглой внутри, которая имеет четыре резьбовых отверстия для винтов, крепящих крышки 1 с уплотняющими прокладками. Асбестовые

прокладки обеспечивают герметизацию патрона. Плавкие вставки на концах приварены к дискам 3, которые крепятся винтами к крышкам 1. С другой стороны дисков 3 приварены контактные ножи 4, которые вставляются в контактные стойки 7. Стойки подпружинены кольцевой пружиной, к ним подсоединяется защищаемая цепь. Патрон предохранителя может быть снят под напряжением при помощи специальной рукоятки из изоляционного материала.

Плавкую вставку изготавливают из одной или нескольких (в зависимости от номинального тока) медных ленточек толщиной 0,15... 0,35 мм. Вставка имеет прорезы, уменьшающие ее сечение. На полоски меди напаяны шарики из олова, которые обеспечивают металлургический эффект. В соответствии с числом медных ленточек вставки дуга возникает в нескольких параллельных каналах, что обеспечивает уменьшение количества паров металла и наилучшие условия гашения дуги в узкой щели между песчинками. В результате предохранитель ПН-2, так же как и ПР-2, обеспечивает токоограничивающий эффект.

Принцип действия предохранителя НПН-2 (неразборный с наполнителем) такой же, как и предохранителя ПН-2. Патрон, состоящий из стеклянной трубки, заполненной кварцевым песком, неразборный и без контактных ножей. Он армирован по концам медными колпачками, наружная цилиндрическая поверхность которых служит для создания электрического контакта с контактными стойками. Плавкая вставка, впаянная в эти колпачки внутри патрона, состоит из нескольких медных проволок с оловянным шариком посередине.

Выпускаются также насыпные предохранители с неразборным патроном серии ПП-31 на номинальный ток 32...1000 А и напряжение 660 В. Все токоведущие части предохранителей, в том числе плавкая вставка, выполнены из алюминия. Использование этих предохранителей позволит сэкономить большое количество медного проката.

В сельских электрических сетях напряжением 0,38 кВ применяются и некоторые другие конструкции предохранителей.

Предохранители на напряжение выше 1 кВ. В сельских электроустановках на это напряжение применяются предохранители типа ПКТ и ПВТ (прежние названия соответственно ПК и ПСН). Предохранители типа ПКТ (с кварцевым наполнителем) изготавливают на напряжения 6...35 кВ и номинальные токи 40...400 А. Наиболее широкое распространение получили предохранители ПКТ-10 на 10 кВ, устанавливаемые на стороне высшего напряжения сельских трансформаторных подстанций 10/0,38 кВ. Патрон предохранителя (рис. 9.17) состоит из фарфоровой трубки 3, заполненной кварцевым песком, которая армирована латунными колпачками 2 с крышками 1. Плавкие вставки изготавливают из посеребренной медной проволоки. При номинальном токе до 7,5 А используют несколько параллельных вставок 5, намотанных на

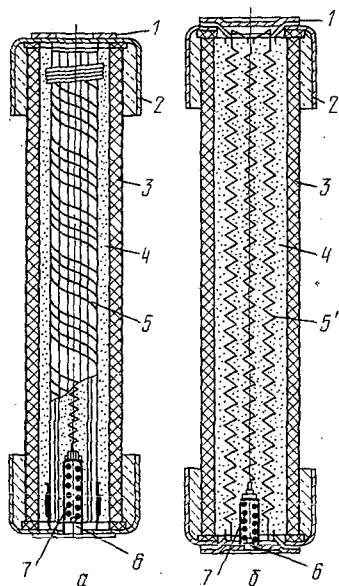


Рис. 9.17. Патроны предохранителей типа ПКТ:

a — на номинальные токи до 7,5 А; *б* — на номинальные токи 10 ... 400 А; 1 — крышка; 2 — латунный колпачок; 3 — фарфоровая трубка; 4 — кварцевый песок; 5 и 5' — плавкие вставки; 6 — указатель срабатывания; 7 — пружина.

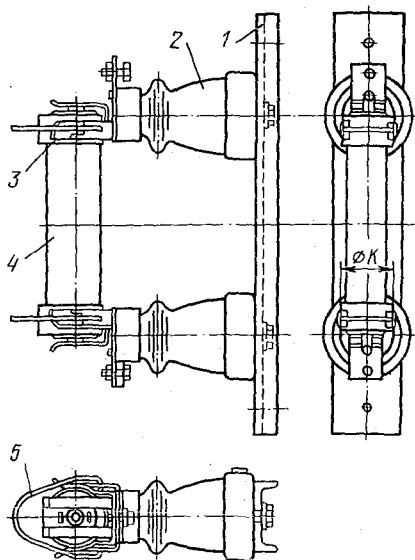


Рис. 9.18. Предохранитель типа ПКТ:

1 — цоколь; 2 — опорный изолятор; 3 — контакт; 4 — патрон; 5 — замок.

ребристый керамический сердечник (рис. 9.17, *a*). При больших токах устанавливают несколько спиральных вставок (рис. 9.17, *б*). Такая конструкция обеспечивает хорошие условия гашения дуги, так как вставки имеют значительную длину и малое сечение. Для уменьшения температуры плавления вставки использован металлургический эффект. Для снижения перенапряжений, которые могут возникать при быстром гашении дуги в узких каналах (щелях) между зернами кварца, применяются плавкие вставки разного сечения по длине. Это обеспечивает искусственное затягивание гашения дуги. Патрон предохранителя герметизирован — после заполнения трубки кварцевым песком крышки 1, закрывающие отверстия, тщательно запаивают. Поэтому предохранитель ПКТ работает бесшумно. Срабатывание предохранителя определяется по указателю 6, который нормально удерживается специальной стальной вставкой во втянутом внутрь положении. При этом в сжатом состоянии удерживается также пружина 7. Когда предохранитель срабатывает, вслед за рабочими перегорает стальная вставка, так как по ней начинает проходить весь ток. В результате указатель 6 выбрасывается из трубки освободившейся пружиной 7.

На рисунке 9.18 показан предохранитель типа ПКТ в собранном виде. На цоколе (металлической раме) 1 укреплены два опорных изолятора 2. Патрон 4 предохранителя вставляется латунными колпачками в пружинные держатели (контактное устройство) 3 и зажат замком. Последний предусматривается для того, чтобы удерживать патрон в держателях при возникновении электродинамических усилий во время протекания больших токов к. з. Изготавливают предохранители как для внутренней, так и для наружной установки, а также специальные усиленные предохранители с повышенной предельной мощностью отключения.

Для защиты измерительных трансформаторов напряжения выпускают предохранители типа ПКН (прежнее название ПКТ). В отличие от рассмотренных предохранителей ПКТ они имеют константовую плавкую вставку, намотанную на керамический сердечник. Такая вставка обладает более высоким удельным сопротивлением. Благодаря этому и малому сечению вставки обеспечивается значительный токоограничивающий эффект. Предохранители ПКН могут быть установлены в сети с весьма большой мощностью к. з. (1000 МВ·А), а отключаемая мощность усиленных предохранителей ПКНУ вообще не ограничивается. Предохранители ПКН по сравнению с ПКТ имеют меньшие размеры и не снабжены указателем срабатывания (о перегорании плавкой вставки можно судить по показаниям приборов, подключенных со вторичной стороны трансформаторов напряжения).

Предохранители типа ПВТ (выхлопные, прежнее название — стреляющие типа ПСН) изготавливают на напряжения 10...110 кВ. Они предназначены для установки в открытых распределительных. В сельских электрических сетях наиболее широко используются предохранители ПВТ-35 для защиты трансформаторов напряжением 35/10 кВ.

Основной элемент патрона предохранителя — газогенерирующая трубка 5 из винипласта (рис. 9.19). Внутри трубки расположен гибкий проводник 6, соединенный одним концом с плавкой вставкой 4, помещенной в металлической головке патрона, а вторым — с контактным наконечником 7. Патрон предохранителя размещается на двух опорных изоляторах 3, укрепленных на цоколе (раме). Головка патрона зажата специальным держателем на верхнем изоляторе. На нижнем изоляторе укреплен контактный нож 1 со спиральной пружиной, которая стремится повернуть нож вокруг оси 2 в положение 1'. Нож 1 сцеплен с контактным наконечником 7 патрона. Используются цинковые плавкие вставки, а также сдвоенные вставки из меди и стали (стальная вставка, расположенная параллельно медной, воспринимает усилие пружины, стремящейся вытащить из патрона гибкий проводник; при к. з. сначала расплавляется медная, затем стальная вставка). После перегорания плавкой вставки контактный нож освобождается и, поворачиваясь (откидываясь) под действием пружины, тянет за собой гибкий проводник, который затем выбрасывается из патрона. Под дейст-

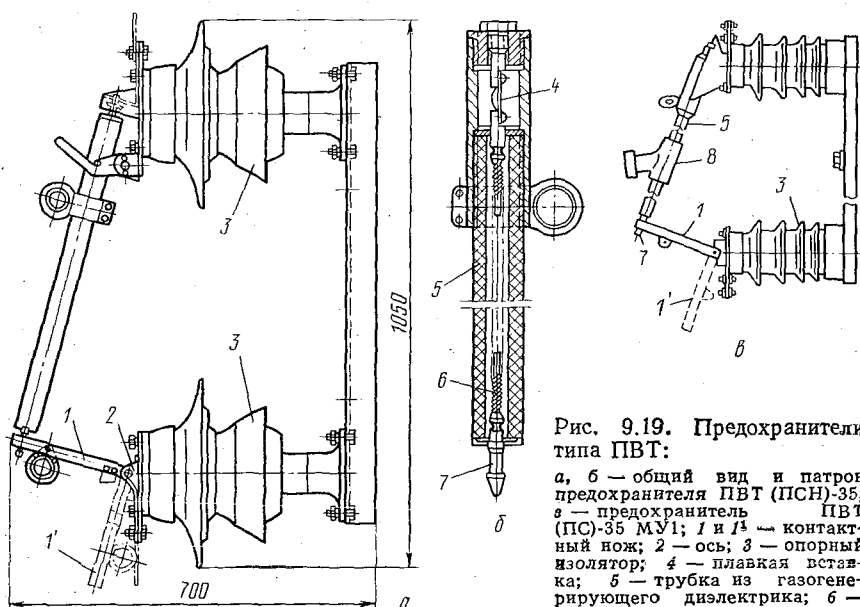


Рис. 9.19. Предохранители типа ПВТ:

а, б — общий вид и патрон предохранителя ПВТ (ПСН)-35; в — предохранитель ПВТ (ПС)-35 МУ1; 1 и 1' — контактный нож; 2 — ось; 3 — опорный изолятор; 4 — плавкая вставка; 5 — трубка из газогенерирующего диэлектрика; 6 — гибкая связь; 7 — наконечник; 8 — патрубок.

вием дуги, образовавшейся после расплавления вставки, стенки винипластовой трубки интенсивно выделяют газ. Давление в патроне повышается, поток газа создает сильное продольное дутье, гасящее дугу. Процесс выброса раскаленных газов через нижнее отверстие патрона сопровождается звуком, похожим на выстрел. В связи с увеличением длины дуги по мере выброса гибкой связи в процессе отключения перенапряжений не возникает, но эти предохранители не обладают и токоограничивающим эффектом. Как видно из рисунка 9.19, плавкая вставка размещена не в трубке, а в металлическом колпаке, закрывающем один ее конец. Это исключает газообразование в нормальном режиме, когда плавкая вставка также может нагреваться до высокой температуры.

Промышленность выпускает выхлопной (стреляющий) предохранитель типа ПВТ-35МУ1 (ПС-35МУ1), приведенный на рисунке 9.19, в. Патрон этого предохранителя в отличие от рассмотренного выше имеет металлический патрубок 8, в котором установлен медный клапан, закрывающий поперечное дутьевое отверстие патрубка. При гашении больших токов к. з., когда интенсивно развивается дуга, давление в патроне быстро возрастает и выбрасывает клапан, в результате чего отверстие патрубка открывается. При гашении дуги с малыми токами отверстие патрубка остается закрытым, обеспечивая повышение давления в патроне.

Для устранения одного из существенных недостатков предохранителей — трудности согласования последовательно установленных аппаратов из-за разброса характеристик — на базе пре-

дохранителей ПВТ(ПС)-35МУ1 разработаны управляемые предохранители УПС-35У1, предназначенные для защиты трансформаторов напряжением 35/6...10 кВ. Имеются также разработки управляемых предохранителей на напряжение 110 кВ.

Гибкий проводник внутри патрона управляемого предохранителя соединен с плавкой вставкой не жестко, а через контактную систему, которая обеспечивает механический разрыв цепи плавкой вставки под действием привода при срабатывании релейной защиты. Когда возникает к. з., релейная защита срабатывает, и в результате действия привода контактный нож (1, рис. 9.19) совместно с гибкой связью перемещаются вниз. При этом контактная система, расположенная внутри патрона, размыкается. Остальные процессы — дальнейшее перемещение и выбрасывание гибкого проводника, гашение дуги — осуществляются так же, как и при перегорании плавкой вставки в неуправляемом выхлопном предохранителе. При больших токах к. з. плавкая вставка управляемого предохранителя перегорает раньше, чем сработает релейная защита. Возможен также вариант управляемого предохранителя без плавкой вставки. При этом исключается дополнительный подогрев предохранителя, можно повысить его номинальный и отключаемый токи.

9.6. МАСЛЯНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Выключатель — основной коммутационный аппарат в электрических установках, предназначенный для включения и отключения тока как в нормальном эксплуатационном режиме (при нагрузке и без нее), так и в аварийных (при к. з.) и ненормальных (при перегрузке) режимах. Наиболее тяжелый режим работы для выключателя — отключение токов к. з.

Основные конструктивные элементы выключателей — это контактная система с дугогасительными устройствами, токоведущие части, корпус, изоляционная конструкция и приводной механизм.

В электроустановках на напряжение выше 1 кВ, в том числе сельскохозяйственного назначения, применяются различные типы выключателей. По конструктивным особенностям и способу гашения дуги различают выключатели следующих типов: масляные многообъемные (баковые), масляные малообъемные (маломасляные, или горшковые), безмасляные.

По роду установки различают выключатели для наружной и внутренней установок.

Масляные многообъемные (баковые) выключатели. В этих выключателях масло используется как газогенерирующая среда, обеспечивающая гашение дуги, и в качестве изоляции токоведущих частей (соседних фаз друг от друга, между фазами и заземленным стальным баком, между контактами при их отключенном положении). Для выключателей на напряжение 6...10 кВ обычно предусматривается один бак, в который помещены контакты всех трех

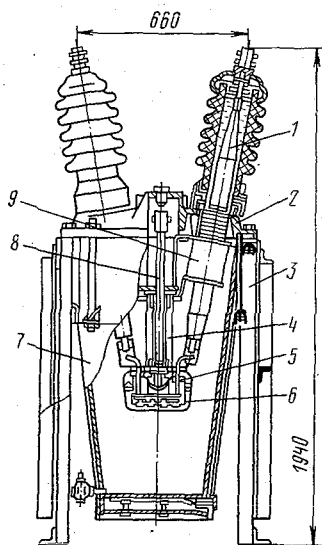


Рис. 9.20. Масляный баковый выключатель С-35-630-10 (разрез полюса):

1 — ввод; 2 — крышка; 3 — каркас; 4 — направляющее устройство; 5 — неподвижный контакт; 6 — подвижная дугогасительная камера; 7 — бак; 8 — штанга; 9 — трансформатор тока ТВ-35/10.

фаз; на более высокие напряжения контакты каждой фазы помещают в свой бак.

В качестве примера на рисунке 9.20 показан разрез бакового масляного выключателя типа С-35-630-10 на напряжение 35 кВ. Каждый полюс выключателя собран на массивной чугунной крышке 2, к которой подвешивается бак 7, изолированный внутри электротехническим картоном. Ток к контактам выключателя подводится через токоведущие стержни вводов 1, пропущенных через отверстия в крышке 2. Неподвижные Г-образные контакты 5 с металло-керамическими напайками укреплены на концах вводов. На каждом из них установлен встроенный трансформатор тока 9. Под крышкой выключателя установлен приводной механизм с системой рычагов, который обеспечивает прямолинейное движение штанги 8 из изолирующего материала. Механизмы трех полюсов соединены тягами между собой и с приводом управления выключателем.

К нижней части штанги прикреплена дугогасительная камера 6, состоящая из двух корпусов, соединенных стяжными болтами. В камере размещается подвижный контакт в виде перемычки с напаянными металлокерамическими пластинами в местах соприкосновения с неподвижными контактами. При включении выключателя при помощи приводного механизма штанга 8 вместе с камерой 6 перемещается в верхнее положение. При этом подвижный контакт замыкает цепь между неподвижными контактами, а отключающие пружины выключателя сжимаются. Во включенном положении выключатель удерживается защелкой привода управления. Для отключения выключателя необходимо освободить защелку привода вручную или при помощи устройств автоматики, и под действием ранее заведенных отключающих пружин штанга с камерой (с подвижными контактами) будет опущена вниз. Размыкание контактов обеспечивает разрыв цепи в дугогасительной камере в двух точках. Соответственно в камере загораются две последовательные дуги, давление резко возрастает и создается поперечное дутье (см. п. 9.2, рис. 9.6), обеспечивающее гашение дуги. Если отключаются малые токи, то после выхода неподвижных контактов из камеры создается также продольное дутье.

В отличие от рассмотренной конструкции баковые выключатели на напряжение 6...10 кВ не оснащаются дугогасительными камерами. Там обеспечивается гашение дуги в масле при простом разрыве цепи также в двух точках. Подобные выключатели, например типа ВМБ-10, ранее широко использовались в сельских электроустановках благодаря простоте их конструкции и относительной дешевизне.

Однако многообъемные баковые выключатели имеют серьезные недостатки. К ним относятся: взрыво- и пожароопасность, непригодность для установки внутри помещений без специальных взрывозащищенных камер, большой объем масла, в связи с чем требуется значительная затрата времени на его замену, необходимость периодического контроля за состоянием и уровнем масла в баке, большая затрата металла, неудобство монтажа и наладки и т. п. Поэтому в распределительных устройствах на напряжение 10 кВ они практически повсеместно заменены малообъемными выключателями. Однако при наружной установке на напряжение 35 кВ и выше, в том числе в открытых распределительных устройствах сельских подстанций, благодаря простоте конструкции данные выключатели применяются достаточно широко. Кроме рассмотренного выше, наиболее часто используются выключатели типов ВМ-35 и ВБ-35.

Малообъемные масляные выключатели. В малообъемных (горшков) масляных выключателях масло используется только для гашения дуги. Тоководные части и элементы выключателя, находящиеся под напряжением, изолируют твердыми материалами, чаще всего фарфором. Каждый контакт выключателя находится в отдельном бачке (горшке) из стали, фарфора или другого изоляционного материала. В связи с этим такие выключатели получили название «горшковых». Объем масла в малообъемных выключателях во много раз меньше, чем в многообъемных. Благодаря этому, а также большой механической прочности баков и способности выдерживать высокое давление они значительно более взрыво- и пожаробезопасны; при внутренней установке их не требуется помещать в специальные взрывозащищенные камеры. Малообъемные выключатели изготавливают в трехполюсном исполнении. Для гашения дуги предусматривают специальные дугогасительные устройства (камеры), размещаемые в зоне горения дуги. Гашение происходит за счет масляного дутья.

Выключатели на напряжение 35 кВ и выше обычно имеют фарфоровый корпус. В распределительных устройствах на 10 кВ сельских трансформаторных подстанций 35...110/10 кВ применяют выключатели типа ВПМ-10 (выключатель подвесной масляный, прежнее название ВМГ-10 — масляный, горшковый) и выпускаемые для комплектных распределительных устройств выключатели типов ВМП-10 (подвесной) и ВМ-10 (прежнее название ВММ-10 — малообъемный). В этих выключателях металлический корпус находится под напряжением и поэтому крепится на фарфоровых изоляторах к общей раме для всех трех полюсов.

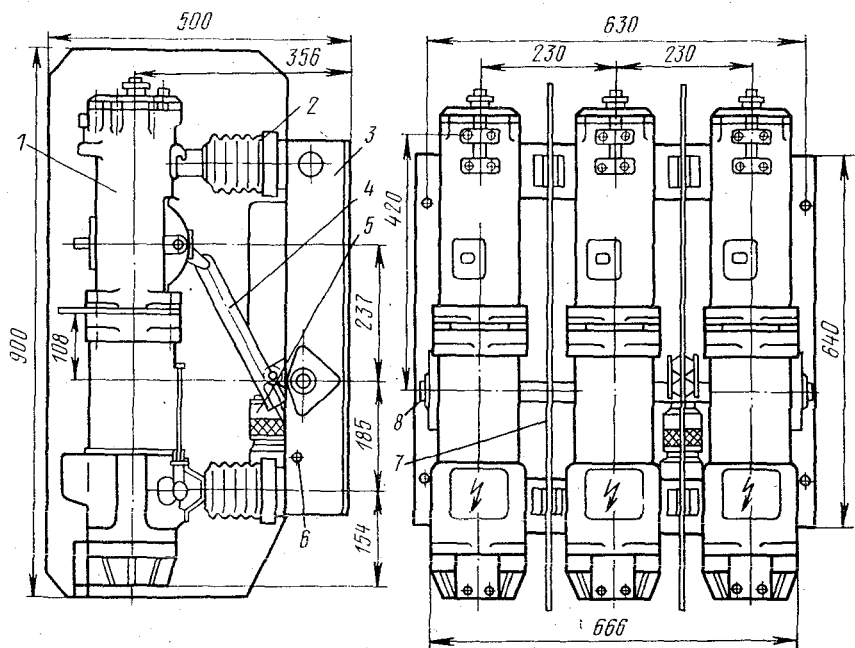
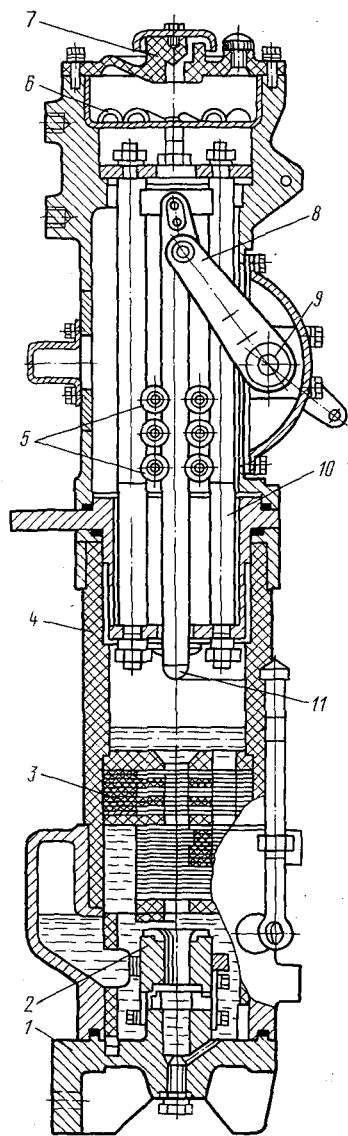


Рис. 9.21. Малообъемный масляный выключатель типа ВМП-10:

1 — полюс (бачок); 2 — изолятор; 3 — рама; 4 — изоляционная тяга; 5 — отключающая пружина и буфер; 6 — болт для заземления; 7 — междуполюсные изоляционные перегородки; 8 — главный вал выключателя.

В качестве примера рассмотрим более подробно конструкцию выключателя типа ВМП-10 (рис. 9.21).

Основанием выключателя служит стальная сварная рама 3, на которой смонтированы три полюса (бачка) выключателя. На раме размещены также вал выключателя 8, отключающая пружина и буферное устройство 5. Для смягчения удара при включении выключателя используется масляный буфер, а при отключении — расположенный там же пружинный буфер. Бачки 1 подвешены к раме на фарфоровых изоляторах 2 (каждый бачок на паре изоляторов). Вали каждого полюса соединены с валом выключателя изоляционными тягами 4. Разрез бачка выключателя в отключенном положении приведен на рисунке 9.22. Бачок состоит из трех частей: нижней 1 — металлической с зажимом и встроенным розеточным контактом 2, средней 4 из стеклопластика с встроенным дугогасительным устройством (камерой) 3 и верхней металлической с подвижным контактным стержнем 11, направляющими 10, роликовыми контактами 5 для токосяема, рычажной системой 8 для передачи движения подвижному контакту от вала 9 и маслоотделителем 6. Бачок закрыт крышкой 7 с отверстием для выхода газов, образующихся при отключении. Уровень масла находится несколько



отключения привод выключателя освобождает отключающую пружину, под действием этой пружины главный вал поворачивается и через изоляционные тяги и рычаги приводного механизма движение передается контактному стержню.

В процессе отключения контактный стержень перемещается вверх и в нижней части бачка зажигается дуга, разлагающая масло. В начале своего движения контактный стержень продолжает

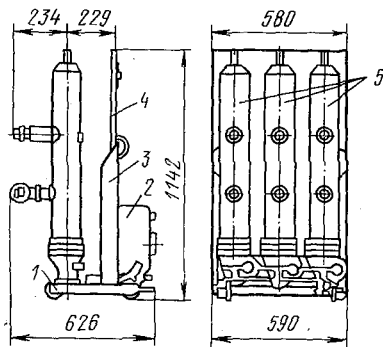


Рис. 9.23. Малообъемный масляный выключатель серии ВК-10:

1 — тележка выключателя; 2 — привод; 3 — основание; 4 — перегородка; 5 — полюса выключателя.

←

Рис. 9.22. Разрез бачка выключателя ВМП-10:

1 — нижняя металлическая часть бачка; 2 — розеточный контакт; 3 — гасительное устройство; 4 — средняя часть бачка из стеклопластика; 5 — роликовые контакты; 6 — маслоотделитель; 7 — крышка; 8 — рычажная система; 9 — вал; 10 — направляющие; 11 — подвижный контакт.

выше дугогасительного устройства. Дугогасительное устройство 3 собрано из изоляционных пластин с фигурными отверстиями. Набором пластин создаются три поперечные щели (канала) на разной высоте для выхода газов и масляные карманы. Подвижный контактный стержень перемещается в центральном отверстии устройства. В положении «включено» конец контактного стержня находится в розетке неподвижного контакта. При

закрывать поперечные каналы, и давление в дугогасительной камере быстро увеличивается. После того как стержень откроет первую поперечную щель, создается газовое дутье сквозь дуговой столб. Газы при этом выбрасываются в верхнюю часть бачка. По мере движения контактного стержня длина дуги увеличивается, открываются вторая и третья поперечные щели. При переходе тока через нуль давление в газопаровом пузыре снижается и сжатый воздух буферного объема, который действует, подобно поршню, нагнетает масло в область дуги. В результате дуга гаснет. При этом, если отключаются значительные токи, из-за сильного поперечного дутья дуга может погаснуть уже в нижней части камеры. При отключении меньших токов дуга в нижней части камеры может не погаснуть и гасится дутьем в масляных карманах. После гашения дуги газы выходят из бачка через отверстия в специальный маслоотделитель, а пары масла конденсируются в верхней части и масло стекает вниз. Продолжительность гашения дуги для этих выключателей не более 0,02...0,025 с.

В выключатель требуется залить всего 4,5 кг масла. Контроль за его уровнем в бачке ведут по маслоуказателю.

Выключатель ВМ-10 в отличие от ВМП-10 имеет встроенный пружинный привод, при помощи которого включается и отключается выключатель в пяти циклах за счет энергии, предварительно запасаемой спиральной пружиной без ее дополнительного подзавода. В связи с внедрением комплектных распределительных устройств (КРУ) на 10 кВ с выкатными элементами (см. п. 11.3) все более широко используется маломасляный выключатель серии ВК-10 (колонковый), специально предназначенный для этих распределительств.

Выключатель ВК-10 (рис. 9.23) в сборе представляет собой выкатной элемент ячейки КРУ. Он состоит из сборного основания, на котором установлены 3 полюса, пружинный привод, фасадная перегородка. Основание выключателя имеет устройства для вкатывания и выкатывания, для подъема шторочного механизма в КРУ (см. п. 11.3), для установки электромагнитных блок-замков, осуществляющих необходимые оперативные блокировки, для переключения блок-контактов в КРУ. Каждый полюс имеет штыревые выводы с розеточными контактами для осуществления соединений первичной цепи при вкатывании выключателя в ячейку КРУ. Выключатель оснащен дугогасительными камерами, размещенными в зоне горения дуги, с газомасляным дутьем. Для повышения стойкости к действию дуги и увеличения срока службы верхний конец подвижного стержня и нижние торцы ламелей розеточного контакта облицованы дугостойкой керамикой. Выключатель оснащен пружинным приводом с автоматическим заводом пружин специальным двигателем. Для конструкции выключателя характерны легкий доступ к быстроизнашивающимся деталям, взаимозаменяемость смежных частей и относительно небольшой объем работ по его обслуживанию.

Продолжительность гашения дуги для этих выключателей не более 0,02...0,025 с. В выключатель требуется залить всего 4,5 кг масла. Уровень масла в бачке контролируют по маслоуказателю.

Таким образом, маломасляные выключатели по сравнению с многообъемными имеют небольшое количество масла, меньшую массу, более удобный доступ к контактам. Они, как указывалось, значительно менее взрыво- и пожароопасны. Однако их нельзя считать полностью взрыво- и пожаробезопасными. Известны отдельные случаи взрывов и пожаров при использовании маломасляных выключателей. К недостаткам этих выключателей также можно отнести необходимость периодического контроля, доливки и замены масла в бачках, а также трудность установки встроенных трансформаторов тока.

9.7. БЕЗМАСЛЯНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Недостатки многообъемных, а в определенной степени и малообъемных масляных выключателей, отмеченные выше, связанные с наличием масла, отсутствуют у безмасляных выключателей. К этой группе относятся вакуумные, воздушные, электромагнитные, элегазовые и автогазовые выключатели. Из них в сельских электрических сетях находят применение вакуумные и упрощенные автогазовые выключатели. Следует полагать, что в дальнейшем смогут быть использованы и другие типы аппаратов.

Вакуумные выключатели. Основной элемент этого выключателя — запаянный стеклянный (фарфоровый) баллон, внутри которого расположены неподвижный и подвижный вольфрамовые контакты. На подвижный контакт воздействуют через сильфон, герметически скрепленный со стеклянным баллоном. Полный ход подвижного контакта при напряжении 10 кВ равен нескольким миллиметрам. В баллоне создается вакуум, благодаря которому относительно небольшой зазор между контактами выдерживает напряжение с амплитудой до 100 кВ и выше. Использование вакуума в качестве дугогасящей среды дает следующие основные преимущества:

- 1) быстрое восстановление диэлектрической прочности промежутка после отключения тока при небольшом расхождении контактов, после чего дуга горит не более 0,5 периода;

- 2) отключение тока при первом прохождении его через нуль после расхождения контактов, отсутствие повторных замыканий;

- 3) небольшой расход мощности на включение и отключение, а также малое время срабатывания выключателя из-за небольших хода и массы контактов;

- 4) полная пожаро- и взрывобезопасность;

- 5) большой срок службы и отсутствие необходимости в обслуживании;

- 6) возможность работы без подогрева при низких температурах.

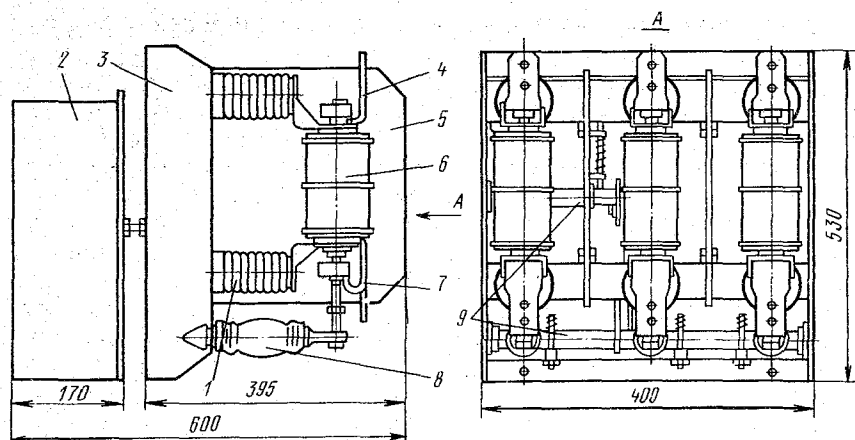


Рис. 9.24. Вакуумный выключатель ВВВ-10-2/320 на напряжение 10 кВ:
1 — опорный изолятор; 2 — привод; 3 — рама; 4 — шины; 5 — изоляционная перегородка; 6 — вакуумная дугогасительная камера КДВ-21; 7 — шины; 8 — рычаг-изолятор; 9 — валы.

Опыт показал, что если заключенные в вакуум части тщательно очищены и дегазированы, то они действуют как газопоглотители, и поэтому в хорошо запаянных колбах вакуум сохраняется или даже улучшается в течение всего срока службы.

Промышленность выпускает используемый в сельских электрических сетях напряжением 10 кВ вакуумный выключатель типа ВВВ-10-2/320, приведенный на рисунке 9.24 (номинальный ток 320 А, предельно отключаемый — 2 кА, допустимое число срабатываний при токе 900 А — 40 000, готовится к производству модернизированный выключатель на номинальный ток 400 А и предельно отключаемый 4 кА). Этот выключатель можно устанавливать на подстанциях 35/10 кВ. Однако, учитывая указанные выше преимущества, наиболее целесообразно его использовать в распределительных пунктах, пунктах секционирования, АВР и других необслуживаемых и удаленных от пунктов обслуживания установках. Для этих условий промышленность выпускает специальные ячейки (шкафы) серии К-102 с вакуумным выключателем.

Воздушные, электромагнитные, элегазовые и автогазовые выключатели. Воздушные выключатели, в которых дуга гасится сжатым воздухом, изготавливают на напряжение от 35 кВ до сверхвысоких напряжений. Они взрыво- и пожаробезопасны, обеспечивают высокие быстродействие и отключающую способность, малый износ контактов, пригодны для наружной и внутренней установок. К основным недостаткам этих выключателей можно отнести необходимость использования компрессорной установки, сложность конструкции ряда узлов, относительно высокую стоимость.

Воздушные выключатели наиболее широко применяются в установках на напряжение 110 кВ и выше.

В электромагнитных выключателях для гашения дуги используются электродинамические силы, воздушный поток, создаваемый специальным поршневым устройством, и магнитное дутье, которое обеспечивается в результате взаимодействия магнитного поля катушки магнитного дутья с током дуги. Эти выключатели для гашения дуги не требуют ни масла, ни сжатого воздуха от специальной компрессорной установки. Они также взрыво- и пожаробезопасны, обеспечивают малый износ контактов, пригодны для работы при частых включениях и отключениях. Однако эти выключатели имеют сложную конструкцию дугогасительной системы, ограниченный предел номинального напряжения (до 20 кВ), ограниченную пригодность для наружной установки.

В элегазовых выключателях для гашения дуги предусматривается специальное устройство, обеспечивающее вращение дуги (за счет взаимодействия ее тока с магнитным полем постоянных магнитов) в элегазе. Элегаз обладает высокими дугогасящими свойствами, в частности большой электрической прочностью, не горит и не поддерживает горения. Элегазовые выключатели пожаро- и взрывобезопасны, обладают высокой отключающей способностью и быстродействием.

Воздушные, электромагнитные и элегазовые выключатели в силу имеющихся у них особенностей пока практически не нашли распространения в сельских электрических сетях. В отличие от них автогазовые выключатели, в которых для гашения дуги используется газ, выделяющийся из твердого газогенерирующего материала дугогасительной камеры, применяются в системах сельского электроснабжения. Правда, они нашли применение с дугогасительной камерой простейшего типа в качестве выключателей нагрузки, которые рассмотрены ниже.

Выключатели нагрузки. Это простейшие автогазовые выключатели. Они представляют собой трехполюсный коммутационный аппарат на напряжение свыше 1 кВ, рассчитанный на включение и отключение рабочего тока, и не предназначены для отключения токов к. з. Эта функция при повреждении цепи за местом установки выключателя возлагается на плавкие предохранители. Выключатели нагрузки, используемые в сельских электрических сетях напряжением 6...10 кВ типа ВН-16, ВН-17, разработанные на базе разъединителя для внутренней установки с простейшей дугогасительной камерой, также не допускают включения на ток к. з. Они предназначены для установки в закрытых (комплектных) распреустройствах и обеспечивают видимый разрыв при отключении.

Промышленность выпускает выключатели нагрузки, смонтированные на общей раме с предохранителями (ВНП-16, ВНП-17), без предохранителей (ВН-16, ВН-17), а также с предохранителями и заземляющими ножами (ВНП_з-16, ВНП_з-17).

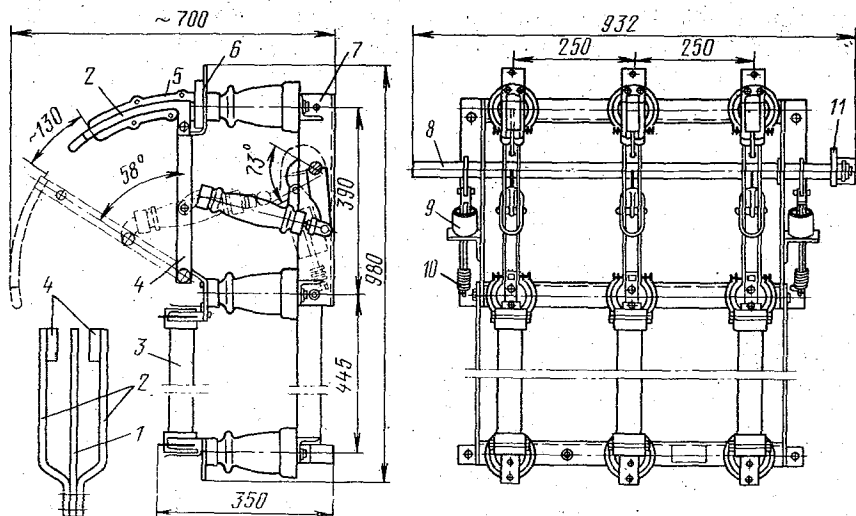


Рис. 9.25. Выключатель нагрузки ВНП-16 (10 кВ, 400 А):

1 — дугогасительный нож; 2 — стальные пластины; 3 — предохранитель ПК; 4 и 6 — рабочие контакты; 5 — дугогасительная камера; 7 — рама; 8 — вал; 9 — отключающая пружина; 10 — буфер; 11 — приводной рычаг.

В качестве примера на рисунке 9.25 показан общий вид выключателя нагрузки ВНП-16. Коммутационный аппарат и предохранители типа ПК смонтированы на раме 7. На верхних изоляторах установлены дугогасительные камеры 5 с вкладышами из органического стекла. Подвижный рабочий контакт выполнен в виде двухполюсного ножа 4, охватывающего во включенном положении контактную стойку 6. На конце полюс 4 закреплены две дугообразные стальные пластины 2, между которыми зажат конец дугогасительного ножа 1. Последний при включении входит в щель дугогасительной камеры и в конце хода — в неподвижные дугогасительные контакты. Рабочие контакты 4 и 6 замыкаются позже дугогасительных. При отключении, наоборот, сначала размыкаются рабочие, а затем дугогасительные контакты, между которыми возникает дуга. В результате под воздействием высокой температуры оргстекло частично разлагается с выделением газа. При этом из-за значительного повышения давления в камере обеспечивается дутье в зоне дуги, способствующее быстрому ее погасанию. Дистанционное отключение и необходимая скорость движения контактов выключателя обеспечиваются двумя отключающими пружинами 9, которые заводятся при включении. Для компенсации механических усилий в конце хода подвижных контактов используется буфер 10.

Выключатель ВНП-17 отличается от рассмотренного наличием автоматического устройства для подачи импульса на электромагнит отключения при перегорании плавкой вставки любого из трех пре-

дохранителей. В результате устраняется недостаток выключателя ВНП-16, связанный с возможностью появления неполнофазного режима при перегорании предохранителя в одной фазе.

Различные типы приводов выключателя нагрузки могут обеспечить как ручное, так и дистанционное включение и отключение. Привод выключателя типа ВНП₃ имеет механическую блокировку, не позволяющую включить заземляющие ножи при включенном выключателе и наоборот.

Выключатели ВНП-16 и ВНП-17 выпускаются на напряжение 6 и 10 кВ, на номинальные токи 400 и 200 А.

Осваивается производство новой конструкции выключателя нагрузки ВНП-10. Операции включения или отключения его выполняются при помощи пружинного привода (вместо ручного), что обеспечивает безопасность оператора. Привод имеет меньшие габаритные размеры и увеличенный срок службы (25 лет вместо 10 для ранее выпускавшихся конструкций).

В заключение отметим, что более совершенны электромагнитные выключатели нагрузки типа ВНИТЭМ-10. Их выпускают на напряжение 6 и 10 кВ, номинальные токи 400 и 630 А, с токами отключения 630 и 1000 А и током включения 20 кА. Дуга в них гасится магнитным дутьем, как у силовых электромагнитных выключателей.

9.8. РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ И ОТДЕЛИТЕЛИ

Разъединители — коммутационные аппараты, предназначенные для отключения и включения электрических цепей напряжением выше 1 кВ без тока и обеспечения безопасности при проведении ремонтов, ревизий и других работ путем создания видимого разрыва этих цепей при их отключении. Разъединитель не имеет дугогасительных устройств, поэтому им нельзя отключать даже токи нагрузки и тем более токи к. з. Если произойдет ошибочное отключение этих токов, может возникнуть устойчивая дуга, а затем междуфазное перекрытие (к. з.), повреждение аппаратуры, возможны несчастные случаи с обслуживающим персоналом.

Разъединители допускается использовать лишь для коммутации цепей с малыми токами: отключения и включения тока нагрузкой до 15 А трехполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже, незначительного намагничивающего тока силовых трансформаторов и зарядного тока воздушных и кабельных линий (тока холостого хода), зарядного тока шин и оборудования, например измерительного трансформатора напряжения (кроме батарей конденсаторов) и т. п.

Разъединители должны обеспечивать электродинамическую и термическую стойкость при протекании токов к. з., четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледене-

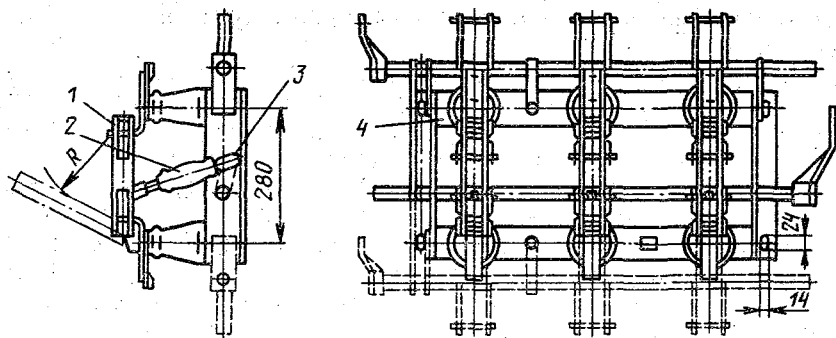


Рис. 9.26. Разъединитель внутренней установки типа PB3-10/400:

1 — замок; 2 — изолятор привода; 3 — привод; 4 — рама.

ние, снег, ветер), требуемую механическую прочность; должно быть исключено их самопроизвольное отключение.

По роду установок различают разъединители для внутренней и наружной установок, по числу полюсов — одно- и трехполюсные, по конструкции — рубящего и поворотного типов (нож перемещается соответственно в плоскости, перпендикулярной или параллельной основанию), а также катящегося типа (с поступательным движением ножа), по способу установки — с вертикальным и горизонтальным расположением ножей, по наличию или отсутствию заземляющих ножей. Разъединители выпускают на напряжение 6 кВ и выше и номинальные токи 200 А и более.

Для внутренней установки изготавливают однополюсные и трехполюсные разъединители рубящего типа, а для комплектных распределительных устройств с выкатными тележками — катящегося типа. В сельскохозяйственных электроустановках напряжением 10 кВ наиболее широко используются трехполюсные разъединители типа РВ. На рисунке 9.26 в качестве примера показан разъединитель типа PB3-10/400 (разъединитель для внутренней установки на 10 кВ, 400 А). Трехполюсный разъединитель смонтирован на общей металлической раме. На ней укреплен вал с приводным рычагом. Движение ножу передается от вала через фарфоровые тяги (изоляторы). Неподвижные контакты представляют собой изогнутые под прямым углом медные шины (Г-образные стойки), укрепленные на изоляторах. Ножи каждой фазы состоят из двух пластин, которые охватывают неподвижные контакты. Со стороны, где нож вращается вокруг оси, контакт скользящий, шарнирный. Пластины ножа этой стороны имеют штампованные кольцевые выпуклости. С другой стороны, где осуществляется коммутация цепи, то есть со стороны размыкающегося контакта, пластины в местах соприкосновения с неподвижными контактами имеют цилиндрические выпуклости.

Нож с неподвижными контактами соприкасается по линиям, то есть образуется линейный контакт. Давление в контактах обе-

спечивается за счет пластинчатых фигурных пружин, его можно регулировать.

Чтобы уменьшить опасность самопроизвольного отключения разъединителя под действием электродинамических усилий при прохождении токов к. з., стремящихся оттолкнуть нож от неподвижного контакта, используют магнитный замок. Он состоит из двух стальных пластин, укрепленных снаружи на концах ножа, которые, намагничиваясь токами к. з., взаимно притягиваются и создают дополнительное давление в контактах. Разъединители, используемые в сельских электроустановках напряжением 10 кВ, обычно имеют ручное управление при помощи рычажных приводов типа ПР.

Изоляция разъединителей для наружной установки предназначена для работы в неблагоприятных условиях окружающей среды. Поэтому для таких разъединителей предусмотрены изоляторы с развитой ребристой поверхностью. Контактные системы и механическая часть этих разъединителей должны обеспечивать оперирование ими при наличии гололеда на контактах. Наиболее широко на напряжение 10 кВ и выше используют разъединители наружной установки горизонтально-поворотного типа с меньшими габаритными размерами и с механизмом управления, более простым, чем рубящего типа. В этих разъединителях главный нож обычно состоит из двух частей (полуножей), вращающихся в горизонтальной плоскости при повороте опорных изоляторов, на которых ножи закреплены (в некоторых конструкциях один подвижный изолятор и один неподвижный на каждую фазу).

На рисунке 9.27 в качестве примера показан разъединитель типа РЛНД-10 (линейный, наружной установки, с двумя опорно-изоляционными колонками). Промышленность выпускает эти разъединители улучшенной конструкции, в частности с улучшен-

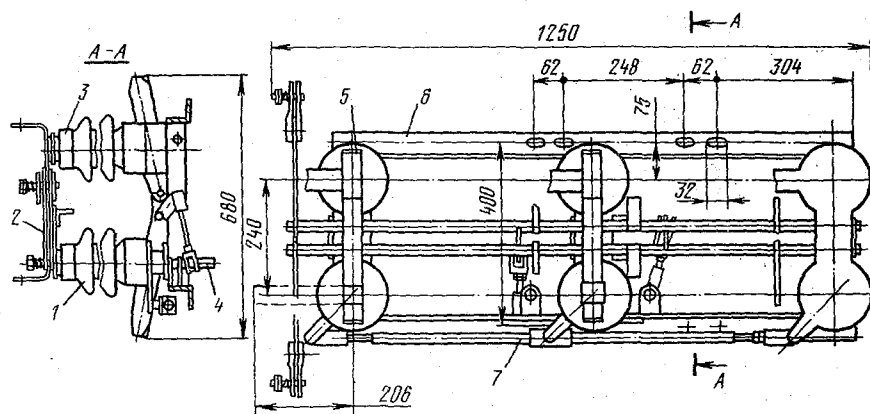


Рис. 9.27. Разъединитель наружной установки типа РЛНД-10:

1 и 3 — опорно-изоляционные колонки; 2 — главные ножи; 4 — вал привода; 5 — контактный вывод; 6 — рама; 7 — тяга.

ной изоляцией — с использованием новых опорно-стержневых фарфоровых изоляторов, на номинальные токи 320, 400, 630 А. Разъединитель РЛНД-10, кроме отключения и включения обесточенных участков цепи, может обеспечивать заземление отключенных участков при помощи стационарных ножей заземления (он может иметь один или два устанавливаемых с обеих сторон ножа заземления на фазу, а также выпускается без них). Исполнение разъединителя трехполюсное. Собран он на общей раме, где установлены три неподвижных и три подвижных (на осях, связанных между собой тягами) изолятора.

Укрепленные на подвижных изоляторах ножи при повороте (при включении) заходят между ламелями неподвижных ножей. В разъединителе используются медные токоведущие части.

Промышленностью разработана также новая конструкция разъединителя на напряжение 10 кВ типа РЛНТ-10 (разъединитель линейный, наружной установки, с тремя опорно-стержневыми колонками, рис. 9.28). Он обеспечивает два разрыва на фазу (полюс), снабжается одним или двумя заземляющими ножами.

Разъединитель имеет повышенную коммутационную способность (номинальный ток отключения 25 А). В связи с этим его рекомендуется использовать для установки в первую очередь на ответвлениях и участках сети напряжением 10 кВ с суммарной мощностью 430 кВ·А и ниже.

Разъединители на напряжение 35 и 110 кВ (типа РЛНД и РНД) имеют два подвижных изолятора и соответственно два подвижных полуножа. При этом при отключении в первый момент полуножи поворачиваются на некоторый угол вокруг точки их соприкосновения (нож «ломается» на две части), что значительно облегчает размыкание цепи при обледенении контактов.

Приводы всех разъединителей с заземляющими ножами снабжаются механической блокировкой, исключающей включение главных контактов при включенных заземляющих ножах. Кроме того, используется механическая или электромагнитная блокировка, не допускающая включение разъединителя, если включен последовательно с ним установленный выключатель.

Короткозамыкатели и отделители. Масляные выключатели, особенно на напряжение 35 кВ и тем более 110 кВ и выше, — аппараты, относительно дорогие. Для повышения экономичности электроснабжения, удешевления и сокращения сроков строительства в сельскохозяйственных районах получили распространение упрощенные подстанции 35 ... 110/10 кВ без масляных выключателей на стороне высшего напряжения. Для того чтобы на этих подстанциях обеспечить отключение поврежденного трансформатора, используют короткозамыкатели и отделители. Они представляют собой разъединители со встроенной включающей или отключающей пружиной, что обеспечивает возможность автоматического управления. Короткозамыкатель, оснащенный включающей пружиной, которую заводят вручную при его отключении,

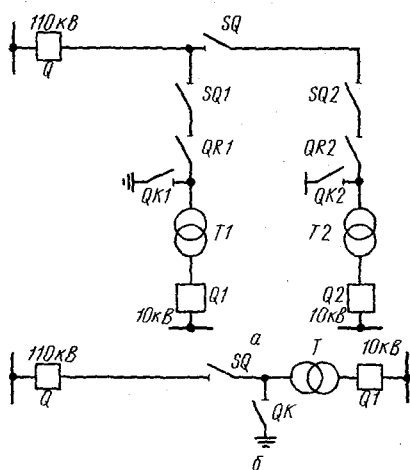
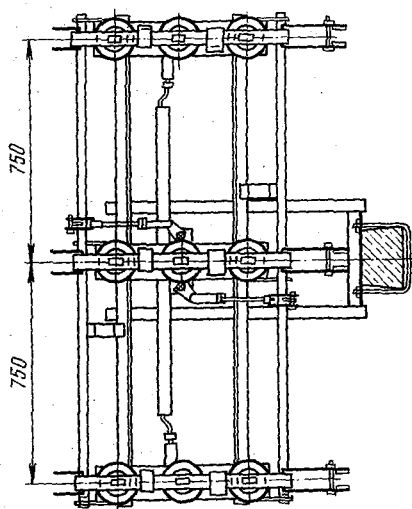
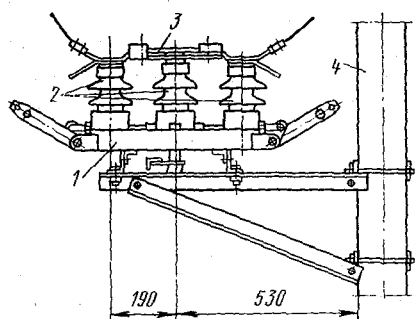


Рис. 9.29. Схема подстанции с отделителем и короткозамыкателем вместо выключателя на стороне высшего напряжения (а) и тупиковой подстанции с короткозамыкателем (б).



Рис. 9.28. Разъединитель наружной установки типа РЛНТ-10:

1 — рама; 2 — опорно-стержневые колонки; 3 — ножи; 4 — опора.

предназначен для создания искусственного к. з. в электрической цепи. Отделитель, оснащенный отключающей пружиной, которую заводят вручную при его включении, предназначен для автоматического отключения электрической цепи без тока.

Схема с отделителем и короткозамыкателем (рис. 9.29, а) на отпаечной подстанции действует следующим образом. При повреждении, например, трансформатора $T1$ срабатывает его релейная защита, которая подает сигнал на автоматическое включение короткозамыкателя $QK1$. В результате в питающей линии 35 (110) кВ начинает протекать ток к. з., под воздействием которого срабатывает защита этой линии и отключается ее головной выключатель Q . Как известно, все воздушные линии напряжением выше 1 кВ оснащаются устройствами автоматического повторного включения (АПВ, см. п. 10.13).

После отключения выключателя питающей линии за время бес-
токовой паузы до АПВ автоматически отключается отделитель $QR1$. Затем под действием устройства АПВ повторно включается головной выключатель Q питающей линии. Таким образом, пов-

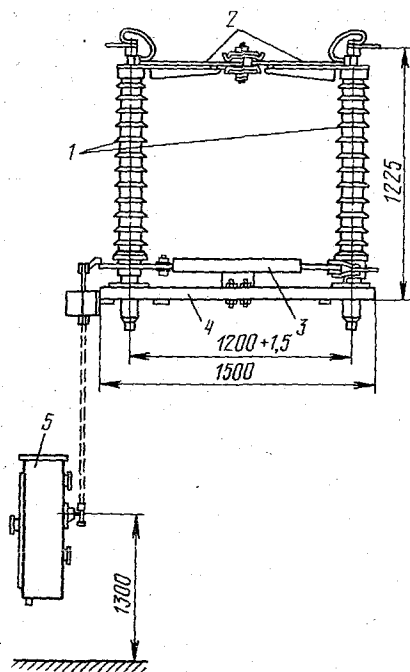


Рис. 9.30. Отделитель типа ОД-110:

1 — поворотные изоляторы; 2 — контактные ножи; 3 — соединительная тяга с пружиной; 4 — опорная рама; 5 — привод ПГ-10-0.

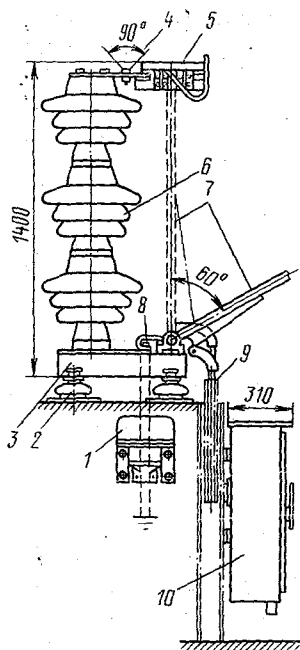


Рис. 9.31. Короткозамыкатель типа КЗ-110:

1 — трансформатор тока; 2 — изолятор; 3 — рама; 4 — зона подводящей шины; 5 — неподвижный контакт; 6 — колонка изоляторов; 7 — нож; 8 — присоединение заземления; 9 — изолирующая тяга; 10 — привод ПГ-10К.

режденный трансформатор *T1* оказывается отключенным, а питающая линия со всеми другими подключенными к ней потребителями остается в работе.

В частном случае на тупиковой однотрансформаторной подстанции (рис. 9.29, б) достаточно установить один короткозамыкатель без отделителя. При этом к питающей линии не присоединены другие приемники, кроме данного трансформатора, и в случае его повреждения линия без всякого ущерба может быть отключена. По своей конструкции отделители, которые наши заводы выпускают на напряжение 35 кВ и выше, аналогичны двухколонковым разъединителям для наружной установки. На рисунке 9.30 показан полюс отделителя на напряжение 110 кВ типа ОД-110. Отделитель состоит из общей рамы — основания 4, на котором во время монтажа соединяются три полюса отделителя, изоляторов 1, которые вместе с установленными на них ножами 2 вращаются в подшипниках, закрепленных с нижней стороны рамы и отключающей пружины, расположенной под тягой 3. Включают отделитель ручным приводом 5. Отключение может происходить автома-

тически при подаче импульса на электромагнит отключения привода, который освобождает защелку, удерживающую отключающую пружину, заведенную при включении отделителя. При отключении отделителя в конце хода удар смягчается специально предусмотренным резиновым буфером.

Отделители могут иметь также заземляющие ножи.

Короткозамыкатели типа КЗ по конструкции представляют собой разъединители с вертикально расположенными ножами. В установках на напряжение 35 кВ применяют два полюса короткозамыкателя, а на напряжение 100 кВ и выше — один полюс. Соответственно в первом случае создается искусственное двухфазное к. з., а во втором, при глухозаземленной нейтрали, — однофазное к. з.

На рисунке 9.31 показан полюс короткозамыкателя на напряжение 110 кВ типа КЗ-110. Короткозамыкатель состоит из следующих основных узлов: рамы 3, которая устанавливается на основании при помощи изоляторов 2, колонки изоляторов 6, собранной из трех изоляторов типа ИШД-35 с верхним неподвижным контактом 5 и экраном (для короткозамыкателя на 35 кВ устанавливается изолятор СТ-35 с контактом), подвижного контакта 7 (стального трубчатого ножа с медным контактом на конце), который закреплен в подшипнике на раме, пружинного механизма с резиновым буфером, расположенного между швеллерами, из которых выполнено основание. Отключают короткозамыкатель при помощи ручного привода 10. Включение происходит автоматически при подаче импульса на электромагнит включения привода, освобождающего защелку, которая удерживает включающую пружину, заведенную при отключении короткозамыкателя.

Изоляторы 2 установлены для того, чтобы предотвратить растекание тока к. з. по крепежным конструкциям.

9.9. ПРИВОДЫ К КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЕ

Для включения и отключения разъединителей, выключателей нагрузки, масляных выключателей и другой коммутационной аппаратуры используют специальные устройства — приводы. Для автоматически отключаемых или включаемых аппаратов привод удерживает их соответственно во включенном или отключенном положении.

По роду используемой энергии приводы разделяют на ручные, электрические (электромагнитные, электродвигательные), пружинные, пневматические. Раньше применялись грузовые приводы, которые оказались недостаточно надежными в работе. Различают также неавтоматические, полуавтоматические и автоматические приводы. Первые дают возможность включать или отключать аппарат только вручную. Вторые обеспечивают автоматическое (дистанционное) отключение или в некоторых случаях включение

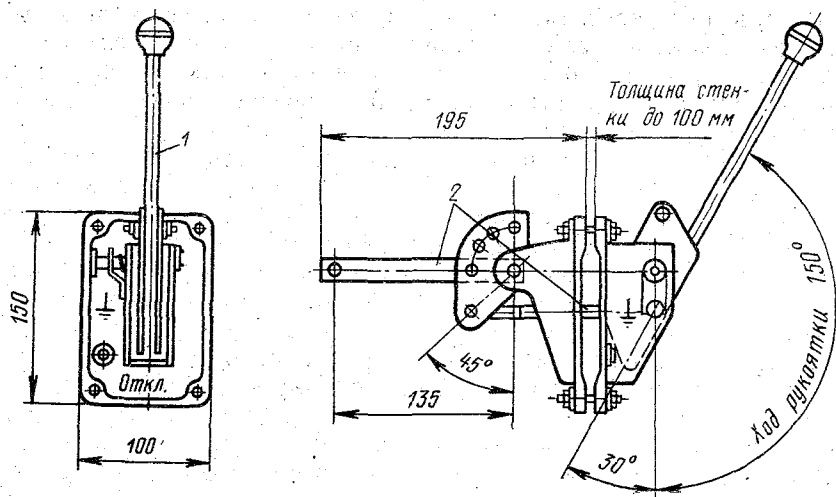


Рис. 9.32. Ручной рычажный привод ПР-10 для управления разъединителями: 1 — рукоятка; 2 — система тяг и рычагов.

аппарата. Автоматические приводы дают возможность автоматически (от соответствующих устройств защиты и автоматики) или дистанционно включать и отключать коммутационные аппараты.

Для управления разъединителями в системе сельского электроснабжения наиболее часто используют ручной рычажной привод (рис. 9.32). Он может быть установлен как в закрытых, так и в открытых распределительных устройствах. Рукоятка такого привода перемещается в вертикальной плоскости на угол $120... 150^\circ$. Движение рукоятки при помощи тяг и рычагов передается валу ножей разъединителя. При отключении рукоятку привода поворачивают вниз, при включении — снизу вверх. Ручные приводы устанавливают на тех же опорных конструкциях, на которых размещается разъединитель. Наличие привода дает возможность осуществить механическую или электрическую блокировку разъединителя и выключателя для предотвращения неправильных операций с разъединителем при включенном выключателе.

Однополюсными разъединителями часто управляют при помощи изолирующей штанги, которой захватывается петля, специально предусмотренная на ноже разъединителя.

Короткозамыкателями и отделителями управляют при помощи приводов типа ПГ-10К и ПГ-10-0 или ШПК и ШПО. Эти приводы, имеющие одинаковую кинематическую схему, размещают в шкафах для наружной установки (см. рис. 9.30 и 9.31). Вал этих приводов при помощи соответствующих рычагов и тяг соединен с короткозамыкателями или отделителями.

В приводе короткозамыкателя можно установить два реле прямого действия максимального тока и один электромагнит отключения. При срабатывании реле или электромагнит освобождает защелку привода и короткозамыкатель включается под действием заведенной при его отключении пружины. Отключают короткозамыкатель вручную при помощи рукоятки управления приводом.

В приводе отделителя устанавливают электромагнит отключения, который при срабатывании также освобождает защелку и обеспечивает автоматическое отключение отделителя под действием заведенной при его включении пружины. Раньше в этих приводах устанавливались специальные блокирующие реле (БРО). Однако они оказались недостаточно надежными, и поэтому, чтобы предотвратить отключение отделителя при включенном короткозамыкателе, используют токовую блокировку в схеме автоматического управления.

Выключатели нагрузки могут быть оснащены приводами нескольких модификаций: с ручным включением и отключением (типа ПР-17), с ручным включением и ручным или дистанционным отключением (типа ПРА-17), с дистанционным или автоматическим включением и отключением (типа ПЭ-11).

Выключателями нагрузки с заземляющими ножами управляют при помощи отдельного, ручного привода с механической блокировкой, не позволяющей включить заземляющие ножи при включенном выключателе.

Для управления масляными и другими выключателями используются приводы, имеющие следующие основные узлы: включающий механизм, обеспечивающий включение выключателя, запирающий механизм (защелка), который удерживает выключатель во включенном положении, и расцепляющий механизм, освобождающий защелку, после чего выключатель отключается под действием отключающих пружин, заведенных при включении. Наибольшее усилие требуется при включении, так как в этом случае необходимо также преодолеть сопротивление отключающих пружин, трение и силы инерции в подвижных частях. При включении на к. з. может потребоваться преодоление электродинамических усилий, отталкивающих контакты один от другого.

Наиболее часто для управления выключателями используют автоматические приводы. В сельских электрических сетях наибольшее распространение получили пружинные приводы. Более широкое применение их по сравнению с электромагнитными приводами объясняется тем, что для их работы не требуются аккумуляторные батареи и соответствующие зарядные агрегаты. В данном случае выключатель автоматически включается под действием заранее заведенных (натянутых) пружин.

Включающие пружины можно заводить от руки или специальным двигателем, который обычно снабжен редуктором (автоматический моторный редуктор — АМР). Пружинные приводы используют для управления масляными выключателями на напряжение

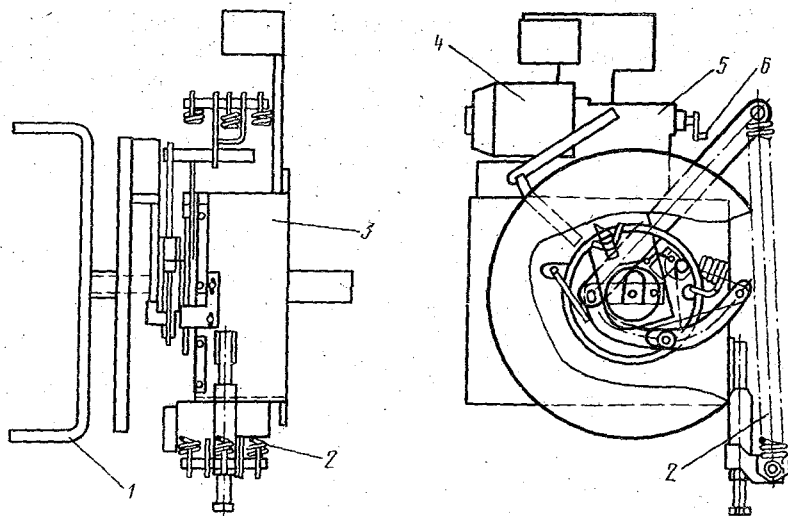


Рис. 9.33. Пружинный привод ПП-67К для управления выключателями:
1 — рукоятка; 2 — пружина; 3 — корпус; 4 и 5 — двигатель и редуктор для автоматического натяжения пружин; 6 — рукоятка для ручного натяжения пружин (через редуктор).

6 ... 35 кВ. Они обеспечивают: ручное или дистанционное (посредством встроенных электромагнитов включения и отключения) включение и отключение выключателя, автоматическое отключение выключателя под действием защиты (при помощи встроенных реле или отдельного комплекта реле защиты), автоматическое повторное включение (АПВ) выключателя после его автоматического отключения при помощи специальной релейной схемы и встроенного электромагнита включения (возможно также механическое АПВ посредством рычажного механизма привода, которое в последнее время обычно не используется).

Имеется ряд конструкций пружинных приводов (типа ППМ-10, ПП-67, ПП-74 и др.). В сельских электрических сетях наиболее часто применяется привод типа ПП-67К (рис. 9.33).

Опыт эксплуатации пружинных приводов, в частности типа ПП-67, показал, что они относительно часто выходят из строя и из-за сложной механической части являются одним из наиболее ненадежных элементов электрооборудования. Поэтому разрабатывается несколько конструкций, в частности электромагнитные приводы с использованием мощных выпрямителей, для сельских электроустановок.

Электромагнитные приводы, получающие питание от аккумуляторной батареи, нашли широкое распространение в установках с постоянным оперативным током. Поэтому в сельских электрических сетях их используют редко. Эти приводы представляют собой устройства управления выключателем прямого действия:

энергия, необходимая для включения, непосредственно подается в процессе включения от источника большой мощности электромагниту включения. Отключение происходит под действием слабого электромагнита отключения. Достоинство электромагнитных приводов — простота конструкции и надежность действия. Основной недостаток — большой ток, потребляемый электромагнитом включения.

Промышленность изготавливает электромагнитные приводы нескольких типов. Для выключателей на напряжение 10 кВ достаточно широко используются приводы типа ПЭ-11.

Большинство приводов различного типа снабжены устройством свободного расцепления. Это — механический узел привода, обеспечивающий свободное отключение выключателя независимо от положения подвижных элементов. Устройство свободного расцепления особенно необходимо для быстрого отключения выключателя при включении его на к. з.

Воздушными выключателями, работающими от компрессора, управляют при помощи пневматического привода. Действие этого привода обеспечивается за счет энергии сжатого воздуха от той же компрессорной установки.

9.10. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Измерительные приборы, аппараты релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации на станциях и подстанциях включают через измерительные трансформаторы тока и напряжения. Эти трансформаторы позволяют: 1) отделить вторичные цепи (измерения и защиты) от первичных, что обеспечивает безопасность измерений, регулировки приборов и реле, удобство их обслуживания; 2) стандартизировать приборы и реле по току и напряжению (номинальный вторичный ток трансформаторов тока обычно равен 5 А, вторичное напряжение трансформаторов напряжения 100 В); 3) исключить протекание токов к. з. непосредственно через последовательно включаемые в контролируемые цепи обмотки приборов и реле; 4) уменьшить сечение контрольных кабелей и проводов, снизив их стоимость.

Для обеспечения безопасности персонала в случае пробоя изоляции измерительных трансформаторов одну из точек их вторичной обмотки обязательно заземляют.

Учитывая, что рассматриваемые трансформаторы предназначены для работы с измерительными приборами и реле, они должны обеспечить определенную точность так, чтобы погрешности измерений или действия реле не выходили за допустимые пределы.

Трансформаторы напряжения выполняют как для внутренней, так и для наружной установки на всю шкалу напряжений, начиная от 380 В. Однофазный трансформатор напряжения (рис. 9.34) состоит из замкнутого сердечника (магнитопровода) 2 и двух обмоток 1 и 3. Первичная обмотка 1 включена на напряже-

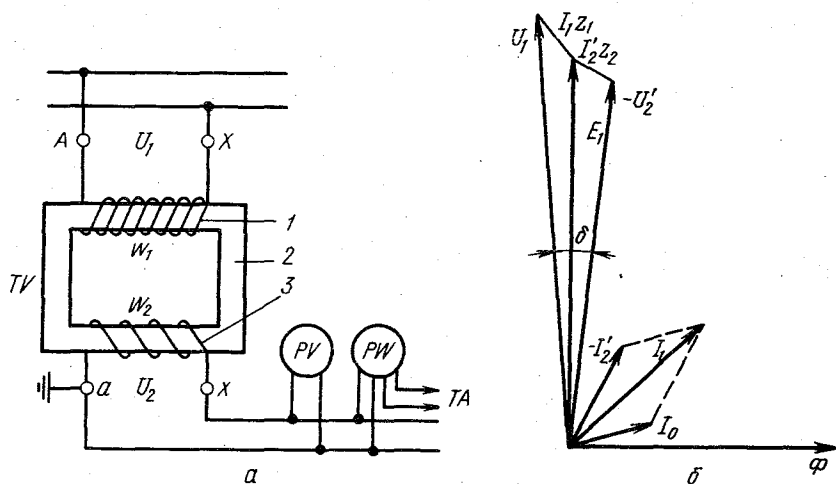


Рис. 9.34. Однофазный трансформатор напряжения:
 а — схема включения; б — векторная диаграмма напряжений; 1 — первичная обмотка;
 2 — магнитопровод; 3 — вторичная обмотка.

ние сети U_1 , а ко вторичной обмотке (напряжение U_2) присоединяют параллельно обмотки приборов и реле.

Соотношение номинальных первичного $U_{1н}$ и вторичного $U_{2н}$ напряжений определяется номинальным коэффициентом трансформации, который приблизительно равен отношению чисел витков первичной w_1 и вторичной w_2 обмоток:

$$n_{т.н} = U_{1н}/U_{2н} \approx W_1/W_2. \quad (9.3)$$

Принцип действия, устройство и схемы включения трансформаторов напряжения аналогичны силовым трансформаторам. Однако их номинальная мощность невелика (не более 1000 ... 1200 В·А).

Приведенное вторичное напряжение $U'_2 = U_2 n_{т.н}$ (см. векторную диаграмму рис. 9.34, б, где $I'_2 = I_2/n_{т.н}$, Φ — магнитный поток, I_0 — ток намагничивания) несколько отличается от первичного напряжения U_1 из-за потерь мощности и рассеяния магнитного потока. Погрешность трансформатора по напряжению равна

$$\Delta U \% = \frac{U_2 n_{т.н} - U_1}{U_1} 100.$$

Кроме того, существует угловая погрешность трансформатора напряжения, определяемая углом δ между вектором U_1 и повернутым на 180° вектором U_2 .

Погрешность по напряжению вносит ошибку в показания всех приборов, ее следует также учитывать при анализе работы реле напряжения, мощности и др., получающих информацию от трансформатора напряжения. Угловая погрешность имеет значение

только для ваттметров, счетчиков, фазометров и других подобных приборов, а также реле ваттметрового типа, у которых изменение угла δ вызывает дополнительную ошибку.

Погрешности практически зависят от конструкции магнитопровода, магнитной проницаемости стали, от значения и коэффициента мощности вторичной нагрузки, от первичного напряжения.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения определяется мощностью (В·А) внешней вторичной цепи, то есть потребляемой подключенными к нему параллельными обмотками измерительных приборов и реле:

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_2)^2 + (\sum Q_2)^2} = U_{2н}^2 / Z_2. \quad (9.4)$$

где $\sum P_2$ — сумма активных мощностей нагрузки, Вт; $\sum Q_2$ — сумма реактивных мощностей, вар; $Z_2 = \sqrt{r_2^2 + x_2^2}$ — полное сопротивление внешней цепи, Ом.

По мере увеличения числа приборов, присоединенных к трансформатору напряжения, сопротивление Z_2 уменьшается, а нагрузка увеличивается.

В зависимости от значения допустимой погрешности трансформаторы напряжения разделены на четыре класса точности: 0,2; 0,5; 1; 3. Эти цифры означают погрешность по напряжению, выраженную в процентах. Трансформаторы напряжения класса точности 0,2 предназначены для точных лабораторных измерений, их применяют также в качестве образцовых; класса 0,5 — для присоединения счетчиков, по которым выполняют денежные расчеты; классов 1 и 3 — для присоединения других измерительных приборов и реле. Трансформатор напряжения может работать в разных классах точности в зависимости от его вторичной нагрузки. Номинальная нагрузка трансформатора напряжения — это наибольшая нагрузка, при которой погрешности не выходят за допустимые пределы, установленные для трансформаторов данного класса. На паспортной табличке трансформатора напряжения указывают возможный наивысший для него класс точности.

Промышленность изготавливает трансформаторы напряжения различных типов, однофазные и трехфазные, для внутренней и наружной установок. В зависимости от назначения трансформаторы напряжения имеют различные схемы соединения обмоток. Схема с одним однофазным трансформатором НОМ (напряжения, однофазный масляный), обеспечивающая измерение одного линейного напряжения, приведена на рисунке 9.34. Схема с двумя однофазными трансформаторами, соединенными по схеме открытого треугольника (рис. 9.35, а), позволяет измерять все три линейных напряжения. Для измерения всех линейных и фазных напряжений можно использовать схему с тремя однофазными трансформаторами (рис. 9.35, б). Схема с трехфазным трехстержневым трансформатором дает возможность измерить три линейных напряжения (рис. 9.36, а). В сельских электрических сетях ши-

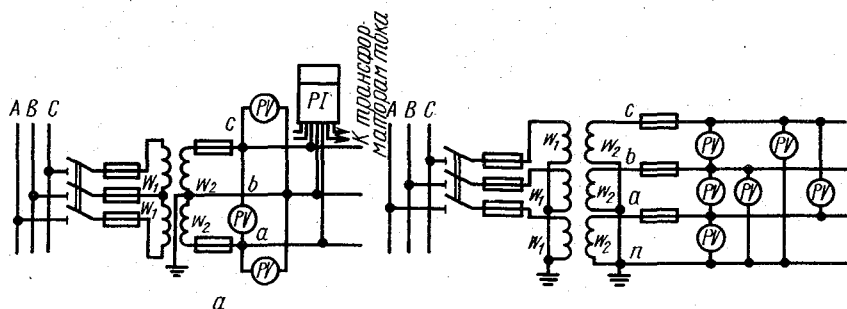


Рис. 9.35. Схемы включения однофазных трансформаторов напряжения:
 а — для измерения линейных напряжений; б — для измерения фазных и линейных напряжений.

роко используются трехфазные пятистержневые трансформаторы НТМИ (И — контроль изоляции) с двумя вторичными обмотками (рис. 9.36, б). При этом обмотку w_2 , соединенную в звезду, используют для присоединения измерительных приборов, а к обмотке w_3 , соединенной в разомкнутый треугольник, присоединяют реле контроля изоляции (защита от замыканий на землю в сети с незаземленной и компенсированной нейтралью). На выводах этой обмотки в нормальном рабочем режиме и при междуфазных к. з. напряжение близко к нулю, а при однофазном замыкании на землю появляется утроенное напряжение нулевой последовательности. Поэтому, хотя однофазное замыкание на землю в сети с незаземленной нейтралью не является коротким замыканием и сопровождается относительно небольшим током, на который обычно не реагирует релейная защита, реле контроля изоляции обеспечит четкую сигнализацию о наличии этого ненормального режима. Учитывая, что при металлических замыканиях на землю напряжение поврежденной фазы становится равным нулю, а двух других фаз увеличивается в $\sqrt{3}$ раза, по показаниям вольтметров, включенных на фазные напряжения вторичной обмотки w_2 , легко установить поврежденную фазу.

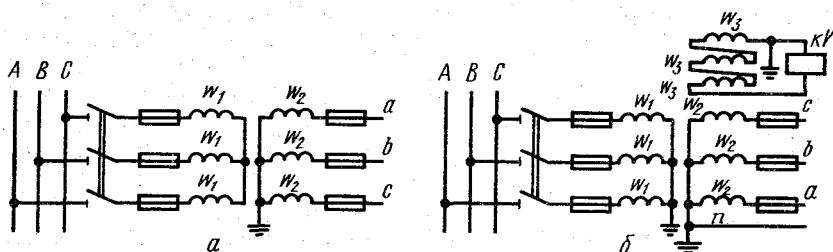


Рис. 9.36. Схемы включения трехфазных трансформаторов напряжения:
 а — трехстержневого двухобмоточного; б — пятистержневого трехобмоточного.

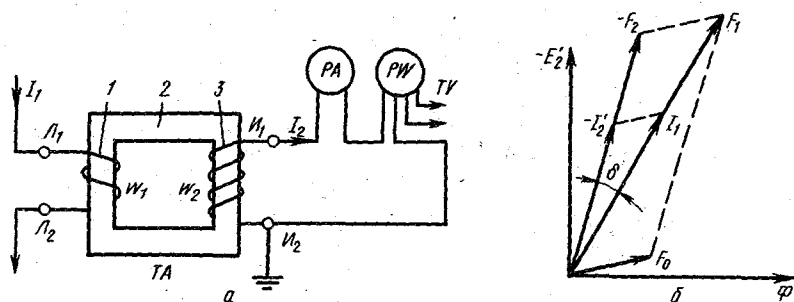


Рис. 9.37. Трансформатор тока:

a — схема включения; *б* — векторная диаграмма токов; 1 — первичная обмотка; 2 — магнитопровод; 3 — вторичная обмотка.

Заземление нейтрали первичной обмотки трансформатора НТМИ требуется для создания контура тока нулевой последовательности, заземление вторичной обмотки необходимо для обеспечения безопасности персонала. Дополнительные два стержня пятистержневого магнитопровода, кроме трех основных с фазными обмотками, необходимы для замыкания магнитных потоков нулевой последовательности. Схему, аналогичную трансформатору НТМИ, можно собрать также из однофазных трансформаторов типа ЗНОМ — однофазных трехобмоточных (с двумя вторичными обмотками) с заземленным выводом первичной обмотки.

Промышленность выпускает трехфазные трансформаторы (НТМИ-10 и др.) на напряжение до 18 кВ, однофазные (НОМ-10, НОМ-35, ЗНОМ-35 и др.) на все стандартные напряжения.

В установках на напряжение 6 кВ и выше используют трансформаторы напряжения с масляной изоляцией. При этом обмотки и магнитопровод залиты маслом и помещены в металлические бачки при напряжении 6 ... 35 кВ и в фарфоровый кожух при напряжении 110 кВ и выше (в последнем случае трансформаторы каскадного типа, когда обмотка высшего напряжения равномерно распределена по нескольким магнитопроводам, что облегчает ее изоляцию).

Трансформаторы тока, как и трансформаторы напряжения, выполняют для внутренней и наружной установок. Их изготавливают на всю шкалу токов и напряжений. Трансформатор тока (рис. 9.37, *a*) состоит из замкнутого сердечника (магнитопровода) 2 и двух обмоток. Первичную обмотку 1 включают последовательно в контролируемую (измеряемую) цепь, а ко вторичной обмотке 3 трансформатора последовательно подключают токовые обмотки приборов и реле. Соотношение номинальных первичного $I_{1н}$ и вторичного $I_{2н}$ токов определяется номинальным коэффициентом трансформации:

$$n_{т.т} = I_{1н}/I_{2н} \approx \omega_2/\omega_1. \quad (9.5)$$

В отличие от силовых понизительных трансформаторов и измерительных трансформаторов напряжения у понизительного трансформатора тока число витков вторичной обмотки w_2 больше (в ряде случаев во много раз) числа витков первичной обмотки w_1 (она часто имеет один виток). Кроме того, особенность трансформатора тока заключается в том, что значение первичного тока I_1 не зависит от нагрузки во вторичной цепи (от значения вторичного тока I_2). Ток I_1 определяется только нагрузкой и параметрами первичной цепи, в то время как у трансформаторов напряжения первичный ток зависит от изменения вторичного. Соответственно и магнитный поток первичной обмотки, создаваемый током I_1 , не изменяется при изменении тока во вторичной цепи. Сопротивление нагрузки вторичной цепи (обычно токовых обмоток приборов, соединительных проводов) весьма невелико. Поэтому трансформатор тока работает в режиме, близком к короткому замыканию, что отличает его от трансформаторов напряжения.

Из векторной диаграммы рисунка 9.37, б ($I_2' = I_2 n_{т.т}$) следует, что при нормальном режиме работы трансформатора тока результирующая магнитодвижущая сила (МДС) F_0 невелика. Поэтому соответственно малы магнитный поток в сердечнике Φ и ЭДС E_2 , наводимая во вторичной обмотке. Для уменьшения габаритных размеров, массы и стоимости трансформаторов тока сечение их сердечников определяют, исходя из указанного малого значения потока Φ при нормальном режиме работы. Если при протекании тока в первичной цепи разомкнуть вторичную обмотку, то $I_2 = 0$ и $F_2 = I_2 w_2 = 0$. Поскольку при этом ток I_1 и МДС F_1 практически не изменяются, результирующая МДС F_0 станет равной F_1 , то есть увеличится во много раз. Соответственно увеличатся поток Φ (его повышение ограничивается насыщением сердечника) и индукция в стали сердечника. Увеличенный поток Φ наведет во вторичной обмотке значительную ЭДС, и напряжение на разомкнутых концах этой обмотки может соответственно резко возрасти (с нескольких десятков до тысяч вольт), что опасно для обслуживающего персонала, изоляции вторичной обмотки и присоединенных к ней приборов и реле. Кроме того, значительное увеличение индукции может привести к сильному нагреву сердечника из-за возросших потерь в стали и соответственно к перегреву сердечника и изоляции обмоток, а в результате всего к повреждению трансформатора. Поэтому категорически воспрещается в эксплуатации разрывать вторичную цепь работающего трансформатора тока, тем более что разрыв может совпадать с возникновением к. з. в первичной цепи. Если требуется отъединить прибор, включенный в эту цепь, следует предварительно замкнуть накоротко вторичную обмотку трансформатора или отключаемый прибор и только после этого его отъединить.

Следует отметить, что под нагрузкой трансформатора тока обычно понимают или полное сопротивление Z_2 его внешней вторичной цепи (Ом), равное сумме сопротивлений всех последова-

тельно включенных обмоток приборов и других элементов, а также соединительных проводов и контактов, или мощность ($B \cdot A$), потребляемую нагрузкой:

$$S_2 = I_2^2 Z_2.$$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока — величина не строго постоянная и может отличаться от номинального значения из-за погрешности, обусловленной наличием тока намагничивания. Различают токовую погрешность, определяемую выражением

$$\Delta I \% = \frac{n_{т.т} I_2 - I_1}{I_1} 100, \quad (9.6)$$

и полную погрешность

$$\varepsilon = \frac{100}{I_1} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (i_2 n_{т.т} - i_1)^2 dt}, \quad (9.7)$$

где I_1 , I_2 , i_1 , i_2 — соответственно действующие и мгновенные значения первичного и вторичного токов, А; T — длительность периода тока, с; $n_{т.т}$ — номинальный коэффициент трансформации.

Кроме токовой, существует также угловая погрешность трансформаторов тока, определяемая углом δ между вектором I_1 и перевернутым на 180° вектором I_2 (рис. 9.37, б).

Погрешности трансформаторов тока, как и трансформаторов напряжения, зависят от качества выполнения и параметров магнитопровода и от значения вторичной нагрузки (Z_2 или S_2) трансформатора тока, а также от кратности первичного тока по отношению к номинальному. С увеличением нагрузки и кратности тока погрешность растет.

В зависимости от значения токовой погрешности трансформаторы тока делят по классам точности. Промышленность выпускает трансформаторы тока с классами точности 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Эти цифры означают токовую погрешность, выраженную в процентах. Область применения трансформаторов тока первых четырех классов точности аналогична использованию трансформаторов напряжения соответствующих классов; трансформаторы тока с классом точности 10 применяются для релейной защиты. Кроме указанных классов, выпускаются также трансформаторы тока со вторичными обмотками типов Д (для дифференциальной защиты), З (для земляной защиты), Р (то же, что класс точности 10, то есть для релейной защиты).

В зависимости от значения вторичной нагрузки трансформатор тока как трансформатор напряжения может работать в разных классах точности. При этом каждому классу соответствует определенная номинальная (допустимая) вторичная нагрузка, а на паспортной табличке указывается возможный наивысший класс точности.

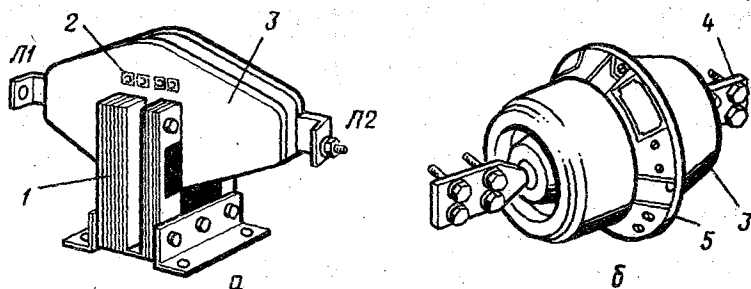
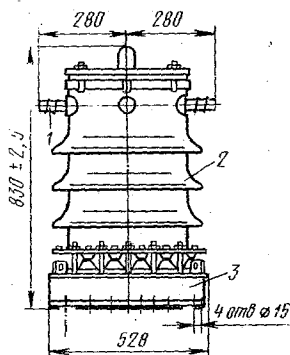


Рис. 9.38. Трансформаторы тока для внутренней установки:

а — опорный многовитковый с литой изоляцией типа ТПЛ-10; б — проходной одновитковый с литой изоляцией типа ТПОЛМ-10 на 10 кВ; 1 — сердечники; 2 — выводы вторичных обмоток (Л1 и Л2 — выводы первичной обмотки); 3 — литой корпус; 4 — тоководущий стержень; 5 — фланец для крепления.

Трансформатор тока состоит из замкнутого магнитопровода с обмотками и корпуса. Магнитопроводы могут быть прямоугольные шихтованные или тороидальные, навитые из ленты. Многие трансформаторы изготовляют с двумя сердечниками, каждый из которых имеет свою вторичную обмотку. При этом первичная обмотка обоих сердечников общая. Сердечники со вторичными обмотками могут быть как разных, так и одинаковых классов точности. При разных классах точности часто к одной из вторичных обмоток (с более высоким классом точности) присоединяют измерительные приборы, а к другой — реле защиты. В ряде случаев обе вторичные обмотки используют для присоединения реле защиты. Некоторые конструкции трансформаторов тока на напряжение 110 кВ и выше имеют три и более сердечников и вторичных обмоток. Вторичные обмотки трансформаторов всегда многовитковые, первичные могут быть как многовитковыми (на токи до 400 А, рис. 9.38, а), так и одновитковыми (на токи 600 А и выше, рис. 9.38, б). В последнем случае витком может служить шина или стержень, проходящие через окно магнитопровода (проходные трансформаторы).



Для трансформаторов тока на напряжение до 35 кВ в качестве изоляции широко используют литой компаунд на основе эпоксидной смолы. Литой изоляционный корпус защищает обе обмотки от возможных механических повреждений и проникновения влаги. В открытых и закрытых установках напряжением 35 кВ и выше при-

Рис. 9.39. Трансформатор тока наружной установки опорного типа с фарфоровой и масляной изоляцией типа ТФН35М на 35 кВ:

1 — выводы первичной обмотки; 2 — фарфоровая изоляция; 3 — цоколь.

меняют трансформаторы тока в фарфоровых корпусах, например типа ТФН (рис. 9.39). При этом фарфоровый кожух, в котором помещены обмотки, заливают трансформаторным маслом.

В установках 35 кВ и выше используют также трансформаторы тока, встроенные в проходные изоляторы выключателей и силовых трансформаторов. Первичной обмоткой таких трансформаторов тока служит токоведущий стержень изолятора. К их преимуществам относятся простота устройства и небольшая стоимость, а к недостаткам — относительно малая мощность.

Схемы соединения обмоток трансформаторов тока и приборов, в частности реле, рассмотрены в п. 10.5.

9.11. КОНДЕНСАТОРЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА МОЩНОСТИ

Для компенсации реактивной мощности, то есть повышения коэффициента мощности ($\cos \varphi$), используют параллельное (поперечное) включение конденсаторов. При этом уменьшаются потери мощности и энергии, а также потери напряжения в линии. Правда, с точки зрения регулирования напряжения эффект от использования параллельно включенных конденсаторов ограничен и сводится только к повышению напряжения. Поэтому при использовании таких конденсаторов наиболее существенно повышение $\cos \varphi$. Статические конденсаторы не имеют вращающихся частей. Это их преимущество перед синхронными компенсаторами, широко используемыми в энергетике для компенсации реактивной мощности. Это преимущество статических конденсаторов повышает надежность установок и облегчает их эксплуатацию. Потери в конденсаторах незначительны (0,3 ... 1 % их реактивной мощности), они мало подвержены износу. Конденсаторы на напряжение выше 1 кВ (3,15; 6,3 и 10,5 кВ) изготовляют однофазными, на напряжение ниже 1 кВ (0,22; 0,38 и 0,5 кВ) — трехфазными и однофазными. Обкладки выполняют из алюминиевой фольги толщиной 0,01 мм, а в качестве изоляции используют конденсаторную бумагу, пропитанную жидким диэлектриком. Конденсатор помещают в стальной, герметически закрытый кожух (бак), заполненный жидким диэлектриком (минеральное масло, совол). Конденсаторы для внутренней и наружной установок отличаются формой и размером изоляторов. Маркируют конденсаторы не по току, а по мощности (квар) при определенном напряжении. Мощности отдельных конденсаторных банок типа КМ — от 4,5 до 26 квар, типа КС — от 12 до 75 квар. Их можно соединять в группы требуемой мощности. При этом, если необходимо повысить коэффициент мощности со значения $\cos \varphi_1$ до $\cos \varphi_2$, то есть соответственно уменьшить угол φ , мощность батареи конденсаторов должна составлять:

$$Q_C = P (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2), \quad (9.8)$$

где P — активная мощность потребителя.

Емкость трехфазной батареи конденсаторов (в микрофарадах) определяется выражением

$$C = \frac{Q_0 10^3}{\omega U^2}, \quad (9.9)$$

где $\omega = 2\pi f$ — угловая скорость ($\omega = 314$ рад/с при $f = 50$ Гц); U — напряжение на фазе конденсатора, кВ.

Из этого выражения видно, что конденсаторы целесообразно соединять в треугольник, а не в звезду. При соединении их в треугольник напряжение U на фазе повысится в $\sqrt{3}$ раза, а мощность Q_c при той же емкости будет в 3 раза больше. Из тех же соображений следует, что конденсаторы выгоднее, если нет ограничений, размещать на стороне более высокого напряжения, в частности высшего напряжения подстанции.

Для возможности управления конденсаторной батареей ее можно разбить на отдельные группы, подключаемые к сети независимо одна от другой. При этом мощность батареи будет изменяться ступенями. Подключение батареи статических конденсаторов и управление ею может осуществляться автоматически, в зависимости от тока нагрузки, напряжения в контролируемой точке, а также по заранее разработанной программе в определенные часы суток.

Различают индивидуальную и групповую компенсации $\cos \varphi$. В первом случае батареи статических конденсаторов устанавливают непосредственно у отдельных потребителей электроэнергии, во втором — размещают в точке питания группы потребителей, например двигателей.

Для снижения реактивной мощности, передаваемой по сети, более выгодно располагать конденсаторы непосредственно у потребителей. Однако в этом случае использование установленной конденсаторной мощности будет ограничено режимом включения этого потребителя, например продолжительностью работы двигателя. К тому же при индивидуальной компенсации возрастают удельные затраты на установку, так как трудно подобрать стандартную мощность конденсаторов в соответствии с потребляемой реактивной мощностью, особенно малых электродвигателей, распространенных в сельском хозяйстве. В таких случаях более экономически выгодна групповая установка конденсаторов, позволяющая более полно использовать конденсаторную мощность. При этом конденсаторы могут действовать более длительное время, так как работает целая группа потребителей. Поэтому в сельскохозяйственных установках в основном используется групповая компенсация. Индивидуальная установка конденсаторов оправдана только у достаточно мощных потребителей электроэнергии с непрерывным или достаточно продолжительным режимом работы.

Для обеспечения безопасности персонала при работе с отключенными конденсаторами необходимо обеспечить их разряд сразу

после отключения, продолжительность разряда конденсаторов не должна превышать 1 мин. В установках на напряжение до 1 кВ конденсаторы обычно разряжаются на активное сопротивление (например, электрические лампочки), подключенное параллельно. В установках на напряжение выше 1 кВ разряд может осуществляться через индуктивные катушки, например через обмотки трансформатора напряжения, соединенные треугольником.

9.12. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ АППАРАТУРЫ

Выбор электрической аппаратуры проводят, исходя из условий нормального режима установки, где она используется, а затем выбранные аппараты проверяют по условиям короткого замыкания. Выбор аппаратов начинают с определения расчетных условий — рабочих токов, токов к. з. и т. п. Расчетные величины сопоставляют с соответствующими номинальными параметрами аппаратов, определяемыми по каталогам и справочникам.

Для выбора аппаратов в нормальных режимах учитывают возможные утяжеленные условия, например при отключении одной из двух параллельных линий или одного из двух параллельно включенных трансформаторов. Для проверки аппаратов на электродинамическую и термическую стойкость и выбора выключателей по коммутационной способности в соответствии с Правилами устройства электроустановок необходимо определить расчетные токи к. з. исходя из условия повреждения в такой точке рассматриваемой цепи, при к. з. в которой аппараты находятся в наиболее тяжелом режиме работы. При этом в качестве расчетного вида к. з. для определения электродинамической и термической стойкости аппаратов следует принимать трехфазное к. з., а на генераторном напряжении электростанций для определения термической стойкости — трехфазное или двухфазное, в зависимости от того, какое из них приводит к большему нагреву (с учетом продолжительности протекания тока к. з.). Для выбора аппаратов по коммутационной способности в качестве расчетного вида к. з. для сетей с большими токами замыкания на землю (с заземленной нейтралью) следует принимать большее из значений, получаемых для случаев трехфазного и однофазного к. з. на землю.

По термической стойкости не проверяют аппараты, защищенные плавкими предохранителями.

По электродинамической стойкости не проверяют аппараты, защищенные плавкими предохранителями со вставками на номинальный ток до 60 А.

При выборе аппаратов по условиям нормального режима с учетом конструкции и рода установки (для внутренней или наружной, для комплектных подстанций и ячеек распределительных устройств)

сравнивают номинальное напряжение $U_{a.н}$ и номинальный ток $I_{a.н}$ аппарата с требуемыми параметрами:

$$U_{a.н} \geq U_{уст.н}; \quad I_{a.н} \geq I_{р.мах}, \quad (9.10)$$

где $U_{уст.н}$ — напряжение установки, где используется рассматриваемый аппарат; $I_{р.мах}$ — максимальный рабочий ток установки.

Для трансформаторов напряжения, разрядников и предохранителей должно быть $U_{a.н} = U_{уст.н}$.

Электродинамическая стойкость обеспечивается, если ударный ток при трехфазном к. з. $i_y^{(3)} (I_y)$, который может воздействовать на аппарат, будет меньше максимально допустимого (предельного сквозного) тока для данного аппарата $i_{мах} (I_{мах})$, указанного в паспорте или каталоге: $i_{мах} \geq i_y^{(3)}$, $I_{мах} \geq I_y$, где $i_{мах}$, i_y или $I_{мах}$, I_y — соответственно амплитудные или действующие значения токов.

Термическая стойкость обеспечивается, если температура частей аппарата при к. з. не превышает предельного значения, установленного для кратковременного режима, то есть при условии, что количество теплоты, выделяемой током к. з., меньше допустимого. Практически сравнивают не количества теплоты, а пропорциональные им значения:

$$I_t^2 t_t \geq I_{п}^2 t_{пр}, \quad (9.11)$$

где I_t — ток термической стойкости аппарата в течение допустимого времени к. з. t_t (принимается по каталогу); $I_{п}$ — периодическая составляющая (установившееся значение) тока к. з.; $t_{пр}$ — приведенное (фиктивное) время к. з., за которое ток $I_{п}$ оказывает такое же тепловое действие на токоведущие части, как изменяющийся ток к. з. за время фактического его прохождения.

Учитывая, что в сельских распределительных сетях с централизованным питанием от энергосистем периодическая составляющая тока к. з. из-за достаточной удаленности от источников питания практически не затухает, значение $t_{пр}$ может приниматься равным времени прохождения тока к. з.:

$$t_{пр} = t_{р.з} + t_{о.в},$$

где $t_{р.з}$ — время срабатывания релейной защиты; $t_{о.в}$ — собственное время отключения выключателя.

Коммутационные аппараты, плавкие предохранители также выбирают по коммутационной способности.

В соответствии с ПУЭ выключатели на напряжение выше 1 кВ следует выбирать по отключающей и включающей способностям. При этом

$$I_{a.отк} \geq I_{н.мах}, \quad I_{вкл.мах} \geq k_{уд} \sqrt{2} I_{п.о}, \quad I_{вкл} \geq I_{п.о}, \quad (9.12)$$

где $I_{a.отк}$ — номинальный ток отключения; $I_{вкл.мах}$, $I_{вкл}$ — соответственно амплитудное значение и действующее значение периодической составляющей номинального тока включения (по каталогу); $I_{п.о}$ — действующее значение периодической составляющей начального тока к. з. (по расчету).

Предохранители выбирают по отключающей способности. При этом в качестве расчетного тока принимают значение $I_{п.о}$ без учета токоограничивающей способности предохранителя.

Короткозамыкатели выбирают по предельно допустимому току при включении на $K.з.$:

$$i_{вкл} > i_y, \quad (9.13)$$

где i_y — ударный ток однофазного или двухфазного $K.з.$ (в зависимости от конструкции короткозамыкателя), на который включается короткозамыкатель.

Отделители и разъединители не требуют проверки на коммутационную способность при $K.з.$ Если их используют для отключения или включения каких-то элементов цепей, их следует проверять по режиму такого отключения или включения.

Электродинамическая и термическая стойкость трансформаторов тока задается во многих случаях также кратностью электродинамической (k_d) и термической (k_T) стойкости. При этом

$$i_{max} = k_d \sqrt{2} I_{1н} \geq i_y^{(3)}; \quad I_{тТ}^2 = (k_T I_{1н})^2 t_T \geq I_{пТ}^2 t_{пр}. \quad (9.14)$$

Измерительные трансформаторы тока и напряжения выбирают, кроме того, по классам точности: номинальная (вторичная) нагрузка $Z_{2н}$ или номинальная мощность $S_{2н}$ трансформатора (по каталогу) для заданного класса точности должна быть соответственно равна или больше действительной нагрузки вторичных обмоток (Z_2 или S_2):

$$Z_{2н} \geq Z_2 \approx r_2; \quad S_{2н} \geq S_2. \quad (9.15)$$

Обычно по первому условию (Z_2) выбирают трансформаторы тока, а по второму (S) — трансформаторы напряжения.

Учитывая, что нагрузка измерительных трансформаторов может быть распределена неравномерно по фазам, выбор по классу точности проводят по наиболее нагруженной фазе. При выборе трансформатора тока, после определения наиболее нагруженного трансформатора, рассчитывают значение его вторичной нагрузки, принимая обычно $Z_2 \approx r_2$. Значение r_2 определяется значениями сопротивлений приборов $r_{приб}$, проводов $r_{пров}$, контактов $r_{конт}$ и схемой соединения трансформаторов и приборов. Для схем соединения полной и неполной звезды (см. рис. 10.8):

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}. \quad (9.16)$$

При этом, если нет каталожных данных по значениям $r_{приб}$, определяют суммарную мощность последовательно соединенных приборов $\sum S_{приб}$, а затем

$$r_{приб} = \sum S_{приб} / I_{2н}^2. \quad (9.17)$$

Сопротивление $r_{конт}$ принимают обычно равным 0,1 Ом.

$$r_{пров} = \rho l_{расч} / q,$$

где ρ — удельное сопротивление материала проводов, Ом·мм²/м; $l_{расч}$ — расчетная длина проводов, м; q — площадь сечения провода, мм².

При включении приборов по схеме полной звезды $l_{\text{расч}} = l$ при трехфазном и двухфазном к. з. и $l_{\text{расч}} = 2l$ при однофазном к. з. (l — фактическая длина провода одной фазы). Для схемы неполной звезды $l_{\text{расч}} = \sqrt{3}l$ при трехфазном и $l_{\text{расч}} = 2l$ при двухфазном к. з.

Из условия (9.16), зная значения $r_{\text{приб}}$ и $r_{\text{конт}}$, при $r_2 \approx r_{2н}$ можно определить допустимое сопротивление $r_{\text{пров. доп}}$ и соответственно требуемое наименьшее сечение контрольной проводки:

$$q = \rho l_{\text{расч}} / r_{\text{пров. доп}} \quad (9.18)$$

По условию механической прочности сечение медных проводов (жил) должно быть не менее $1,5 \text{ мм}^2$, а алюминиевых — не менее $2,5 \text{ мм}^2$.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения, то есть мощность всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения (В·А):

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{\text{приб}})^2 + (\sum Q_{\text{приб}})^2}, \quad (9.19)$$

где $\sum P_{\text{приб}}$ и $\sum Q_{\text{приб}}$ — суммарные активные и реактивные составляющие мощности, потребляемой приборами.

Проверку изоляторов, на которых крепят шины, проводят по допустимой нагрузке $F_{\text{доп}}$:

$$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}},$$

где $F_{\text{расч}}$ — сила, действующая на изолятор.

Для одиночных опорных изоляторов

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}}, \quad (9.20)$$

где $F_{\text{разр}}$ — разрушающая нагрузка (по каталогу).

Для спаренных опорных изоляторов

$$F_{\text{доп}} = F_{\text{разр}}. \quad (9.21)$$

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила (Н)

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} l^2 k_h 10^{-7} / a = f_{\phi} l k_h, \quad (9.22)$$

где l — пролет между изоляторами; a — расстояние между осями шин, закрепленных на изоляторах; k_h — поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена «на ребро»;

$$k_h = H / H_{\text{из}}; \quad H = H_{\text{из}} + b + h/2. \quad (9.23)$$

Здесь $H_{\text{из}}$ — высота изолятора; b и h — толщина и высота шины.

Для проходных изоляторов

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}}; \quad F_{\text{расч}} = 0,5 f_{\phi} l,$$

где f_{ϕ} — сила, действующая на фазу В при горизонтальном расположении шин.

Глава 10. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМ СЕЛЬСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

10.1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИЗАЦИИ

Современная электроэнергетическая система в целом и система сельского электроснабжения как ее составная часть обладают рядом особенностей, которые оказывают серьезное влияние на их автоматизацию.

Во-первых, это системы, работающие без накопления производимой и распределяемой ими продукции — электроэнергии. Они всегда должны вырабатывать и распределять электроэнергию столько, сколько ее в данный момент потребляется. Во-вторых, это системы, распределенные по большой территории с протяженностью в десятки и сотни километров. Поскольку нагрузка этих систем и соответственно потребление электроэнергии непрерывно изменяются, даже в нормальных режимах практически невозможно управлять ими вручную.

Еще более необходима автоматизация в аварийных режимах, когда в случайные моменты времени и в случайных точках систем возникают повреждения тех или иных элементов. Таким образом, рассматриваемые системы практически не могут функционировать без автоматизации.

Основные задачи автоматизации электроэнергетических систем, в том числе систем сельского электроснабжения, состоят в следующем: 1) повышение надежности (бесперебойности) электроснабжения; 2) повышение качества электроэнергии, в первую очередь напряжения и частоты; 3) повышение экономичности электроснабжения — сокращение капитальных затрат, например, за счет строительства объектов без постоянного обслуживающего персонала, сокращение эксплуатационных затрат вследствие снижения потерь электроэнергии, зарплат обслуживающему персоналу (при сокращении его численности) и т. п. Кроме указанных основных задач автоматизации, важно также повышение скорости управления, улучшение условий работы персонала и др. На первом этапе автоматизация может осуществляться при относительно небольших затратах с возможностью использования в эксплуатируемых сетях без серьезной их реконструкции.

Пути автоматизации сельских электрических сетей оказываются в значительной степени отличными от тех, по которым идет автоматизация городских и промышленных сетей, а тем более пи-

тающих сетей энергосистем. Эта специфика связана в первую очередь с тем, что из-за разбросанности и малой плотности нагрузки в сельскохозяйственных районах приходится сооружать относительно протяженные и разветвленные (с глухими ответвлениями) электрические сети. В последние годы проведена большая работа по разукрупнению сельских подстанций и сокращению протяженности линий. Однако указанные особенности сетей при этом не исключаются. Поэтому для сельских сетей характерны: недостаточные кратности токов к. з. для чувствительной работы наиболее распространенной максимальной токовой защиты, невозможность обеспечения резервированием всех потребителей даже при двойном питании, необходимость решения таких вопросов, как определение рационального числа и размещения устройств автоматизации сетей в комплексе с коммутационной аппаратурой, в частности установок секционирования (в отличие от автоматизации питающих линий, где местоположение аппаратуры автоматики обычно предопределено схемой сети) и т. п. Все эти особенности значительно усложняют задачи автоматизации электрических сетей.

Устройства автоматики, используемые в системах сельского электроснабжения, можно разделить на 3 группы: 1) устройства автоматического контроля, обеспечивающие контроль за ходом технологического процесса и состоянием оборудования, в частности сигнализацию о положении коммутационной аппаратуры, перегрузке оборудования, перегреве элементов и т. д.; 2) устройства автоматического управления, обеспечивающие управление оборудованием, в том числе по заданной программе; к этой группе относится вся противоаварийная автоматика (релейная защита, автоматы повторного включения АПВ, включения резерва АВР и др.), а также устройства управления оборудованием электрических станций (гашения поля АГП, самосинхронизации генераторов, пуска и остановки агрегатов и др.); 3) устройства автоматического регулирования, обеспечивающие поддержание определенных режимов работы оборудования в соответствии с заданной программой или уставкой; к этой группе относятся регуляторы частоты (активной мощности) и напряжения (реактивной мощности).

Особое значение среди этих устройств автоматики имеет релейная защита от аварийных и ненормальных режимов в электрической системе, которая, являясь одной из подгрупп (подсистем) автоматизации, не случайно выделяется как наиболее ответственная и жизненно необходимая. Основное ее назначение — установить факт и определить место повреждения, подать команду на отключение поврежденного элемента при аварийных режимах (к. з.) или сигнал обслуживающему персоналу при ненормальных режимах (перегрузках, повышении и понижениях напряжения и др.), воздействовать на устройства противоаварийной автоматики (АПВ, АВР и др.) с целью восстановления электроснабжения

возможно большего числа отключившихся потребителей. Для выполнения этих функций релейная защита должна непрерывно получать информацию о состоянии защищаемого объекта (ток, напряжение и др.), обеспечивать ее обработку и при выходе контролируемых параметров за допустимые значения отрабатывать соответствующую команду (сигнал).

10.2. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ, ПРИНЦИПЫ ЕЕ ДЕЙСТВИЯ

Основные требования к релейной защите следующие: селективность (избирательность), быстродействие, чувствительность, надежность и экономичность.

Под **селективностью** действия понимают способность релейной защиты избирательно обеспечивать отключение только поврежденного элемента (участка) с тем, чтобы неповрежденная часть системы осталась в работе. Селективность действия защиты обеспечивается соответствующим выбором времени срабатывания (выдержек времени), настройкой по току, напряжению и другим параметрам.

Различают защиты с абсолютной и относительной селективностью. Первые по принципу своего действия срабатывают только при повреждении защищаемого элемента. Вторые могут срабатывать также при повреждении смежных элементов, и, если повреждение не отключается, например, при отказе в работе защиты этого элемента, они должны подать команду на отключение. Поэтому защита с относительной селективностью может быть использована как резервная для защит смежных элементов.

Быстродействие защит необходимо обеспечить, так как при этом уменьшаются размеры повреждения изоляции и тоководящих частей токами к. з., сокращается продолжительность работы потребителей при пониженном напряжении, повышается эффективность противоаварийной автоматики, улучшаются условия сохранения устойчивости параллельной работы генераторов.

Следует отметить, что требования максимальной скорости действия к защитами от ненормальных режимов, как правило, не предъявляются.

Под **чувствительностью** защиты понимают ее способность реагировать на малые изменения контролируемого параметра (воздействующей на защиту величины). Защита должна иметь такую чувствительность, при которой будет обеспечено ее надежное действие при повреждении в конце защищаемой зоны в минимальном режиме работы системы электроснабжения. Чувствительность защит оценивается коэффициентом чувствительности, равным отношению минимального воздействующего параметра к параметру срабатывания защиты.

Надежность технических устройств — это свойство выполнять нормально функции, сохраняя эксплуатационные показатели в течение определенного времени. Требование надежности работы защиты состоит в том, что она должна безотказно действовать при повреждении в защищаемой зоне и не должна работать, когда это не предусматривается.

К особенностям систем сельского электроснабжения относится наличие большого числа мелких установок. При этом повышаются требования к экономичности устройств защиты и автоматики, так как число их резко возрастает.

Устройства релейной защиты обычно состоят из нескольких элементов — реле, соединенных по определенной схеме. Реле представляют собой автоматический аппарат, который приходит в действие (срабатывает) при определенном значении воздействующей на него входной величины и вызывает скачкообразные изменения выходной величины в управляемых цепях.

Функциональная схема защиты содержит следующие основные органы: измерительный — непрерывно контролирующий состояние защищаемого объекта, логический — формирующий командный сигнал при выполнении определенных условий, исполнительный — формирующий выходное управляющее воздействие на выключатель защищаемого объекта.

Защиты, для которых воздействующей (контролируемой) величиной является ток, называются токовыми. Простейшая токовая защита — плавкий предохранитель. Использование реле позволяет выполнить более совершенную защиту.

Защиту, реагирующую на увеличение тока, называют максимальной токовой. Основным элемент — максимальное реле тока. Используются также минимальные реле тока, реагирующие на снижение тока. Для защиты от повышения или понижения напряжения применяют соответственно максимальные и минимальные защиты напряжения.

В ряде случаев для правильного действия защит требуется контролировать направление мощности к. з.; это обеспечивают токовые направленные защиты.

Применяются также дифференциальные и дистанционные защиты. Первые основаны на принципе сравнения силы и фазы токов по концам защищаемого участка (защищаемого элемента), вторые реагируют на отношение подведенных к ним напряжения и тока, то есть на сопротивление от места установки защиты до точки к. з.

Для защиты от токов перегрузки, в первую очередь в сетях 0,38 кВ, используют тепловую защиту, принцип работы которой основан на тепловом действии тока; для защиты от всех видов повреждения внутри бака трансформатора, в том числе от утечки масла, применяется газовая защита, а также используется ряд других защит. Каждая защита имеет свои особенности, преимущества и недостатки по сравнению с другими, что и определяет область их применения.

10.3. КЛАССИФИКАЦИЯ И ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕЛЕ

Реле можно классифицировать по различным признакам.

По назначению все реле можно разделить на две группы — основные (измерительные — реле тока, напряжения, мощности, сопротивления и др.), непосредственно реагирующие на повреждения, и вспомогательные, действующие по команде первых и обеспечивающие различные логические и другие операции.

К вспомогательным относятся реле времени, обеспечивающие создание выдержек времени, промежуточные, используемые для усиления и размножения контактов, указательные — для фиксации и сигнализации действия защит и др.

Большинство реле, применяемых для защиты сельских электроустановок, реагируют на электрические воздействующие величины и называются электрическими. В зависимости от воздействующих (контролируемых) параметров различают реле тока, напряжения, мощности, сопротивления, частоты и др. Используются также реле, реагирующие на неэлектрические величины, например газовые.

Реле, действующие при возрастании контролируемой величины, называются максимальными, а при ее снижении — минимальными.

По способу включения реле делятся на первичные, включаемые непосредственно в цепь защищаемого элемента, и вторичные, включаемые через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

По способу воздействия на выключатель защищаемого элемента различают реле прямого действия, воздействующие непосредственно на привод выключателя, и косвенного действия, подключающие электромагнит отключения выключателя к источнику оперативного тока.

Первичные реле прямого действия не требуют применения измерительных трансформаторов и источников оперативного тока. Однако они имеют ряд недостатков. Их обмотка находится под полным рабочим напряжением защищаемого элемента, что затрудняет регулировку и проверку реле при включенном выключателе; они также не могут быть стандартизированы и должны выполняться в соответствии с первичными номинальными напряжениями и изменяемыми в очень широких пределах токами; эти реле оказываются весьма громоздкими, действующими с большой погрешностью, и имеют значительную потребляемую мощность при срабатывании, поэтому их используют в основном в установках напряжением до 1 кВ (расцепители автоматов).

Вторичные реле прямого действия более компактны, имеют лучшие характеристики, у них отсутствуют недостатки первичных реле, связанные с включением под полное рабочее напряжение защищаемого элемента. Схемы защит с этими реле раньше имели

очень широкое распространение в сельских электрических сетях, так как они отличаются простотой и не требуют наличия источника оперативного тока. Однако в связи с их большой потребляемой мощностью при срабатывании и значительной погрешностью в последнее время в сельских электрических сетях наиболее широко используют более совершенные вторичные реле косвенного действия. Параметры этих реле не зависят от параметров защищаемого элемента, их можно выполнять весьма чувствительными с незначительными погрешностями, с малым потреблением мощности при срабатывании, они удобные в эксплуатации и позволяют выполнить защиту и автоматику любой сложности.

По принципу действия (выполнения) реле защиты подразделяются на электромагнитные, индукционные, магнитоэлектрические, тепловые, полупроводниковые и др. В схемах защиты сельских электрических сетей наиболее широко используются электромагнитные и индукционные реле. Однако в последние годы разработаны, внедрены в промышленное производство и получают практическое применение реле, выполненные на основе полупроводниковых элементов.

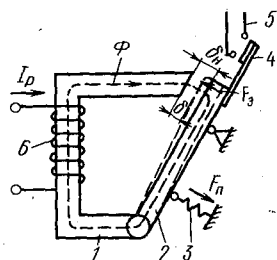
Все реле характеризуются следующими основными параметрами. Параметр срабатывания — пороговое (граничное) — наименьшее для максимальных, наибольшее для минимальных реле значение воздействующей величины (ток $I_{с.р.}$, напряжение $U_{с.р.}$ и т. д.), при котором реле срабатывает; параметр возврата — наибольшее для максимальных, наименьшее для минимальных реле значение воздействующей величины, при котором реле возвращается в начальное состояние $I_{в.р.}$, $U_{в.р.}$; коэффициент возврата k_v — отношение параметра возврата к параметру срабатывания ($k_v < 1$ — для максимальных реле и $k_v > 1$ — для минимальных); время срабатывания реле — время с момента появления воздействующей величины определенной кратности по отношению к параметру срабатывания до воздействия реле на управляемую систему, например до замыкания контактов. Замедление при передаче указанного воздействия называется выдержкой времени. Различают независимые, зависимые и ограниченно зависимые от тока характеристики выдержек времени $t_{с.р.} = f(I)$. Первые обеспечиваются специальным реле времени, вторые характерны для предохранителей, третьи характеристики, состоящие из двух частей — зависимой (при относительно малых токах) и независимой (при больших токах), имеют индукционные и некоторые другие реле.

10.4. УСТРОЙСТВО И РАБОТА РЕЛЕ РАЗНЫХ ТИПОВ

Работа электромагнитных реле, как и других электромагнитных систем, основана на взаимодействии магнитного поля обтекаемой током обмотки с ферромагнитным якорем.

Рис. 10.1. Электромагнитное реле с поворотным якорем (клапанного типа):

1 — сердечник; 2 — якорь; 3 — пружина; 4 — подвижный контакт; 5 — неподвижный контакт; 6 — обмотка реле.



Обмотка реле размещается на ферромагнитном сердечнике, образующем вместе с якорем магнитопровод реле. Возможность перемещения якоря обеспечивается воздушным зазором между ним и сердечником. Различаются начальный рабочий зазор при отпущенном якоре и конечный рабочий зазор при притяннутом якоре. Электромагнитные реле отличаются простотой конструкции; они могут быть выполнены как реле постоянного или переменного тока. Для реле обычно используют следующие электромагнитные системы: с поворотным якорем (клапанного типа), с поперечным движением якоря и с втягивающимся якорем (соленоидного типа). Схема реле с поворотным якорем (клапанного типа) приведена на рисунке 10.1. Магнитная система реле состоит из C-образного сердечника (ярма) 1 и шарнирно соединенного с ним якоря 2. Якорь удерживается в начальном положении при помощи противодействующей пружины 3 с силой $F_{\text{п}}$. Реле косвенного действия имеет контактную систему, которая состоит из подвижной части 4, связанной с якорем, и неподвижной 5. При протекании по обмотке реле δ с числом витков w_p тока I_p возникает магнитный поток Φ , замыкающийся через сердечник, воздушный зазор δ и якорь. При этом создается электромагнитная сила F_z , притягивающая якорь. Если допустить, что магнитное поле в воздушном зазоре равномерно, то

$$F_z = k I_p^2 w_p^2 / \delta^2. \quad (10.1)$$

Для срабатывания реле необходимо, чтобы на всем пути перемещения якоря от начального положения $\delta_{\text{н}}$ до конечного $\delta_{\text{к}}$ обеспечивалась электромагнитная сила $F_{z, \text{ср}}$, определяемая условием

$$F_{z, \text{ср}} > F_{\text{п}} + F_{\text{т}}, \quad (10.2)$$

где $F_{\text{т}}$ — сила трения.

Для возвращения реле в начальное положение необходимо, чтобы

$$F_{\text{п}} > F_{z, \text{в}} + F_{\text{т}} \quad \text{или} \quad F_{z, \text{в}} < F_{\text{п}} - F_{\text{т}}. \quad (10.3)$$

Из выражений (10.1 ... 10.3) следует, что изменение тока срабатывания реле $I_{\text{с.р}}$ возможно за счет изменения числа витков обмотки w_p , воздушного зазора δ и силы натяжения пружины $F_{\text{п}}$. Все эти способы изменения тока срабатывания реле в разных сочетаниях используются на практике.

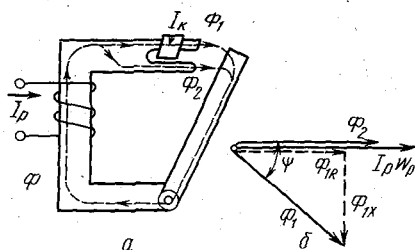


Рис. 10.2. Электромагнитное реле с короткозамкнутым витком:

а — конструкция реле; б — векторная диаграмма магнитных потоков.

При применении реле переменного тока значение электромагнитной силы $F_{\text{в}}$, пропорциональное квадрату тока, не зависит от его знака, однако непрерывно изменяется. При этом в некоторые моменты времени $F_{\text{в}} < F_{\text{н}}$, что вызывает вибрацию якоря. Для устранения вибрации используют способ расщепления потока обмотки реле на два, сдвинутых по фазе (во времени) и в пространстве. Это достигается размещением короткозамкнутого витка на полюсе электромагнита (рис. 10.2). Потоки Φ_1 и Φ_2 создают две силы, также сдвинутые по времени. Результирующая электромагнитная сила, действующая на якорь и равная их сумме, изменяется во времени незначительно, оставаясь всегда больше $F_{\text{н}}$.

Реле клапанного типа имеют большой избыточный момент в конце хода якоря, что обеспечивает хорошее нажатие контактов. Поэтому они широко используются в качестве промежуточных реле, предназначенных для усиления и размножения контактов, когда необходимо замыкать (размыкать) несколько цепей или цепи с большим током. На базе электромагнитных систем этого типа выполнены также указательные реле, предназначенные для сигнализации срабатывания других реле. Относительно большое потребление систем клапанного типа и низкий коэффициент возврата не имеют существенного значения для указанных типов реле.

Совершенно иные требования — малого потребления, высокого коэффициента возврата, большой точности работы — предъявляются к измерительным реле тока и напряжения. Этим требованиям отвечает

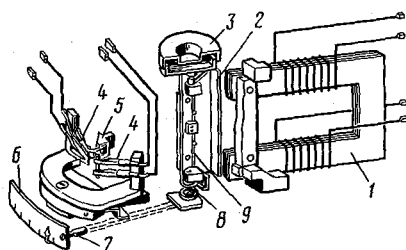


Рис. 10.3. Электромагнитное реле тока РТ-40:

1 — электромагнит; 2 — якорь; 3 — гаситель колебаний; 4 — неподвижный контакт; 5 — подвижный контактный мостик; 6 — шкала уставок тока срабатывания; 7 — поводок для регулирования тока срабатывания; 8 — пружина; 9 — ось якоря.

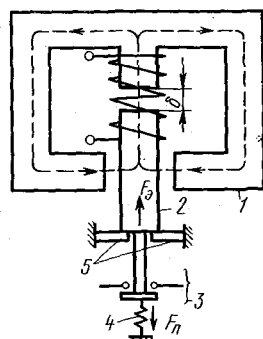


Рис. 10.4. Электромагнитное реле соленоидного типа:

1 — магнитопровод; 2 — якорь; 3 — контакты; 4 — противодействующая пружина; 5 — упоры.

система с поперечным движением якоря. Конструкция реле тока этого типа РТ-40 приведена на рисунке 10.3. Малое потребление достигается снижением массы якоря, выполненного в виде лепестка, а высокий коэффициент возврата ($K_v = I_{в.р}/I_{с.р}$ не ниже 0,8 ... 0,85) — выбором специального профиля якоря, ограничением его хода при помощи упоров, относительно небольшим контактным давлением. Обмотка реле состоит из двух секций, параллельное и последовательное включение которых позволяет ступенчато изменять уставки тока срабатывания (в 2 раза). Плавное регулирование $I_{с.р}$ в пределах каждой ступени обеспечивается изменением натяжения спиральной пружины при помощи специального поводка, перемещаемого по шкале. Для уменьшения вибрации контактов предусмотрен гаситель вибрации — полый барабанчик с радиальными перегородками, заполненный кварцевым песком. Конструкция реле напряжения РН-50 аналогична, но отсутствует гаситель вибрации, а с целью снижения вибрации якоря и потребляемой мощности в цепь обмотки реле включены выпрямительный мост и добавочные резисторы.

Реле соленоидного типа (рис. 10.4) обладают большим ходом якоря и обеспечивают значительные усилия. Эти особенности используются для выполнения реле прямого действия, для завода пружины часового механизма в реле времени и в некоторых случаях для промежуточных реле.

Вторичные реле прямого действия, встраиваемые в привод выключателя и непосредственно воздействующие на него, выпускаются промышленностью двух типов — мгновенного действия РТМ и с регулируемой выдержкой временем РТВ. Реле РТВ, снабженные часовым механизмом, имеют ограниченно зависимую временную характеристику. Уставка тока срабатывания регулируется изменением числа витков обмотки реле при помощи штепсельного или поворотного переключателя, а уставка выдержки времени — установочным винтом на часовом механизме. Реле РТВ имеют относительно большие потребление (20 ... 50 В·А), погрешности по току и выдержкам времени, низкий коэффициент возврата (0,7 при минимальной уставке выдержки времени). Однако благодаря простоте схем защит эти реле используют в системах сельского электроснабжения.

Работа индукционных реле основана на использовании сил, возникающих при взаимодействии между переменными магнитными потоками и индуктированными ими токами в подвижной системе. Поэтому на индукционном принципе можно выполнять только реле переменного тока. Обязательное условие получения вращающего момента на подвижном элементе реле — наличие не менее двух магнитных потоков, сдвинутых в пространстве и времени (по фазе). При этом возникает вращающий момент

$$M_{вр} = K \Phi_1 \Phi_2 \sin \psi,$$

где ψ — фазовый угол между потоками Φ_1 и Φ_2 .

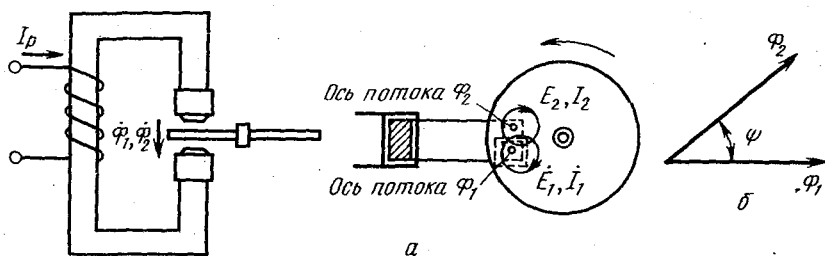


Рис. 10.5. Принцип действия индукционного реле с короткозамкнутым витком: а — конструктивная схема; б — векторная диаграмма.

При использовании индукционной системы для выполнения реле тока с одной входной величиной (ток) два магнитных потока, смещенных в пространстве и времени, могут быть получены при помощи короткозамкнутого витка, охватывающего часть магнитопровода (рис. 10.5), аналогично рассмотренному выше случаю гашения вибрации якоря электромагнитных реле. На базе такой схемы выполнены широко используемые в сельских электрических сетях реле тока серии РТ-80 (РТ-90). Это комбинированные реле, состоящие из трех элементов: индукционного с вращающимся диском (с ограниченно зависимой от тока характеристикой выдержки времени) и электромагнитного с поворотным якорем (мгновенного действия), имеющих общий магнитопровод, а также указательного элемента, сигнализирующего о срабатывании реле. Скорость вращения диска зависит от протекающего по обмотке тока, поэтому реле имеет зависимую часть характеристики. При протекании значительных токов (6...8-кратных току срабатывания) наступает насыщение магнитопровода, что обеспечивает независимую часть характеристики (рис. 10.6). Электромагнитный элемент выполняет функции промежуточного реле, срабатывая в результате уменьшения его воздушного зазора в конце хода индукционного элемента.

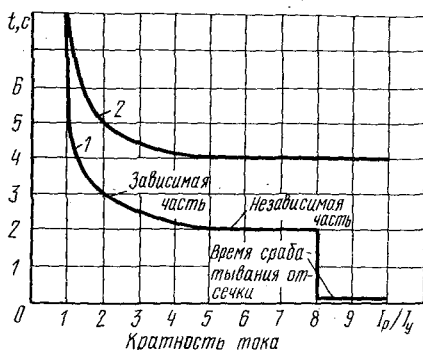


Рис. 10.6. Характеристика времени срабатывания реле РТ-80:

1 — при уставке по времени 2с и кратности отсечки 8; 2 — при уставке 4с.

мент выполняет функции промежуточного реле, срабатывая в результате уменьшения его воздушного зазора в конце хода индукционного элемента.

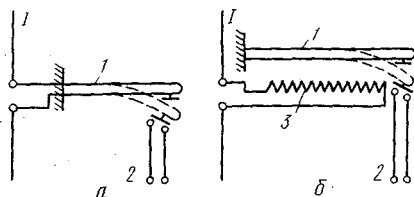


Рис. 10.7. Схема устройства теплового реле:

а — с прямым подогревом; б — с косвенным подогревом; 1 — биметаллическая пластинка; 2 — оперативная цепь; 3 — нагреватель.

Электромагнитный элемент может также выполнять роль токовой отсечки без выдержки времени, если значение подводящего к реле тока сразу будет достаточно для притягивания этого элемента к магнитопроводу. Реле имеет три регулируемые уставки: тока срабатывания индукционного элемента (изменением числа витков обмотки), кратности отсечки (изменением воздушного зазора электромагнитного элемента) и выдержки времени (изменением положения рычагов механизма индукционного элемента).

При срабатывании индукционного элемента и минимальной уставке потребление реле 10 ... 15 В·А, коэффициент возврата 0,8. Наиболее широко в сельских электрических сетях используются реле РТ-85, имеющие переключающие контакты без замыкания цепи, способные шунтировать и дешунтировать цепи с сопротивлением до 4,5 Ом при токе 150 А.

При выполнении индукционных реле мощности, сопротивления и некоторых других, имеющих две входные величины (ток и напряжение), сдвинутых по фазе, используют иное, чем рассмотренное выше, конструктивное исполнение. Одна из наиболее распространенных таких систем — реле направления мощности с подвижным элементом в виде цилиндрического ротора — имеет магнитопровод с четырьмя полюсами, на одной из пар которых расположена обмотка тока, а на другой — обмотка напряжения. Этим достигается необходимый сдвиг потоков Φ_T и Φ_N в пространстве. При срабатывании реле ротор поворачивается и подвижный контакт, установленный на рычаге, закрепленном на роторе, замыкает неподвижный.

Тепловые реле, работа которых основана на тепловом действии тока, используют для защиты электрических двигателей и сетей 0,38 кВ от перегрузок. Основным элементом этих реле — биметаллическая пластинка, состоящая из спаянных (сваренных) по всей поверхности пластинок металлов с сильно отличающимися коэффициентами линейного расширения (рис. 10.7). В связи с указанным при нагревании биметаллическая пластинка изгибается в сторону пластины из металла с меньшим коэффициентом расширения, обеспечивая замыкание контактов. Биметаллическая пластинка нагревается при прохождении тока непосредственно через нее (прямой подогрев) или по специальному нагревательному элементу (косвенный подогрев). Тепловые реле широко используются для оснащения воздушных автоматических выключателей (см. гл. 9). Они обеспечивают достаточно простую по конструкции и дешевую защиту, однако имеют значительный разброс характеристик, которые к тому же зависят от температуры окружающей среды.

Полупроводниковые реле в отличие от электромеханических потребляют значительно меньшую мощность, имеют меньшие габариты и большую надежность из-за отсутствия подвижных элементов и контактов. При использовании полупроводниковых эле-

ментов (диодов, транзисторов, тиристоров и др.) появляются новые функциональные возможности, например выполнение реле с различными и даже регулируемыми характеристиками. На базе этих реле специально для сельских электрических сетей разработаны устройства максимальной токовой, направленной и дистанционной защит.

10.5. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА В СХЕМАХ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

В устройствах релейной защиты в качестве измерительных преобразователей тока, представляющих собой источник информации о токе защищаемого элемента, широко используются трансформаторы тока. Характеристики трансформаторов тока и их конструкция рассмотрены в гл. 9. При выполнении токовых защит линий используют следующие основные схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока и обмоток реле: полная звезда (трехфазная, трехрелейная), неполная звезда (двухфазная, двухрелейная), включение реле на разность токов двух фаз (двухфазная, однорелейная). Используются также и другие схемы, в частности для защиты трансформаторов — неполная звезда с реле в обратном проводе (двухфазная, трехрелейная) и с соединением вторичных обмоток трансформаторов тока в треугольник (трехфазная, двух-трехрелейная). Схемы характеризуются отношением тока в реле I_p ко вторичному току I_2 трансформатора тока, которое называется коэффициентом схемы $k_{сх}$.

Схема полной звезды (рис. 10.8, а) реагирует на все виды коротких замыканий. Токи в реле равны вторичным токам трансформатора тока, поэтому $k_{сх} = 1$. Эта схема применяется обычно в сетях с глухозаземленной нейтралью, где однофазные замыкания на землю являются короткими замыканиями. В сетях с изолированной нейтралью, к которым относятся сельские сети 6 ... 35 кВ, эту схему, как правило, не применяют, так как в этих сетях короткими являются лишь междофазные замыкания, для защиты от которых можно использовать более экономичные схемы с трансформаторами тока в двух фазах.

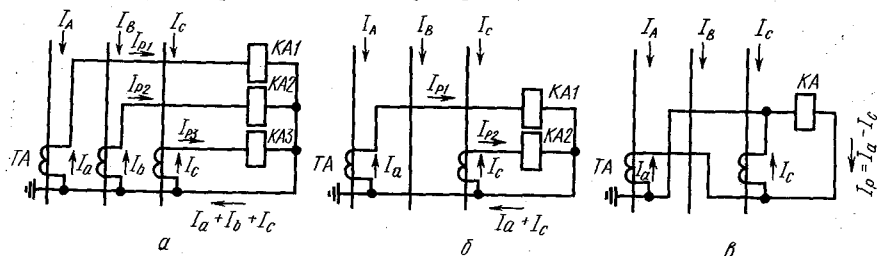


Рис. 10.8. Схемы соединения трансформаторов тока и реле:

а — полная звезда; б — неполная звезда; в — включение реле на разность токов двух фаз.

Схема неполной звезды (рис. 10.8, б) реагирует на все междуфазные к. з. Токи в реле также равны вторичным токам трансформаторов тока и $k_{сх} = 1$. Схему широко используют для защиты сельских распределительных сетей с изолированной нейтралью, где она обеспечивает отключение любого междуфазного к. з.

Схема включения реле на разность токов двух фаз (рис. 10.8, в) реагирует на все междуфазные к. з., однако обладает пониженной чувствительностью по сравнению с рассмотренными выше схемами (в $\sqrt{3}$ раз) при некоторых видах двухфазных к. з. Ток в реле I_p , а следовательно, и чувствительность защиты, выполненной по данной схеме при разных видах к. з., различны. Наименьший ток I_p , и поэтому наихудшая чувствительность будет при к. з. между двумя фазами (например, АВ и ВС), из которых одна фаза (В) не имеет трансформатора тока. Коэффициент схемы в симметричном режиме работы защищаемой линии

$$k_{сх}^{(3)} = I_p / I_{2l} = \sqrt{3} I_2 / I_2 = \sqrt{3}.$$

Таким образом, несмотря на достоинства схемы по сравнению с выше рассмотренными — ее простоту и дешевизну (используется только одно реле тока), она обладает и существенными недостатками, ограничивающими ее область применения. Поэтому, хотя ранее данную схему широко использовали в сельских распределительных сетях 6 ... 10 кВ, в последнее время ее все реже применяют и заменяют схемой неполной звезды.

Требования к точности трансформаторов тока, питающих релейную защиту. Для обеспечения правильной работы большинства устройств релейной защиты погрешность трансформаторов тока по току не должна превышать 10 %, а по углу δ — 7°. Эти требования обеспечиваются, если полная погрешность трансформаторов тока $\varepsilon \leq 10$ %. Вопросы, связанные с погрешностью трансформаторов тока, и соответствующие выражения рассмотрены в главе 9. Погрешность трансформаторов тока зависит от кратности первичного тока k и нагрузки вторичной обмотки $Z_{2н}$. Для каждого типа трансформатора тока имеются определенные значения предельной кратности k_{10} и $Z_{2н}$, при которых погрешность $\varepsilon = 10$ %.

Под предельной кратностью k_{10} понимают наибольшее отношение силы первичного тока в расчетном режиме к его номинальному значению I_n . С увеличением вторичной нагрузки предельная кратность уменьшается. Допустимое значение $Z_{2н, доп}$ может быть определено по зависимостям $k_{10} = f(Z_{2н})$, которые приводятся в каталогах. Используя эти зависимости, называемые кривыми предельной кратности, можно подобрать соответствующие трансформаторы. На практике при расчетах релейной защиты чаще приходится решать задачу, когда тип трансформатора тока задан и необходимо провести его проверку на 10 %-ную погрешность. В этом случае определяется предельная кратность расчетного тока

$I_{расч}$ по отношению к $I_{н.т.}$ трансформатора тока $k_{10} = I_{расч}/I_{н.т.}$. Для токовых защит с независимой характеристикой выдержки времени $I_{расч} = 1,1I_{с.з.}$ ($I_{с.з.}$ — ток срабатывания защиты). Для максимальной токовой защиты с зависимой характеристикой с реле РТВ $I_{расч} \approx 3I_{с.з.}$, с реле РТ-85 $I_{расч} = 5I_{с.з.}$. По кривой предельной кратности, соответствующей данному трансформатору тока, определяется $Z_{н.доп}$ и сравнивается с расчетным значением нагрузки трансформатора $Z_{н.расч}$, состоящей из суммарного сопротивления реле Z_p , соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления в контактах $r_{конт} \approx 0,1$ Ом с учетом схемы соединений. Например, для схемы неполной звезды с двумя реле $Z_{н.расч} = 2r_{пр} + Z_p + r_{конт.}$ При условии $Z_{н.расч} < Z_{н.доп}$ обеспечивается необходимая точность работы трансформатора тока.

10.6. ИСТОЧНИКИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

Для дистанционного управления (отключения, включения) выключателями, в том числе автоматического отключения их релейной защитой, а также действия различных вспомогательных реле, устройств автоматики, аппаратуры сигнализации и т. п. требуются источники энергии, которые называются источниками оперативного тока. Основное требование, предъявляемое к ним, — постоянная готовность и высокая надежность действия не только в нормальных, но и в аварийных и ненормальных режимах. Наиболее полно удовлетворяет этому требованию аккумуляторная батарея — независимый источник постоянного оперативного тока. Однако это весьма дорогостоящее устройство, требующее специального отапливаемого помещения с вентиляцией, наличия обслуживающего персонала и т. д. Поэтому аккумуляторные батареи используют только на крупных электростанциях и подстанциях. В системе сельского электроснабжения применяют источники переменного оперативного тока — измерительные трансформаторы тока, напряжения и трансформаторы собственных нужд. Кроме того, используют специальные блоки питания и предварительно заряженные конденсаторы. Все эти источники оперативного тока свободны от указанных недостатков аккумуляторных батарей.

Питание оперативных цепей от вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения и собственных нужд. Действие этих трансформаторов зависит от режима работы первичных цепей системы электроснабжения, от которых трансформаторы получают питание. Так, трансформаторы тока в режиме малых нагрузок, а трансформаторы напряжения и собственных нужд в режиме близких к з., сопровождающихся значительным снижением напряжения, могут не обеспечить надежного питания оперативных цепей. В качестве источников оперативного тока для защиты от токов к з. могут быть широко использованы трансформаторы тока, и не следует применять непосредственно трансформаторы напря-

Рис. 10.9. Принципиальная схема МТЗ (реле РТ-85) с питанием оперативных цепей от трансформатора тока.

жения и собственных нужд. В то же время последние могут использоваться как источники оперативного тока в схемах защиты, автоматики и управления, действующих в режимах, не сопровождающихся снижением напряжения. В качестве примера питания оперативных цепей от трансформаторов тока на рисунке 10.9 приведена схема одной из наиболее широко применяемой в сельских сетях 10 кВ максимальной токовой защиты с дешунтированием электромагнита отключения выключателя (на рисунке 10.9 показана совмещенная схема защиты, разнесенную схему см. на рисунке 10.18). В этой схеме трансформаторы тока $ТА$ используются для питания токовых реле защиты и электромагнита отключения $УАТ$. Последний подключается к трансформатору $ТА$ только при срабатывании реле тока $КА$. Для предотвращения разрыва цепи трансформатора тока используется реле с переключающимися контактами без размыкания цепи (типа РТ-85). При возникновении к. з. и увеличении тока в первичной цепи в процессе срабатывания реле обмотка $УАТ$ сначала шунтируется (замыкается нижний контакт), а затем дешунтируется (размыкается верхний контакт)

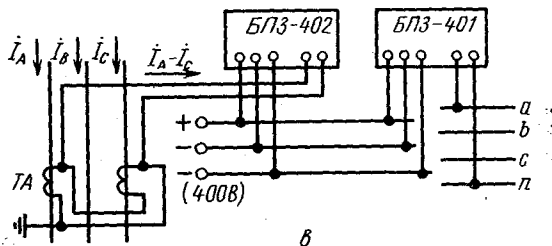
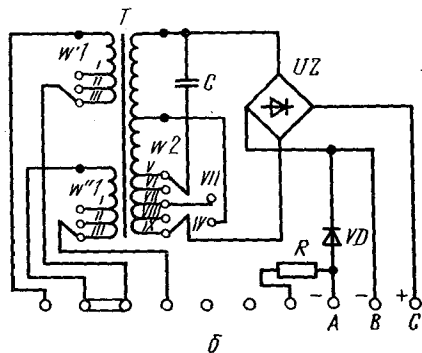
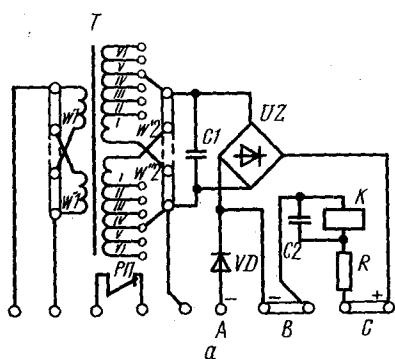
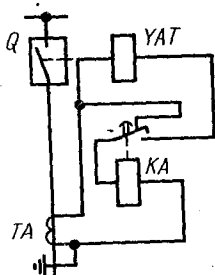


Рис. 10.10. Принципиальные схемы блоков питания и заряда конденсаторов:

а — блок БПЗ-401; б — блок БПЗ-402; в — схема совместного включения блоков БПЗ-401 и БПЗ-402.

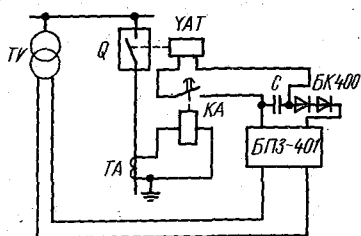


Рис. 10.11. Принципиальная схема МТЗ (реле РТ-80) с использованием предварительно заряженного конденсатора.

и включается в цепь трансформатора тока, в результате чего электромагнит срабатывает и выключатель отключается.

Использование блоков питания.

Достаточно широкие возможности в установках с оперативным переменным током обеспечивают специальные блоки питания, подключаемые к трансформаторам напряжения или собственных нужд (БПЗ-401, БПН) и трансформаторам тока (БПЗ-402, БПТ). Блоки БПЗ и БПН (Т) обеспечивают питание оперативных цепей выпрямленным током. Они содержат промежуточные трансформаторы и двухполупериодные выпрямительные мосты. При этом благодаря насыщению промежуточного трансформатора и включенной параллельно его вторичной обмотке емкости блок БПЗ-402 (БПТ) обеспечивает феррорезонансную стабилизацию выходного напряжения. Блок БПЗ-401 (БПН) — нестабилизированное устройство. Схемы блоков питания и заряда конденсаторов БПЗ, чаще используемых на сельских подстанциях, приведены на рисунке 10.10. Реле K в схеме БПЗ-401 предназначено для сигнализации наличия зарядного напряжения. Диод VD предотвращает разряд заряженных конденсаторов при исчезновении или понижении напряжения питания. Номинальное выходное напряжение блоков БПЗ (выводы B и C) — 110 или 220 В, а в режиме заряда конденсаторов (выводы A и C) — 400 В. Блоки БПЗ-401 и БПЗ-402 можно использовать как для раздельной, так и для совместной работы. В последнем случае (рис. 10.10, в) обеспечивается питание оперативных цепей как в режимах близких к з., так и при малых нагрузках.

Питание оперативных цепей от предварительно заряженного конденсатора. Промышленность выпускает блоки конденсаторов БК-400, которые заряжают от блоков БПЗ-400 (чаще используют блок БПЗ-401). Предварительно заряженный конденсатор, который является накопителем электрической энергии, обеспечивает питание оперативных цепей (электромагнитов отключения, промежуточных реле и т. п.) при срабатывании защиты (рис. 10.11). Емкость конденсаторов блока БК-401 равна 40 мкФ, БК-402 — 80 мкФ, БК-403 — 200 мкФ, ее подбирают такой, чтобы ток разряда оказался достаточным для срабатывания включенного в цепь разряда аппарата.

10.7. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА

Общая характеристика и выбор параметров защиты. Возникновение короткого замыкания — основного вида повреждения сетей сопровождается повышением тока. Защиты,

реагирующие на увеличение тока сверх определенного, заранее установленного значения, называют максимальными токовыми. Максимальные токовые защиты (МТЗ) получили широкое распространение в сельских электрических сетях. В сетях напряжением до 1 кВ МТЗ, как правило, выполняют с использованием плавких предохранителей или электромагнитных и тепловых расцепителей автоматов, в сетях напряжением выше 1 кВ — с использованием релейных схем, хотя в ряде случаев (для защиты трансформаторов 10/0,4 и частично 35/10 кВ) также устанавливают предохранители.

Селективность действия МТЗ обеспечивается соответствующим выбором выдержек времени, которые для сетей с односторонним питанием должны увеличиваться по направлению от потребителей к источнику питания. Например, выдержка времени t_2 защиты 2 (рис. 10.12) линии с тремя участками должна быть больше выдержки времени t_1 защиты 1 на некоторую величину Δt , называемую ступенью выдержки времени (ступенью селективности), то есть должно выполняться условие $t_2 = t_1 + \Delta t$ и аналогично $t_3 = t_2 + \Delta t$.

Ток срабатывания защиты должен быть больше максимального рабочего тока защищаемой линии и меньше минимального тока к. з. При этих условиях будут исключены ложные срабатывания защиты при нормальном режиме и несрабатывания ее при возникновении к. з. Ток срабатывания $I_{с.з.}$ и время срабатывания $t_{с.з.}$ — основные параметры срабатывания МТЗ.

Рассмотрим, как будет изменяться ток в линии при возникновении, а затем отключении к. з. (рис. 10.13). После возникновения к. з. в момент времени t_K , например, в точке К (рис. 10.12) рабочий ток $I_{\text{раб}}$ возрастает до значения I_K , который протекает в течение времени $t_{с.з.}$. После срабатывания защиты 1 и отключения поврежденного участка ток в неповрежденной части линии уменьшается до значения тока самозапуска двигателей $I_{сзп} > I_{\text{раб}}$. Последнее объясняется тем, что электродвигатели за время су-

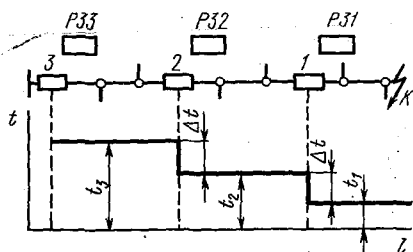


Рис. 10.12. Согласование характеристик МТЗ с независимой выдержкой времени.

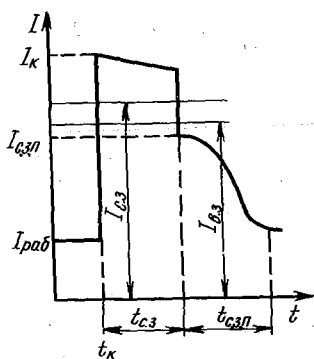


Рис. 10.13. Ток в линии при нормальном режиме, к. з. и после отключения к. з.

ществования к. з. тормозятся из-за снижения напряжения, а после ликвидации к. з. происходит их самозапуск, который сопровождается током большим, чем $I_{\text{раб}}$. При этом продолжительность самозапуска может быть больше ступени выдержки времени Δt , так что предыдущая защита (например, защита 2 рис. 10.12) не успеет возвратиться в исходное положение и произойдет ее ложное срабатывание. Для того, чтобы исключить подобные случаи (например, обеспечить возврат защиты 2 после срабатывания защиты 1 при к. з. в точке К) ток возврата защиты $I_{\text{в.з}}$ должен быть больше тока самозапуска $I_{\text{сзп}}$.

При расчетах увеличение тока самозапуска $I_{\text{сзп}}$ по сравнению с максимальным рабочим током $I_{\text{раб.мах}}$ учитывается коэффициентом самозапуска $k_{\text{сзп}} > 1$, зависящим от состава нагрузки и параметров сети. В связи с этим правильное действие защиты обеспечивается при $I_{\text{в.з}} > k_{\text{сзп}} I_{\text{раб.мах}}$. Если разброс характеристик реле, неточность расчета исходных данных и др. учесть специально вводимым для этого коэффициентом надежности k_n , то ток возврата защиты

$$I_{\text{в.з}} = k_n k_{\text{сзп}} I_{\text{раб.мах}}.$$

Как указывалось в п. 10.3 токи возврата и срабатывания, связаны между собой коэффициентом возврата

$$k_{\text{в}} = I_{\text{в.з}} / I_{\text{с.з}}.$$

Для максимальных реле $k_{\text{в}} < 1$, отсюда ток срабатывания защиты

$$I_{\text{с.з}} = k_n k_{\text{сзп}} I_{\text{раб.мах}} / k_{\text{в}}.$$

Различают токи срабатывания реле $I_{\text{с.р}}$, защиты $I_{\text{с.з}}$ и уставки $I_{\text{у}}$. $I_{\text{с.р}}$ — это расчетное значение тока в реле, при котором оно должно срабатывать. $I_{\text{с.з}}$ — первичный ток, который соответствует значению $I_{\text{с.р}}$. Очевидно, для первичных реле $I_{\text{с.р}} = I_{\text{с.з}}$. $I_{\text{у}}$ — фактический ток в соответствии с положением указателя на шкале реле (с уставкой по шкале), при котором реле срабатывает. Очевидно, для реле с плавной регулировкой ток срабатывания $I_{\text{у}} = I_{\text{с.р}}$, а со ступенчатой $I_{\text{у}} \geq I_{\text{с.р}}$. В соответствии с указанным ток срабатывания реле определяется выражением

$$I_{\text{с.р}} = I_{\text{с.з}} k_{\text{сх}}^{(3)} / n_{\text{т.т}} = k_n k_{\text{сзп}} k_{\text{сх}}^{(3)} I_{\text{раб.мах}} / (k_{\text{в}} n_{\text{т.т}}), \quad (10.4)$$

где $k_{\text{сх}}^{(3)}$ — коэффициент схемы при симметричном режиме (см. п. 10.5); для схем соединения трансформаторов тока в звезду $k_{\text{сх}}^{(3)} = 1$, а при включении на разность токов двух фаз и в треугольник $k_{\text{сх}}^{(3)} = \sqrt{3}$; $n_{\text{т.т}}$ — коэффициент трансформации трансформаторов тока.

При практических расчетах принимают следующие значения коэффициентов, входящих в выражение (10.4): для реле типа

РТ-40 и РТ-80 $k_n = 1,2$, $k_B = 0,8 \dots 0,85$; для реле типа РТВ $k_n = 1,3$, $k_B = 0,7$; для электрических линий напряжением 10 кВ $k_{свн} = 1,2 \dots 1,3$.

При наличии последовательно включенных защит необходимо обеспечить также условие их согласования по чувствительности, а именно обеспечить, чтобы ток срабатывания каждой последующей защиты $I_{с.з_n}$ был больше тока срабатывания предыдущей защиты $I_{с.з_{n-1}}$, если, как это принято в релейной защите, рассматривать последовательность их установки в направлении от потребителя к источнику. Например, для схемы сети на рисунке 10.12 $I_{с.з_3} > I_{с.з_2} > I_{с.з_1}$ или в общем виде $I_{с.з_n} > I_{с.з_{n-1}}$. Невыполнение этого условия может привести к неселективной работе защит. Проверка его выполнения может быть проведена по выражению

$$I_{с.з_n} \geq k_{н.с} [I_{с.з_{n-1}} + (I_{\text{раб.мах}_n} - I_{\text{раб.мах}_{n-1}})], \quad (10.5)$$

где $k_{н.с}$ — коэффициент надежности согласования смежных защит по чувствительности (для реле РТ-80 $k_{н.с} = 1,3$, для РТВ $k_{н.с} = 1,5$); $I_{\text{раб.мах}_n}$, $I_{\text{раб.мах}_{n-1}}$ — максимальные рабочие токи в месте установки рассматриваемой и предыдущей защит.

В схемах с питанием оперативных цепей непосредственно от трансформаторов тока для выбора тока уставки реле I_y добавляется также условие обеспечения надежного отключения привода при токах срабатывания. Для схемы с дешунтированием электромагнитов отключения (см. п. 10.5, рис. 10.9) I_y должен быть больше тока срабатывания электромагнита отключения:

$$I_y \geq (k_n I_{с.в.о} + I_{\text{нам}}), \quad (10.6)$$

где $I_{с.в.о}$ — ток срабатывания электромагнита отключения; $I_{\text{нам}}$ — ток намагничивания трансформатора тока, $I_{\text{нам}} = 0,1 k_n I_{с.в.о}$; $k_n = 1,2 \dots 1,4$ — коэффициент надежности.

При использовании стандартных электромагнитов отключения с током срабатывания 5 А $I_y \geq (6 \dots 6,5)$ А.

Для схемы с реле прямого действия типа РТМ и РТВ $I_{с.р} \geq I_{y, \text{min}}$, где $I_{y, \text{min}}$ — минимальная уставка тока срабатывания используемого реле.

При выборе тока уставки реле определяют $I_{с.р}$ по рассмотренным условиям и наибольший ток принимают за расчетный. При этом $I_y \geq I_{с.р}$.

Для схем с дешунтированием электромагнита отключения в дополнение к указанному необходимо также убедиться, что максимальный вторичный ток при к. з. в месте установки защиты $I_{2к. \text{мах}}$ не превышает допустимый $I_{\text{доп}}$ для контактов этих реле (РТ-85, РП-341):

$$I_{2к. \text{мах}} = I_{к. \text{мах}} k_{сх}^{(3)} / n_{т.т} \leq I_{\text{доп}} = 150 \text{ А}. \quad (10.7)$$

Чувствительность защиты определяется коэффициентом чувствительности

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{к. min}} / I_{\text{с.з}}^* = I_{\text{к. min}} k_{\text{сх}}^{(3)} / (I_{\text{yn}} t_{\text{т. в}}), \quad (10.8)$$

где $I_{\text{к. min}}$ — минимальное значение тока при к. з. в конце защищаемой зоны; $I_{\text{с.з}}^* = I_{\text{yn}} t_{\text{т. в}} / k_{\text{сх}}^{(3)}$ — уточненное (с учетом выбранной уставки) значение тока срабатывания защиты.

Чувствительность МТЗ линий считается достаточной, если $k_{\text{ч}} \geq 1,5$ при действии ее в основной зоне защиты (например, на рис. 10.12 для защиты РЗ1 при к. з. в точке К). Если МТЗ действует как резервная защита, $k_{\text{ч}}$ определяется по минимальному току к. з. в конце смежного участка (рис. 10.12, точка К для защиты РЗ2); при этом необходимо, чтобы $k_{\text{ч}} \geq 1,2$.

Второй основной параметр срабатывания МТЗ — выдержку времени защиты — наиболее просто выбрать при использовании защит с независимой выдержкой времени. В этом случае нет необходимости строить характеристики, аналогичные приведенным на рисунке 10.12, так как согласование защит и соответственно выдержки времени определяются простым соотношением:

$$t_n = t_{n-1} + \Delta t, \quad (10.9)$$

где t_n, t_{n-1} — выдержки времени рассматриваемой (последующей) и предыдущей защит.

При этом выдержка времени защиты наиболее удаленного от источника питания участка линии (t_1 — для конечного участка) определяется условиями работы потребителя, имеющего максимальную выдержку времени защиты $t_1 = t_{\text{мах. в. потр}} + \Delta t$.

Степень выдержки времени Δt зависит от типов используемых выключателей, их приводов и реле. Значение Δt для защит с независимой характеристикой выдержки времени принимают рав-

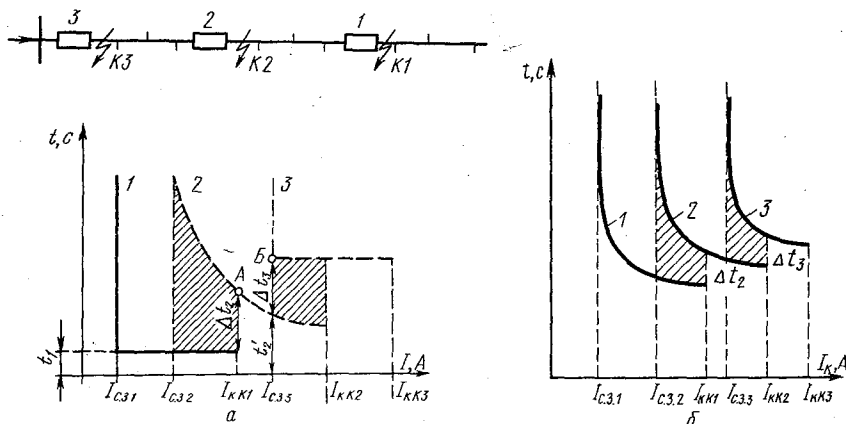


Рис. 10.14. Карта селективности защит:

а — с разнотипными характеристиками; б — с ограниченно зависимыми характеристиками.

ным 0,5 ... 0,6 с. Для защит с зависимой характеристикой $\Delta t = 0,6$ с для реле РТ-80 и 0,7 с для реле РТВ. Если согласование этих защит по времени ведется при таких токах, когда реле работают в зависимой части характеристики, рекомендуется для реле РТ-80 принимать $\Delta t = 0,8$ с, для реле РТВ $\Delta t = 1,0$ с.

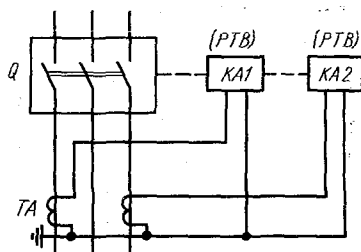
Выбор и согласование времени срабатывания МТЗ с зависимыми (ограниченно зависимыми) и тем более с разнотипными характеристиками усложняются, и поэтому их целесообразно проводить путем построения карты селективности. Под этой картой понимают зависимости времени срабатывания от тока $t_{с.з} = f(I)$, построенные в общих для всех защит координатах (рис. 10.14). По оси абсцисс откладывают первичные токи в амперах, приведенные к одной ступени напряжения. Временные характеристики каждой защиты строят в пределах от ее тока срабатывания до наибольшего тока при к. з. в месте установки этой защиты. Для обеспечения селективной работы защит необходимо согласовать их характеристики в зоне совместного действия (заштрихованные зоны на рис. 10.14). Степень выдержки времени должна быть обеспечена между характеристиками при таком значении тока к. з., где характеристики соседних защит ближе всего сходятся. В этом случае защиты при всех других значениях токов также будут работать селективно. На рисунке 10.14, а показан пример построения карты селективности для защит с разнотипными характеристиками приведенной там же схемы линии. После определения по изложенным выше условиям токов срабатывания защит ($I_{с.з1}$, $I_{с.з2}$, $I_{с.з3}$) и токов к. з. ($I_{кк1}$, $I_{кк2}$, $I_{кк3}$) на карту селективности наносят характеристику наиболее удаленной от источника питания защиты 1. Для построения зависимой характеристики защиты 2 определяют условия согласования защит 1 и 2 — ток согласования $I_{согл} = I_{кк1}$, при котором характеристики 1 и 2 в зоне совместного действия защит наиболее близко сходятся, и время $t_{2A} = t_1 + \Delta t_2$. Ток $I_{кк1}$ и время t_{2A} являются координатами контрольной точки А характеристики 2, по которой проводится ее построение. Каталожные характеристики реле приводятся в других, чем на карте селективности, координатах — по оси абсцисс откладывается отношение тока реле к его току срабатывания $I_p/I_{с.р}$ (например, рис. 10.6), поэтому подбор характеристики проводится с соответствующим пересчетом. Координату контрольной точки каталожной характеристики реле на оси абсцисс находят по выражению

$$I_p/I_{с.р} = I_{ки} k_{сх}^{(3)} / (I_{с.р} n_{т.т.}), \quad (10.10)$$

где $I_{ки}$ — значение тока, соответствующего i -й контрольной точке на карте селективности (в рассматриваемом случае абсцисса точки А, равная $I_{кк1}$).

По найденным координатам (t_{2A} и $I_p/I_{с.р}$) подбирают нужную каталожную характеристику и определяют соответствующую ей уставку выдержки времени $t_{уз}$ (по независимой части этой характеристики). Затем выбранную характеристику переносят на

Рис. 10.15. Схема МТЗ с реле РТВ.



карту селективности по координатам нескольких точек, для которых проводят обратный пересчет абсциссы, определяя $I_{\text{н}}$ в соответствии с выражением (10.10).

С учетом токов согласования строят характеристики защиты β и др. При этом для обеспечения селективности защит при всех режимах работы расчеты проводят для режима максимальных токов к. з.

Аналогично приведенному выше можно согласовывать действие релейной защиты с предохранителями. Например, для согласования защит линии с предохранителями ТП 10/0,38 кВ на карте селективности первой следует построить характеристику предохранителя самого мощного трансформатора, а затем характеристику последующей защиты так, чтобы обеспечить условие селективности во всем диапазоне токов, при которых защиты могут совместно действовать. Учитывая возможный разброс ампер-секундных характеристик предохранителей, рекомендуется наносить их в виде зон (рис. 9.14). Можно также отметить, что селективное действие МТЗ линии 10 кВ и предохранителей ТП 10/0,38 кВ обычно обеспечивается, если ток срабатывания МТЗ $I_{\text{с.з.}} \geq 1,4 I_{\text{пл (5)}} (I_{\text{пл (5)}} — \text{ток, при котором плавкая вставка предохранителя сгорает за 5 с})$.

В заключение расчета основных параметров МТЗ следует провести проверку трансформаторов тока на 10 %-ную погрешность в соответствии с п. 10.5.

Схемы выполнения МТЗ. В системах электроснабжения используются различные схемы МТЗ, отличающиеся числом и типами реле, используемыми источниками питания оперативных цепей. В сельских электрических сетях получили преимущественное распространение схемы на переменном оперативном токе. Наиболее простая из них — схема с реле прямого действия РТВ (рис. 10.15). При возникновении любого междуфазного к. з. срабатывают одно или два реле РТВ и, совмещая функции реле и электромагнита отключения, отключают выключатель с необходимой выдержкой времени. Однако эта схема не всегда обеспечивает требуемую чувствительность. Поэтому в последнее время, особенно для защиты сельских электрических линий напряжением 10 кВ, широко используется схема с реле РТ-85 с дежигтированием обмотки электромагнита отключения (принципиальная совмещенная схема — рис. 10.9, разнесенная схема — рис. 10.16, а). Описание ее работы приведено в п. 10.6. Обе схемы защиты с ограниченно зависимой характеристикой выдержки времени, что может обеспечить меньшее накопление выдержек времени последовательно включенных защит и лучшее согласова-

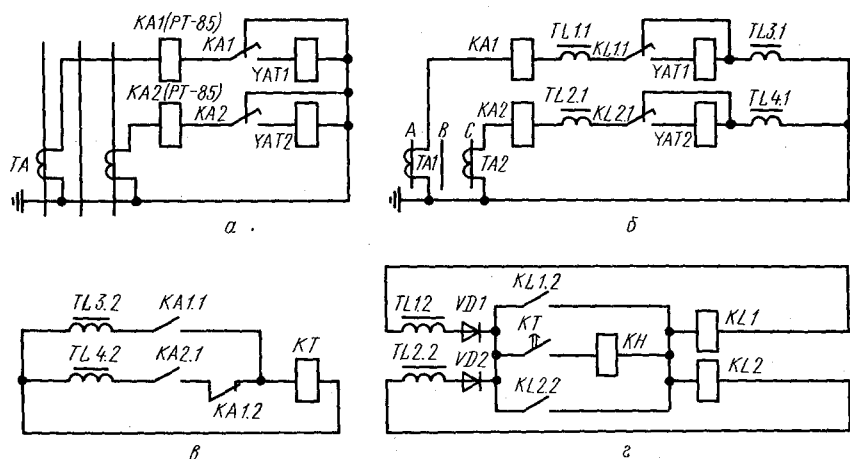


Рис. 10.16. Схемы МТЗ:

а — с реле РТ-85; б, в, г — с реле РТ-40 (КА), РВМ-12 (КТ), РП-341 (КЛ); б — схема цепей тока; в — вторичные цепи реле РВМ-12; г — вторичные цепи реле РП-341.

ние в характеристиках предохранителей ТП 10/0,38 кВ по сравнению с защитами, имеющими независимые характеристики. В тех случаях, когда целесообразно использовать защиту с независимой характеристикой выдержки времени, например для линий с относительно часто изменяемой схемой (это требует перенастройки защит с зависимой характеристикой), или при необходимости получить более высокую чувствительность защиты, обеспечиваемую реле РТ-40, можно установить МТЗ с этими реле, а также специальными реле времени РВМ-12 и промежуточным РП-341. Реле РВМ-12 и РП-341 предназначены для работы на переменном оперативном токе с питанием непосредственно от трансформаторов тока. Реле РВМ-12 обеспечивает независимую выдержку времени за счет использования синхронного микродвигателя с редуктором. Реле РП-341 имеет мощный переключающий контакт, аналогичный такому контакту у реле РТ-85.

Схема МТЗ с этими реле приведена на рисунке 10.16, б, в, г. На схемах $TL1.1$ ($TL2.1$) и $TL3.1$ ($TL4.1$) — первичные обмотки промежуточных трансформаторов, встроенных соответственно в реле РП-341 и РВМ-12; $TL1.2$ ($TL2.2$) и $TL3.2$ ($TL2.2$) — их вторичные обмотки; VD — выпрямители, встроенные в реле РП-341. Схема, так же как и в реле РТ-85, работает по принципу дешунтирования обмотки электромагнита отключения YAT . При возникновении к. з. срабатывает одно или два реле КА (схема б), замыкая цепь обмотки КТ (схема в), которое обеспечивает срабатывание реле КЛ (схема г). Последнее, переключая контакты $KL1.1$ ($KL2.1$), замыкает цепь YAT .

Для защиты трансформаторов 110/10 кВ со встроенными трансформаторами тока, мощность которых часто недостаточна для

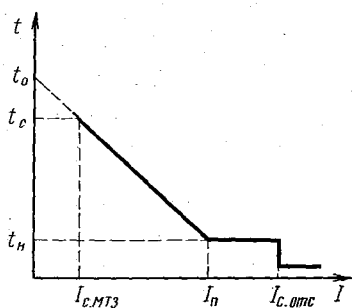


Рис. 10.17. Характеристика времени срабатывания защиты ТЗВР.

действия схемы с дешунтированием, можно установить схему МТЗ с питанием электромагнита отключения от предварительно заряженного конденсатора (аналогично схеме рис. 10.11).

В п. 10.4 указывались преимущества полупроводниковых реле.

На этой базе разработано специально для сельских сетей напряжением 6 ... 20 кВ устройство максимальной токовой защиты типа ТЗВР. Устройство представляет собой комплектный аппарат, включающий следующие основные элементы: максимальную токовую защиту с регулируемой ограниченно зависимой время-токовой характеристикой, в которой время действия в зависимой части линейно зависит от тока к. з. (рис. 10.17), токовую отсечку, указательные реле и электромагнит отключения, токовый блок питания этого электромагнита, органы оперативного опробования работоспособности устройства. В устройстве обеспечивается, кроме обычно регулируемых уставок по току срабатывания МТЗ $I_{c. мтз}$, по току срабатывания отсечки $I_{c. отс}$ и выдержки времени в независимой части характеристики t_n , также возможность изменения самой времятоковой характеристики, в частности крутизны ее зависимого участка. Пределы изменения этой характеристики определяются регулируемыми значениями времени t_n , t_0 (точка пересечения зависимого участка характеристики с осью времени) и крутизны α . При этом крутизна $\alpha = (t_c - t_n) / (I_n - I_{c. мтз})$ (t_c — время срабатывания защиты при токе срабатывания $I_{c. мтз}$; I_n — ток, соответствующий точке перехода характеристики на независимый участок). Наличие регулируемой характеристики позволяет использовать в каждом конкретном случае оптимальную зависимость времени срабатывания от тока, обеспечивающую согласование действия большого числа последовательно установленных комплектов защиты с малым накоплением выдержки времени, а в ряде случаев вообще без него.

Для повышения чувствительности МТЗ и улучшения отстройки от токов в некоторых случаях, в первую очередь для защиты генераторов и трансформаторов, ее применяют с пуском от реле минимального напряжения. Реле напряжения обеспечивают при этом блокировку по напряжению, так как МТЗ может подать команду на отключение только при срабатывании этих реле. Уставки их выбирают из условия, чтобы они не срабатывали при минимальном уровне рабочего напряжения, то есть отключения не произойдет, даже если токовые реле сработают из-за перегрузки. При к. з. в результате значительного снижения напряжения реле минималь-

ного напряжения замкнут свои контакты, разрешая защите действовать. Для обеспечения надежной работы блокировки при двухфазных к. з. в сети с изолированной нейтралью устанавливают три реле, включаемые на линейные напряжения. Применение пускового органа напряжения позволяет не отстраивать ток срабатывания МТЗ от самозапуска и перегрузки, то есть не учитывать значение $k_{сзп}$ ($k_{сзп} = 1$).

Оценка МТЗ. Общую оценку МТЗ, как и других защит, которые будут рассмотрены ниже, проведем с учетом основных требований к релейной защите. При одностороннем питании линий МТЗ обеспечивает требования селективности действия. Однако при двустороннем питании появляются противоречивые требования, которые МТЗ не обеспечивает (см. п. 10.9). Защита не является быстродействующей, так как для выполнения условий селективности приходится вводить выдержки времени. При этом наибольшую выдержку времени должна иметь защита, расположенная ближе к источнику питания, то есть в зоне больших токов к. з. (в этом отношении определенное исключение составляет защита ТЗВР). Требованиям по чувствительности МТЗ во многих случаях удовлетворяет, однако, учитывая характерную для сельских электрических сетей напряжением 10 кВ малую кратность токов к. з., чувствительность МТЗ иногда может оказаться недостаточной.

Максимальная токовая защита проста по исполнению, надежна, дешева и удобна в эксплуатации. Поэтому, несмотря на указанные недостатки, ее широко используют в радиальных сетях с односторонним питанием, в том числе в сельских сетях напряжением 10 кВ как основную и резервную, а в сетях напряжением выше 10 кВ в качестве резервной.

10.8. ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА

Общая характеристика и выбор параметров защиты. Селективность токовых защит можно обеспечить не только за счет соответствующих выдержек времени, но и определенным выбором тока срабатывания $I_{с.з.}$. Если значение $I_{с.з.}$ будет больше максимального тока к. з. в точках сети, расположенных вне защищаемой зоны $I_{к. вв. max}$, то такая защита, называемая токовой отсечкой, будет в любых режимах срабатывать только при к. з. внутри защищаемой зоны. При этих условиях ток срабатывания отсечки определяется выражением (рис. 10.18)

$$I_{с.з.} = k_n I_{к. вв. max} \quad (10.11)$$

где k_n — коэффициент надежности (для реле РТ-40 $k_n = 1,2 \dots 1,3$, для реле РТ-80 и РТМ $k_n = 1,5 \dots 1,6$). Для линий 6 ... 10 кВ значение $I_{к. вв. max}$ принимается равным току трехфазного к. з. в точке подключения ближайшего трансформатора 10/0,4 кВ.

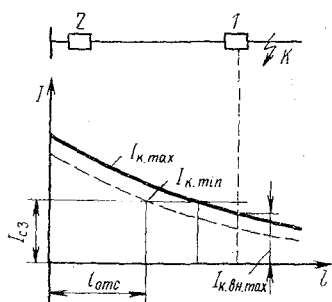


Рис. 10.18. Выбор тока срабатывания токовой отсечки.

Ток срабатывания реле отсечки $I_{с.р.}$, как и для МТЗ, определяется выражением

$$I_{с.р.} = I_{с.з} k_{ср}^{(3)} / n_{т.т.}$$

Если используется отсечка реле РТ-80, то ее уставки определяются кратностью тока срабатывания отсечки относительно тока уставки индукционного элемента:

$$k_{отс} = I_{с.р. (отс)} / I_{у (инд. эл.)}$$

Таким образом, токовая отсечка — это быстродействующая защита, не имеющая выдержки времени и обеспечивающая абсолютную селективность. Однако, как следует из рисунка 10.18, отсечка, как правило, не защищает всю длину линии (участка линии). Учитывая, что ток срабатывания отсечки $I_{с.з}$ определяется максимальным значением $I_{к. вн. max}$, а фактически защищаемая зона ($l_{отс}$) — минимальным значением $I_{к. min}^{(2)}$ (ток двухфазного к. з. в минимальном режиме работы системы — включен один из двух параллельно работающих трансформаторов, одна из параллельно питающих линий и т. п.), значение $l_{отс}$ может быть весьма мало. При наличии же ответвления с трансформатором 10/0,4 кВ, близко расположенного к месту установки защиты, зона $l_{отс}$ может практически отсутствовать. Поэтому отсечка не может быть основной и единственной защитой линии. В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) токовые отсечки, устанавливаемые на линиях и выполняющие функции дополнительных защит, могут быть использованы, если коэффициент чувствительности около 1,2 при к. з. в месте установки защиты в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме ($I_{к. max}^{(3)}$):

$$k_{ч} = I_{к. max}^{(3)} / I_{с.з} \geq 1,2.$$

Схемы токовой отсечки аналогичны схемам МТЗ (без использования реле времени), в частности это схемы на рисунке 10.15 при установке реле РТМ вместо РТВ и на рисунке 10.16 при срабатывании непосредственно электромагнитного элемента реле РТ-85 без выдержки времени. В связи с тем что отсечка обеспечивает быстрое отключение к. з., возникающих вблизи источника питания, то есть повреждений, сопровождаемых большими токами к. з., которые МТЗ отключает с максимальной выдержкой времени, хорошие результаты дает сочетание этих защит (в тех случаях, когда отсечка обеспечивает требуемую чувствительность)

Оценка токовой отсечки. Защита обладает абсолютной селективностью, и поэтому избирательность ее действия обеспечивается в сетях любой конфигурации с любым числом источников питания. Защита быстродействующая, очень простая, экономичная и надежная. Однако в общем случае она защищает только часть линии (участка линии), причем зона ее действия зависит от режима работы системы. Поэтому она не может быть использована в качестве основной защиты линий. Однако, если ее чувствительность достаточна, весьма целесообразна установка отсечки совместно с другими типами защит, в частности с МТЗ. Применяется также неселективная отсечка в качестве ускоренной защиты до или после АПВ (п. 10.13).

10.9. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА

Общая характеристика и выбор параметров защиты. Обычная максимальная токовая защита не может обеспечить селективное действие в сети с двусторонним питанием. Например, при к. з. в точке $K1$ (рис. 10.19) защита 2 должна иметь выдержку времени, меньшую, чем защита 3, то есть $t_2 < t_3$, а при к. з. в точке $K2$, наоборот, $t_2 > t_3$; таким образом, имеются противоречивые требования, которые одновременно удовлетворить нельзя. Однако в данном случае появляется новый признак — направление тока к. з., который может быть использован для обеспечения селективности действия защит. Защиты, реагирующие как на силу тока к. з., так и на его направление (знак мощности к. з.), называют токовыми направленными. Такая защита срабатывает при двух условиях: 1) ток превышает заданное значение ($I_{0.8}$); 2) знак мощности к. з. соответствует к. з. в защищаемом направлении. Поэтому защита содержит пусковой (измерительный) орган — реле максимального тока, орган направления мощности и, как правило, орган выдержки времени. Пример схемы включения реле направления мощности KW приведен на рисунке 10.20 (для упрощения показана схема на оперативном постоянном токе). Как следует из рисунка, отключение выключателя Q с выдержкой времени, определяемой уставкой реле KT , произойдет только, если сработают оба реле — KA и KW .

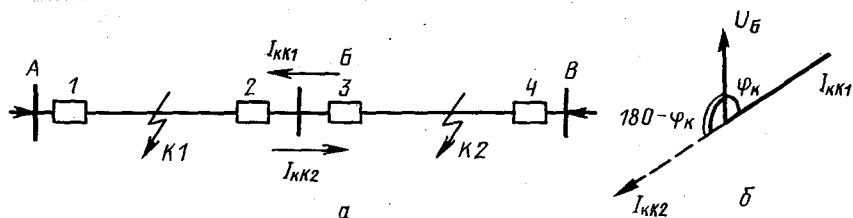


Рис. 10.19. Схема сети с двусторонним питанием (а) и векторная диаграмма токов и напряжения в месте установки направленной защиты (б).

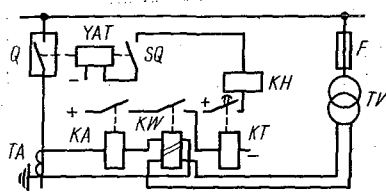


Рис. 10.20. Схема максимальной токовой направленной защиты.

Ток срабатывания пускового органа — реле тока KA — выбирают, исходя из следующих условий:

$$1) I_{с.з} = k_{\text{н}} k_{\text{свп}} I_{\text{раб. макс}} / k_{\text{в}}, \quad (10.12)$$

где $I_{\text{раб. макс}}$ — максимальное значение рабочего тока в направлении действия защиты (от шин в линию);

$$2) I_{с.з} = k_{\text{н}} I_{\text{нагр}} / k_{\text{в}}, \quad (10.13)$$

где $I_{\text{нагр}}$ — рабочий ток в направлении, противоположном направлению действия защиты в нормальном режиме работы сети.

Второе условие учитывает возможность ложного срабатывания реле направления мощности, например при перегорании предохранителя в цепи трансформатора напряжения. По аналогии с МТЗ следует обеспечить согласование чувствительности одинаково направленных защит смежных участков, в частности для линии на рисунке 10.19, а $I_{с.з1} > I_{с.з3}$, $I_{с.з4} > I_{с.з2}$. Выдержки времени выбирают по встречно-ступенчатому принципу согласования защит, действующих в одном направлении. Например, для схемы на рисунке 10.21 при наличии реле мощности KW защиты можно

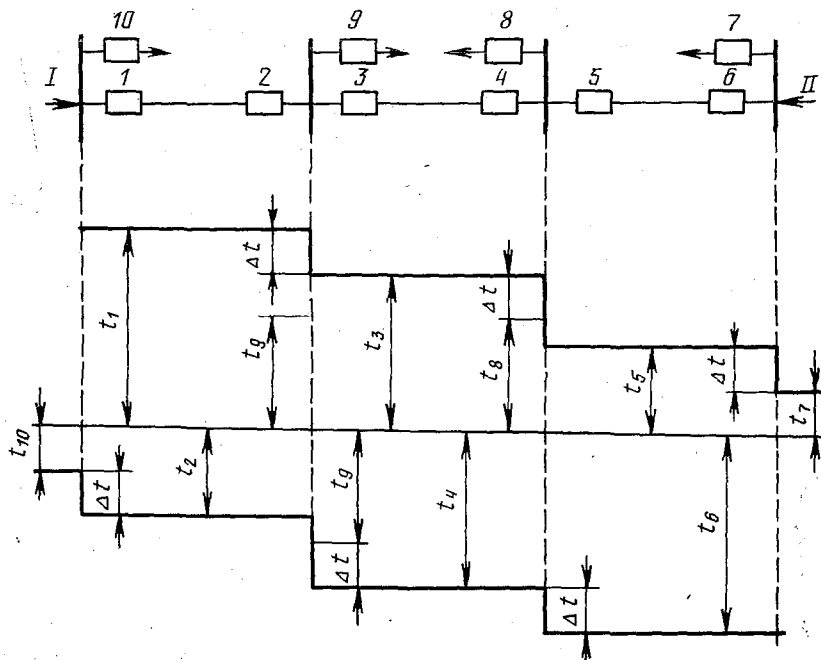


Рис. 10.21. Характеристики времени срабатывания максимальных токовых направленных защит.

разделить на две группы: 1, 3, 5, действующие в одном направлении, и 2, 4, 6, действующие в противоположном направлении. При этом необходимо учитывать также выдержки времени защит 7, 8, 9, 10 линий, присоединенных к шинам подстанций (распредпунктов) рассматриваемой схемы сети. Например, $t_8 = t_5 + \Delta t$, так как $t_8 > t_5$ и т. п.

Степень выдержки времени Δt выбирают, исходя из тех же соображений, что и для МТЗ. Таким образом, в целом выбор выдержек времени максимальных направленных защит аналогичен их выбору для МТЗ, но с учетом направленности действия устройств защиты.

Анализ действия защит сетей с двусторонним питанием показывает, что не все они должны быть направленными. Если устройства защиты по концам линии (участка линии) имеют различную выдержку времени, то защита с большей выдержкой может быть ненаправленной. Ненаправленными могут быть выполнены также защиты обоих концов линии (участков), если они имеют одинаковые выдержки времени.

Направленные защиты характеризуются чувствительностью пускового органа (реле тока) и органа направления мощности. В первом случае чувствительность определяется коэффициентом k_{α} , как и для МТЗ. Во втором случае она определяется так называемой мертвой зоной — участком линии, при к. з. на котором реле мощности не работает из-за того, что мощность на его зажимах S_p оказывается меньше мощности срабатывания $S_{c.p.}$. Появление мертвой зоны определяется тем, что при к. з. напряжение в сети падает, и чем ближе расположена точка к. з. к месту установки реле мощности, тем меньшее напряжение U_p подводится к реле, а следовательно, уменьшается и мощность S_p . Для характеристики чувствительности органа направления мощности подсчитывается протяженность мертвой зоны, определяемая расстоянием до точки металлического трехфазного к. з., при котором $U_p = U_{c.p.}$ и соответственно $S_p = S_{c.p.}$. Протяженность мертвой зоны не должна превышать 10 % длины защищаемой линии (основной зоны защиты). Для сельских электрических сетей напряжением 6 ... 20 кВ наша промышленность выпускает полупроводниковую направленную защиту типа ЛТЗ вместо устройств с индукционными реле направления мощности типа РБМ-171. Защита ЛТЗ имеет более высокую надежность и лучшие, обеспечивающие более широкую область применения характеристики, чем устройства с реле РБМ. Защита ЛТЗ выполнена в двухфазном двухступенчатом исполнении с одним выходным реле. Первая ступень защиты, обеспечивающая токовую отсечку, имеет выдержку времени 0,3 с. Вторая ступень — максимальная токовая направленная защита с ограниченно зависимыми характеристиками времени срабатывания $t_{c.p.}$, которое может быть установлено в пределах от 0,5 до 5 с в независимой части характеристики. При этом обеспечены возможность выбора любой из четырех характеристик

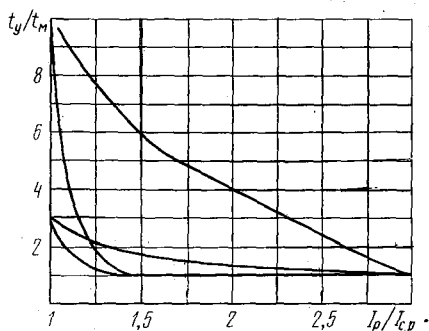


Рис. 10.22. Характеристики времени срабатывания защиты ЛТЗ.

в соответствии с рисунком 10.22, а также перестройка второй ступени с ограниченно зависимой на независимую характеристику времени срабатывания. Уставки срабатывания второй ступени по току и времени автоматически переключаются при изменении направления контролируемой мощности. Предусмотрены сигнализация срабатывания защиты с учетом направления мощности и возможность периодической проверки исправности устройства при помощи встроенных элементов проверки. При близком к з., когда напряжение, подводимое к устройству ЛТЗ, может снижаться вплоть до нуля, оно срабатывает по первой ступени (токовой отсечки). Если же первая ступень выведена из работы, то устройство в этом случае сработает по второй ступени с меньшими уставками по току и времени независимо от режима работы линии. Поэтому защита ЛТЗ не имеет мертвой зоны.

Оценка максимальной токовой направленной защиты. Защита обеспечивает селективное действие на линиях с двусторонним питанием и в кольцевых сетях с одним источником питания. Защита так же, как МТЗ, не является быстродействующей, так как для обеспечения селективности приходится вводить выдержки времени. По чувствительности пускового (токового) органа защита аналогична МТЗ, но в целом чувствительность может снижаться за счет появления мертвой зоны органа направления мощности. Правда, следует отметить, что чувствительность реле РБМ достаточно высока, а защита ЛТЗ, как указывалось, вообще мертвой зоны не имеет. Защита более сложная и дорогая, чем МТЗ, но в целом достаточно проста и, как показывает опыт эксплуатации, работает надежно.

К недостаткам направленной защиты относится также возможность неправильного выбора направления при нарушении цепи напряжения, питающей орган направления мощности. Область применения защиты: в сетях напряжением 10 и 35 кВ с двусторонним питанием — в качестве основной, в сетях 110 ... 220 кВ — как резервная.

10.10. ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

В трансформаторах и на их соединениях с другими элементами систем электроснабжения могут возникать следующие повреждения (аварийные режимы): междуфазные к. з. в обмотках и на выводах, однофазные к. з. на землю (корпус) при установке в сетях с заземленной нейтралью и между витками

обмотки (витковые замыкания), недопустимое понижение уровня масла. К ненормальным режимам относятся: перегрузка и внешние к. з., приводящие к появлению в обмотках трансформаторов больших токов, особенно при внешних к. з., понижение уровня масла ниже определенного предела. Для защиты от этих режимов в сельских электрических сетях на трансформаторах используют следующие устройства.

Большинство трансформаторов на напряжение 6 ... 10 кВ мощностью до 630 кВ.А и часть из них на 35 кВ мощностью до 2500 кВ.А защищают плавкими предохранителями (область применения предохранителей 35 кВ типа ПВТ-35 ограничена трансформаторами мощностью 1000 кВ.А). На остальных трансформаторах для защиты от внутренних к. з. в качестве основных устройств устанавливают действующую на отключение без выдержки времени токовую отсечку (при мощности до 6300 кВ.А) или дифференциальную защиту (при мощности 6300 кВ.А и выше). Кроме того, при всех повреждениях внутри бака и понижениях уровня масла применяется специальная газовая защита.

Для защиты от токов внешних к. з. используют максимальную токовую защиту, действующую так же, как резервная при отказе других защит. Кроме того, МТЗ работает в качестве основной при к. з. в мертвой зоне токовой отсечки, если она установлена. Защиту от токов перегрузки выполняют в виде МТЗ в одной фазе. Она действует, как правило, на сигнал с соответствующей выдержкой времени.

При защите трансформаторов плавкими предохранителями, они должны удовлетворять следующим основным условиям:

1) номинальное напряжение предохранителей и их плавких вставок должно быть равно номинальному напряжению сети:

$$U_{н. пр} = U_{н. с};$$

2) номинальный ток отключения предохранителя должен равняться максимальному значению тока к. з. в месте установки предохранителя или быть больше него: $I_{н. о} \geq I_{н. max}$;

3) номинальный ток плавкой вставки для предохранителей, защищающих трансформаторы напряжением 6 и 10 кВ со стороны высшего напряжения $I_{н. вс} \approx 2I_{н. тр}$ ($I_{н. тр}$ — номинальный ток трансформатора).

Рекомендуемые значения $I_{н. вс}$ предохранителей ПКТ-10 для трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ следующие:

Мощность трансформатора, кВ. А	$I_{н. вс}$ на стороне 10 кВ. А
25	5
40	8
63	10
100	16
160	20
250	40
400	50
630	80

При этом, как правило, обеспечивается селективность между предохранителями типа ПКТ-10 и автоматическими выключателями (автоматами) мгновенного действия, например типа АЗ100 или АП-50, установленными на стороне 0,38 кВ, а также предохранителями 0,38 кВ, выбранными по условию $I_{н. в.с} \approx I_{н. тр.}$.

При использовании токовой отсечки в сочетании с МТЗ обеспечивается двухступенчатая защита трансформатора. Учитывая, что трансформатор представляет собой относительно большое сосредоточенное сопротивление, зона действия токовой отсечки достаточно велика. Токовая отсечка на трансформаторах, особенно 35/10 кВ, выполняется, как правило, по схеме неполной звезды с двумя реле. Ток срабатывания отсечки на трансформаторе выбирается аналогично тому, как и на линии, из условия отстройки от максимального тока при внешних к. з.:

$$I_{с. о.} \geq k_n I_{к. тах. вн}^{(3)} \quad (10.14)$$

где $I_{к. тах. вн}$ — ток трехфазного к. з. за трансформатором, приведенный к стороне питания; $k_n = 1,3 \dots 1,4$ для реле типа РТ-40 и примерно 1,6 для реле РТ-80 и РТМ.

Кроме того, отсечка должна отстраиваться от броска тока намагничивания трансформатора:

$$I_{с. о.} > I_{нам} = (3 \dots 5) I_{н. тр.} \quad (10.15)$$

Коэффициент чувствительности отсечки определяется соотношением

$$k_q = I_{к. тах. вн}^{(2)} / I_{с. о.}, \quad (10.16)$$

где $I_{к. тах. вн}^{(2)}$ — минимальное значение тока при двухфазном к. з. в месте установки отсечки. Минимальное допустимое значение k_q равно примерно 2.

Второй ступенью рассматриваемого варианта защиты трансформатора является МТЗ. На понижающих двухобмоточных трансформаторах 35 ... 110/10 кВ подстанций с оперативным переменным током чаще используются два комплекта МТЗ — один со стороны питания, другой с меньшей выдержкой времени со стороны ввода 10 кВ. Однако допускается не устанавливать МТЗ на вводе 10 кВ, а МТЗ на стороне питания выполнять с двумя выдержками времени — с меньшей на отключение выключателя ввода и с большей на отключение выключателя со стороны питания (или на включение короткозамыкателя на упрощенных подстанциях). При этом обе выдержки времени могут быть выполнены одним реле времени с импульсным (проскальзывающим) и замыкающим контактами. Для выполнения максимальной токовой защиты могут использоваться те же реле, что и для защиты линий — РТ-40, РТ-80, РТВ. Если МТЗ выполняется с реле РТ-80 (РТ-85), то одновременно обеспечивается токовая отсечка при помощи электромагнитных элементов этих реле.

Для трансформаторов 35/10 кВ МТЗ выполняется по схеме неполной звезды с двумя или, если необходимо повысить чувстви-

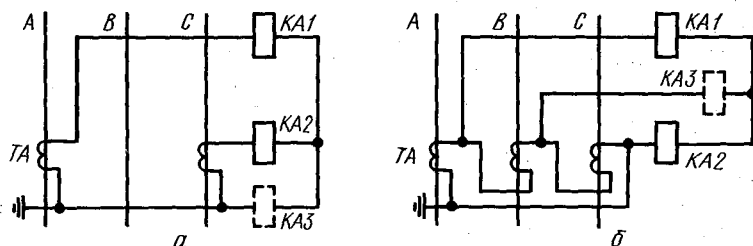


Рис. 10.23. Схемы включения токовых реле МТЗ трансформатора:
 а — неполная звезда с двумя (трем — пунктир) реле; б — треугольник с двумя (трем — пунктир) реле.

тельность защиты при двухфазных к. з. за трансформатором, с тремя реле (рис. 10.23, а). Для трансформаторов 110/10 кВ МТЗ чаще всего выполняют по схеме треугольник с двумя реле (рис. 10.23, б). Для трехобмоточных трансформаторов 110/35/10 кВ используют схему треугольника с двумя или при недостаточной чувствительности защиты к. з. на стороне среднего напряжения с тремя реле (рис. 10.23, б). Выдержку времени при использовании реле тока РТ-40 наиболее целесообразно осуществить при помощи реле РВМ-12. В качестве источников оперативного тока для срабатывания электромагнитов отключения обычно используют трансформаторы тока или предварительно заряженные конденсаторы.

Ток срабатывания МТЗ трансформатора выбирают, исходя из тех же условий, что и для защиты линий (см. п. 10.7).

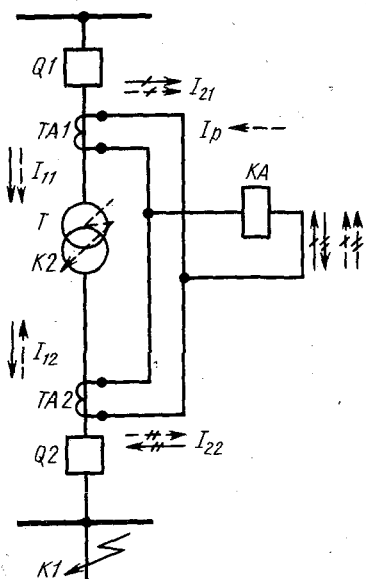
При оценке чувствительности МТЗ трансформатора следует учитывать схемы соединения силового трансформатора, трансформаторов тока и реле. Минимальный ток в реле $I_{p. \min}$ при двухфазном к. з. за трансформатором со схемой соединения Y/Δ , определяющий коэффициент чувствительности $k_q = I_{p. \min}/I_y$, составляет: $0,5I_k^{(3)}/n_{т.т.}$ для МТЗ по схеме неполная звезда с двумя реле, $I_k^{(3)}/n_{т.т.}$ для той же схемы с тремя реле, $1,5I_k^{(3)}/n_{т.т.}$ для схемы треугольника с двумя или тремя реле ($I_k^{(3)}$ — ток трехфазного к. з. за трансформатором, приведенный к стороне питания, $n_{т.т.}$ — коэффициент трансформации трансформаторов тока этой защиты). Использовать в рассматриваемом случае схему соединения на разность токов двух фаз недопустимо, так как при определенных условиях защита вообще может не сработать.

Если k_q для основной зоны оказывается меньше допустимого значения, равного 1,5, МТЗ можно дополнить пусковым органом напряжения (см. п. 10.7).

Время срабатывания МТЗ выбирают так же, как для защиты линий, в данном случае на ступень больше, чем у защиты ввода 10 кВ. Для определения уставки выдержки времени при наличии реле с зависимой характеристикой целесообразно построить карту селективности.

Дифференциальная токовая защита основана на принципе сравнения значения и фазы токов по концам защищаемого эле-

Рис. 10.24. Схема дифференциальной защиты трансформатора.



мента, в частности трансформатора, генератора, двигателя, участка линии. Для осуществления этой защиты с обеих сторон защищаемого элемента устанавливают трансформаторы тока. Их вторичные обмотки соединяют последовательно, а реле тока подключают к ним параллельно (рис. 10.24). При нормальном рабочем режиме и внешнем к. з. (вне защищаемой зоны, ограниченной трансформаторами тока, например в точке $K1$) через обмотку реле будет протекать ток, равный разности вторичных токов $I_p = I_{21} - I_{22}$, который называют током небаланса $I_{нб}$. Трансформаторы тока

подбирают и соединяют так, чтобы при этих условиях токи I_{21} и I_{22} совпадали по фазе и по возможности были равны по значению, то есть чтобы $I_{нб}$ был минимальным (в идеальном случае $I_{нб} = 0$). Тогда при токе срабатывания реле $I_{с.р} > I_{нб}$ защита не будет действовать. При к. з. в зоне защиты (точка $K2$) ток I_p резко возрастает до пропорционального току к. з., а именно до $I_p = I_{21} + I_{22}$ при двустороннем питании (пунктирные стрелки на рис. 10.24) или до $I_p = I_{21}$ при одностороннем питании. При условии $I_p > I_{с.р}$ защита сработает и отключит поврежденный элемент (трансформатор). Таким образом, дифференциальная защита не реагирует на к. з. вне защищаемой зоны, то есть обладает абсолютной селективностью, и поэтому может выполняться без выдержки времени.

К особенностям дифференциальной защиты трансформаторов по сравнению с другими объектами относится появление дополнительных составляющих $I_{нб}$, определяемых следующими факторами:

- 1) при включении трансформатора под напряжение или после ликвидации внешних к. з., когда скачком возрастает напряжение, появляется ток намагничивания, который может превышать номинальный ток в 6...8 раз. Ток намагничивания, действие которого на дифференциальную защиту аналогично действию тока при к. з. в зоне защиты, входит полностью как составляющая тока небаланса $I_{нб.нам}$;

- 2) неодинаковые схемы соединения обмоток высшего и низшего напряжений силового трансформатора, например «звезда—тре-

угольник», что приводит к появлению составляющей $I_{нб. с\kappa}$ из-за фазового сдвига первичных токов;

3) неодинаковые коэффициенты трансформации трансформаторов тока и ступенчатая шкала этих коэффициентов, в результате чего практически невозможно обеспечить равенство их вторичных токов, приводят к появлению составляющей $I_{нб. ур}$;

4) автоматическое изменение коэффициента трансформации силовых трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой;

5) различные типы и конструкции трансформаторов тока с высшей и низшей сторон силового трансформатора.

Для уменьшения (исключения) рассмотренных составляющих $I_{нб}$ принимают различные меры. Для отстройки от бросков тока намагничивания заглубляют защиту по току срабатывания или включают реле через промежуточный насыщающийся трансформатор тока (БНТ). Аperiodическая составляющая броска тока намагничивания силового трансформатора сильно насыщает магнитопровод БНТ, в результате чего ухудшаются условия трансформации и его вторичный ток уменьшается.

Составляющая $I_{нб. с\kappa}$ легко исключается соответствующим соединением обмоток трансформаторов тока (соединением их по схеме треугольника со стороны звезды защищаемого трансформатора, а со стороны его треугольника — в звезду).

Составляющая $I_{нб. ур}$ может быть значительно уменьшена при помощи специальных уравнильных обмоток (с мелкоступенчатым изменением числа их витков) БНТ.

В зависимости от выбранного способа отстройки тока срабатывания возможны следующие исполнения дифференциальной защиты трансформатора.

1. Дифференциальная токовая отсечка — наиболее простая защита, выполняемая при помощи реле типа РТ-40 без БНТ. Несмотря на простоту и быстродействие, такая защита из-за невысокой чувствительности применяется достаточно редко и только на трансформаторах относительно небольшой мощности.

2. Дифференциальная защита с БНТ. Для выполнения защиты используют специальные реле типа РНТ-565, состоящие из реле РТ-40 и БНТ. Эти устройства широко используются для защиты трансформаторов мощностью 6300 кВ·А и более, в том числе на сельских РТП.

В тех случаях, когда чувствительность реле РНТ оказывается недостаточной, можно использовать более сложную дифференциальную защиту на основе реле с магнитным торможением (типа ДЗТ).

Газовую защиту устанавливают на всех трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше. Допускается и часто практически используется ее установка на трансформаторах мощностью от 1000 до 4000 кВ·А.

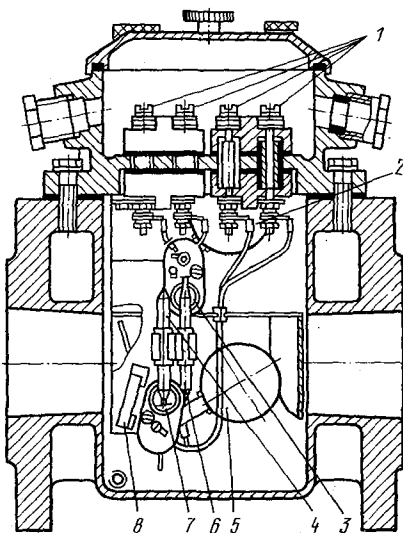
Газовая защита, как указывалось, реагирует на все виды внутренних повреждений, в том числе и на витковые замыкания, при которых другие применяемые стандартные защиты могут не сработать. Значение тока при витковых замыканиях зависит от числа замкнувшихся витков. При малой доле витков, особенно при замыкании одного-двух витков, ток повреждения со стороны источника питания может быть меньше номинального тока трансформатора. В то же время замыкания между витками могут приводить к таким же последствиям, что и многофазные к. з., так как в самих короткозамкнутых витках будет протекать весьма значительный ток.

Витковые замыкания, как и другие виды к. з., сопровождаются местным нагревом, а во многих случаях и горением электрической дуги. Это приводит к разложению трансформаторного масла и изоляционных материалов и образованию газов, в результате чего действует газовая защита. Основным (измерительным) органом газовой защиты является газовое реле. Его устанавливают в трубопроводе (врезают в него) между баком трансформатора и расширителем. Газовое реле представляет собой металлический корпус с расположенными в нем двумя подвижными поплавками (элементами) — верхним и нижним, которые управляют электрическими контактами. Раньше наша промышленность выпускала поплавковые реле типа ПГ-22, а затем чашечковые типа РГЧЗ-66, которые различались конструкцией поплавков и контактов. С начала 1970-х годов на отечественных трансформаторах устанавливается более надежное газовое реле Бухгольца типа ВГ-80/У производства ГДР. Это реле состоит из металлического корпуса, крышки и закрепленного на ней встроенного блока (рис. 10.25). Последний включает два элемента — верхний (сигнальный) и нижний (отключающий). В каждом из этих элементов имеются поплавок с жестко прикрепленным к нему постоянным магнитом и магнитоуправляемый контакт, к которому поплавок с магнитом приближается при повороте и опускании в нижнее положение (поплавок свободно вращается вокруг оси, на которой он закреплен). Магнитоуправляемые контакты (герконы) представляют собой вакуумные или газонаполненные баллоны, внутри которых размещены две или три ферромагнитные пластины. Одна из пластин подвижна и под действием внешнего магнитного поля изгибается, соприкасаясь с неподвижной и создавая электрический контакт.

При нормальной работе трансформатора газовое реле заполнено маслом, поплавки находятся в поднятом положении, магнитоуправляемые контакты разомкнуты. При незначительных повреждениях в трансформаторе под воздействием местного нагрева из масла выделяются газы, которые поднимаются вверх к крышке бака, а затем скапливаются в верхней части газового реле, вытесняя из него масло. При этом верхний поплавок поворачивается, опускаясь вместе с уровнем масла, магнит приближается к магнитоуправляемому контакту, и он замыкается, обеспечивая подачу

Рис. 10.25. Газовое реле Бухгольца (ГДР):

1 — зажимы; 2 — верхний поплавок; 3 и 4 — постоянный магнит и магнитоуправляемый контакт верхнего поплавка; 5 — нижний поплавок; 6 и 7 — магнитоуправляемый контакт и постоянный магнит нижнего поплавка; 8 — подпорная заслонка.



предупредительного сигнала. Аналогично газовое реле действует при незначительной утечке масла. При серьезном повреждении внутри трансформатора начинается бурное газообразование и под воздействием газов масло быстро вытесняется из бака в расширитель. При этом поток масла (маслогазовой смеси) входит в газовое реле, попадает на расположенную вблизи входного штуцера специальную подпорную заслонку (клапан) и опрокидывает ее (она может изменять свое положение в направлении потока). В результате поворачивается нижний отключающий поплавок со своим магнитом, который приближается к магнитоуправляемому контакту, он замыкается и подает команду на отключение трансформатора. Нижний элемент срабатывает также при сильном понижении уровня масла в баке трансформатора, например при повреждении бака и значительной утечке масла. Оперативные цепи газовой защиты на подстанциях 35 ... 110/10 кВ могут подключаться к шинам трансформатора собственных нужд. Широко применяются схемы газовой защиты с питанием оперативных цепей от предварительно заряженных конденсаторов. Газовая защита достаточно простая по конструкции, быстродействующая. Это наиболее чувствительная защита трансформатора от всех повреждений внутри бака. Однако она не действует при повреждениях на выводах трансформатора и должна выводиться из действия, когда есть опасность выделения воздуха в кожухе трансформатора (например, после его ремонта, доливки масла и т. п.). Поэтому газовая защита не может применяться как единственная и должна дополняться второй защитой от внутренних повреждений (МТЗ и токовой отсечкой или дифференциальной защитой).

10.11. ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРОВ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Система сельского электроснабжения, являясь в первую очередь распределительной, включает также электростанции (для питания небольшой части потребителей, значительно

удаленных от централизованных источников, и для резервирования питания потребителей). Это в основном дизельные станции относительно небольшой мощности с генераторами менее 1 МВт, причем большую их часть составляют генераторы резервных электростанций, имеющих мощность менее 150 кВт. Применительно к этим генераторам и рассматриваются вопросы их защиты и автоматизации.

В цепях статора синхронного генератора могут возникать следующие повреждения (аварийные режимы): междуфазные к. з., однофазные к. з. на землю (корпус), замыкания между витками одной фазы. При однофазных к. з. защита должна работать на отключение при токах замыкания на землю выше 5 А; если этот ток менее 5 А, допускается действие защиты на сигнал.

Замыкания между витками одной фазы имеют те же особенности, что и для трансформаторов (см. п. 10.10). Однако в связи с отсутствием масла на генераторах не может быть использована защита типа газовой. Поэтому для генераторов мощностью менее 1 МВт защита от витковых замыканий не предусматривается.

В синхронном генераторе повреждения могут возникать также в цепи обмотки возбуждения (ротора). Эта обмотка изолирована от земли, поэтому замыкания ее на землю в одной точке неопасны. Однако длительная работа генератора в этом режиме опасна, так как при возникновении замыкания на землю во второй точке часть обмотки возбуждения оказывается закороченной, нарушается симметрия магнитного поля машины и может возникнуть очень сильная вибрация. Поэтому для генераторов мощностью выше 1 МВт устанавливают специальную защиту, но в связи с ее сложностью для рассматриваемых генераторов она не предусматривается.

К ненормальным режимам работы генераторов относятся сверхтоки перегрузки, сверхтоки при внешних к. з., несимметрия токов и повышение напряжения.

Защиту генератора выбирают в зависимости от его мощности и напряжения.

Генераторы мощностью до 1 МВт на напряжение до 1 кВ имеют достаточно высокий запас прочности изоляции, и вероятность их повреждения относительно невелика. Учитывая это, для защиты их от всех видов повреждений и ненормальных режимов устанавливают автомат с максимальными расцепителями или выключатель (например, контактор с защелкой) с максимальной токовой защитой. Для генераторов с глухозаземленной нейтралью эта защита предусматривается в трехфазном, а для генераторов с незаземленной нейтралью в двухфазном исполнении. При наличии выводов генератора со стороны нейтрали указанную защиту, если возможно, следует присоединять к трансформаторам тока, установленным на этих выводах.

Если в качестве коммутационного аппарата используется контактор с защелкой, МТЗ выполняют с реле косвенного

действия. Ток срабатывания этой защиты выбирают по выражению

$$I_{с.з} = k_H k_{сзп} I_{г.н} / k_B, \quad (10.17)$$

где $k_{сзп} = 1,5 \dots 1,7$.

Чувствительность защиты проверяют для случая трехфазного к. з. на выводах одиночно работающего генератора. Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,2. При параллельной работе генератора с энергосистемой или другими генераторами, кроме максимальной токовой защиты, предусматривают также токовую отсечку. Реле отсечки подключают к трансформаторам тока, установленным со стороны шинных выводов генератора. Эти реле реагируют на ток к. з., идущий от других источников, с которыми защищаемый генератор работает параллельно. Ток срабатывания отсечки выбирают из условий:

$$I_{с.з} \geq k_{H1} I_{к.мах}; \quad (10.18)$$

$$I_{с.з} \geq k_{H2} I_{нач}, \quad (10.19)$$

где $I_{к.мах}$ — максимальный ток статора генератора при внешнем к. з.; $I_{нач}$ — максимальный ток, протекающий в генераторе при выходе его из синхронизма; $k_{H1} = 1,3$ при использовании реле РТ-40 и $k_{H1} = 1,6 \dots 1,8$ для реле РТ-80; $k_{H2} = 1,2 \dots 1,3$.

Коэффициент чувствительности отсечки $k_q \geq 2$ при к. з. на выводах генератора.

Генераторы напряжением до 1 кВ обычно имеют заземленную нейтраль, поэтому для них требуется защита от однофазных коротких замыканий. Ее может обеспечить устройство защиты от междуфазных к. з., если оно имеет трехфазное исполнение. В других случаях требуется установка специальной защиты от однофазных к. з., в качестве которой часто используют токовую защиту нулевой последовательности с включением трансформатора тока в нулевой провод, соединяющий нейтраль генератора с землей. В нормальном режиме и при междуфазных к. з. в нулевом проводе и соответственно в реле, подключенном к указанному трансформатору тока, протекает лишь небольшой ток небаланса $I_{нб}$, с учетом которого выбирают ток срабатывания реле $I_{с.р} > I_{нб}$. Время действия этой защиты выбирают на ступень больше времени срабатывания защиты от однофазных к. з. в сети генераторного напряжения.

От перегрузки генераторы напряжением ниже 1 кВ не защищают. Однако, если установлены автоматы с комбинированными расцепителями, они защищают генератор от к. з. и перегрузки.

Для генераторов мощностью 1 МВт и менее напряжением выше 1 кВ, работающих непосредственно на сборные шины генераторного напряжения, должны быть предусмотрены следующие защиты.

От многофазных замыканий в обмотке статора генераторов, работающих параллельно с другими генераторами или энерго-

системой, — токовая отсечка, устанавливаемая со стороны выводов генератора к сборным шинам. Если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, вместо нее допускается использовать продольную дифференциальную защиту. Для одиночно работающих генераторов в качестве защиты от многофазных замыканий в обмотке статора используется защита от внешних коротких замыканий — максимальная токовая защита, присоединяемая к трансформаторам тока со стороны нейтрали. Отсечка, дифференциальная и максимальная токовая защиты используются, как правило, в двухфазном исполнении с реле типа РТ-40 или РТМ для первых двух защит и РТ-80 или РТВ для МТЗ.

Если установить трансформаторы тока со стороны нейтрали одиночно работающего генератора невозможно, то для его защиты от междуфазных к. з. может быть использована минимальная защита напряжения с тремя реле напряжения, подключенными на междуфазные напряжения. Для турбогенераторов напряжение срабатывания этих реле $U_{с.з.} = (0,5 \dots 0,6) U_{г.н.}$, для гидрогенераторов $U_{с.з.} = 0,7 U_{раб. мин}$ ($U_{раб. мин}$ — минимальное напряжение в рабочем режиме). Время срабатывания защиты выбирают на ступень больше времени срабатывания защит элементов сети, на которую работает генератор. Защита должна действовать на отключение выключателей генератора и гашение его поля (см. п. 10.16).

На рассматриваемых генераторах устанавливают также токовую защиту от однофазных к. з. на землю с использованием в большинстве случаев специального трансформатора тока. Он имеет тороидообразный сердечник, через отверстие которого пропускают кабель, соединяющий генератор с шинами распределительного устройства. К обмотке, намотанной на сердечник, подключают реле тока. Такой трансформатор представляет собой фильтр токов нулевой последовательности, которые, как известно, появляются при однофазных к. з. При появлении такого к. з. реле, срабатывая, подает команду на отключение выключателя генератора.

Если ток замыкания на землю менее 5 А, в качестве защиты от него можно использовать устройство контроля изоляции, действующее на сигнал (см. п. 9.10).

Для защиты от симметричной перегрузки обмотки статора устанавливают одно токовое реле, включенное на ток фазы, и реле времени. Выдержку времени принимают на ступень больше времени срабатывания защиты от внешних к. з.

10.12. ЗАЩИТА СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,38 кВ

Характеристика аппаратов защиты. Основные аппараты защиты сетей напряжением 0,38 кВ от коротких замыканий — плавкие предохранители и автоматические выключа-

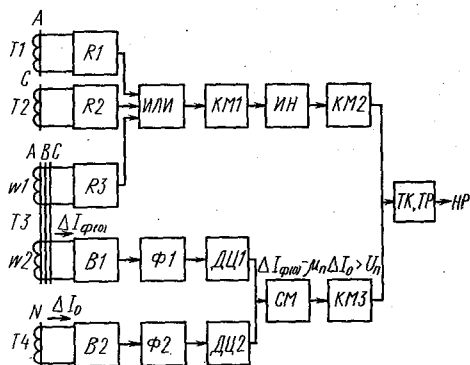
Рис. 10.26. Функциональная блок-схема защиты типа ЗТИ-0,4.

тели. Учитывая, что сеть 0,38 кВ работает с глухозаземленной нейтралью, защиту от к. з. следует выполнять в трехфазном исполнении, то есть предохранители или расцепители автоматов устанавливать в каждой фазе. При наличии максимального расцепителя автомата в нулевом проводе он должен действовать на отключение всех трех фаз, и в этом случае допускается устанавливать два расцепителя для защиты от междофазных к. з. В качестве устройств защиты от перегрузок используют те же аппараты, однако тепловой расцепитель автоматического выключателя действует более надежно и четко, чем предохранитель.

На вводах трансформаторов 0,38 кВ и отходящих от КТП 10/0,38 кВ линиях наибольшее применение получили автоматические выключатели типов АП50 (на КТП мощностью 25 и 40 кВ · А), АЗ100 (сняты с производства) и АЗ700. В ряде случаев используются блоки «предохранитель-выключатель» типа БПВ-31 ... 34 с предохранителями типа ПР2. Применяемые на КТП автоматы АП50 2МТ30 имеют два электромагнитных и три тепловых расцепителя, а также расцепитель в нулевом проводе на ток, равный номинальному току теплового расцепителя. Автоматы АЗ124 ... АЗ144 и АЗ700ФУЗ имеют по три электромагнитных и тепловых расцепителя, а также независимый расцепитель с обмоткой на напряжения. Для защиты от однофазных замыканий в нулевом проводе устанавливают реле тока РЭ571Т, действующие на независимый расцепитель.

Для КТП 10/0,38 кВ, оснащенных автоматическими выключателями АЗ100, АЗ700 и АЕ20, имеющими независимый расцепитель, разработана и выпускается промышленностью полупроводниковая защита типа ЗТИ-0,4, обеспечивающая повышенную чувствительность действия при к. з. Защита представляет собой приставку к автомату, размещаемую под ним в низковольтном шкафу КТП. Конструктивно она выполнена в фенотластовом корпусе.

ЗТИ предназначено для защиты трехфазных четырехпроводных воздушных линий 0,38 кВ с глухозаземленной нейтралью и повторными заземлениями нулевого провода от междуфазных и однофазных на нулевой провод к. з., а также замыканий фаз на землю. Для подключения к линии ЗТИ имеет четыре токовых входа, через которые пропускают три фазных и нулевой провода



линии. Функциональная блок-схема защиты приведена на рисунке 10.26.

Для защиты от междуфазных к. з. используются датчики тока фаз *A* и *C* — *T1* и *T2*, обеспечивающие действие схемы по принципу максимальной токовой защиты (провода фаз *A* и *C* служат первичной обмоткой этих датчиков). При однофазных к. з. токи в фазах могут быть относительно невелики, в результате чего не будет обеспечена требуемая чувствительность защиты. При этом следует учесть, что в фазе *B* датчик тока не установлен вообще. Для действия защиты в данных случаях используется датчик тока нулевой последовательности *T3*, магнитопровод которого охватывает все три фазных провода контролируемой цепи. Такой датчик (трансформатор) является фильтром токов нулевой последовательности, которые появляются при однофазных к. з.

Ко вторичным обмоткам *T1*, *T2* и *T3* подключаются группы резисторов *R1*, *R2*, *R3*, переключением которых устанавливаются токи срабатывания (уставки) защиты (соответственно 100, 160, 250 А при междуфазных и 40, 80, 120 А при однофазных к. з.). Схема «ИЛИ» выделяет среднее значение максимального из выпрямленных (диоды на схеме не указаны) входных напряжений, пропорциональных соответствующим токам. При превышении токами фаз или током нулевой последовательности значений уставок напряжение на выходе схемы «ИЛИ» превышает опорное напряжение компаратора (схемы сравнения) *KM1*. Выходное напря-

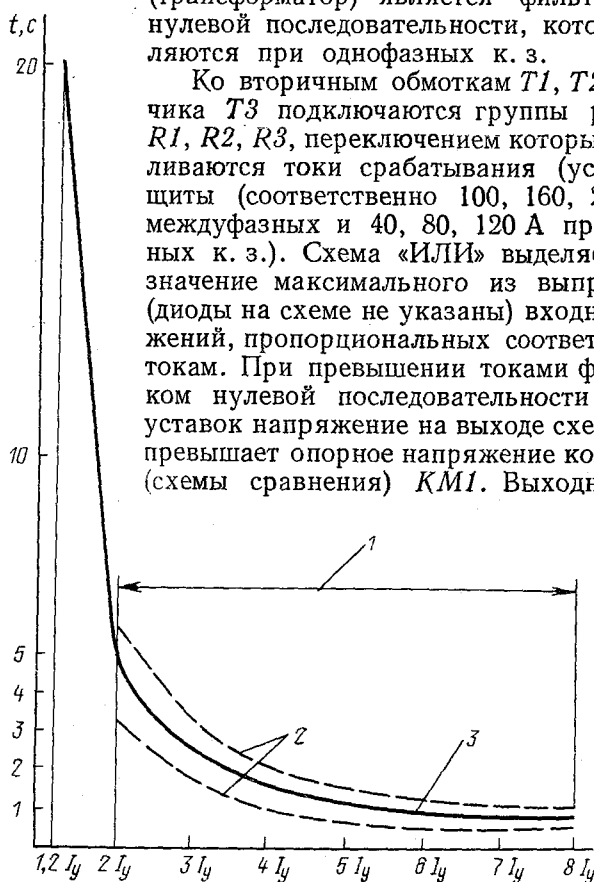


Рис. 10.27. Характеристики времени срабатывания защиты ЗТИ-0,4 при к. з. междуфазных и однофазных на нулевой провод:

1 — эффективный уровень (участок характеристики, где гарантируются погрешности t); 2 — предельные погрешности; 3 — теоретическая кривая.

жение компаратора при этом становится положительным, в результате чего начинается линейное возрастание напряжения на выходе интегратора *ИН*. При превышении выходным напряжением интегратора опорного напряжения компаратора *КМ2* его выходное напряжение также становится положительным. При этом происходит отпирание транзисторного ключа *ТК* и тиристора *ТР*, в результате чего подается ток в обмотку независимого расцепителя *НР* автоматического выключателя и он отключается. Характеристика выдержек времени ЗТИ-0,4 для рассматриваемых случаев приведена на рисунке 10.27.

Наиболее сложно обеспечить чувствительную защиту от замыканий на землю. В этом случае сила тока часто значительно меньше токов срабатывания защит от к. з. междуфазных и однофазных на нулевой провод. Принцип действия ЗТИ при замыканиях на землю основан на том, что защита реагирует на разность приращений токов небаланса трех фаз (токов нулевой последовательности) $\Delta I_{\phi(0)}$ и в нулевом проводе ΔI_0 . В данном случае реализуется следующее неравенство: $\Delta I_{\phi(0)} - \mu_n \Delta I_0 > U_n$ (μ_n — коэффициент пропорциональности, U_n — постоянная величина, значения μ_n и U_n заданы). Если неравенство соблюдается, устройство срабатывает. Уставка защиты от замыканий на землю (3 ... 7 А) не регулируется, поэтому ее не выбирают.

Для защиты от замыканий на землю используют (рис. 10.26): датчики тока нулевой последовательности *ТЗ* (обмотка *W2*) и тока нулевого провода *Т4*, выпрямители *В1* и *В2*, фильтры постоянной составляющей входного напряжения $\Phi 1$ и $\Phi 2$, на выходе которых напряжения пропорциональны амплитудам входных токов, дифференцирующие цепочки *ДЦ1* и *ДЦ2*, на выходе которых в установившемся режиме при постоянных значениях входных токов напряжения равны нулю. При изменении входных токов на выходе *ДЦ* появляются напряжения, пропорциональные приращениям токов нулевой последовательности и нулевого провода. После выпрямления (выпрямители на схеме не указаны) значения этих напряжений сравниваются на сумматоре *СМ*, на выходе которого появляется разность этих напряжений. При замыкании на землю на выходе *СМ* появляется отрицательное напряжение, превышающее опорное напряжение компаратора *КМ3*, в результате чего выходное напряжение *КМ3* становится положительным (при отсутствии замыкания на землю напряжение на выходе *СМ* близкое к нулю или положительное, а на выходе *КМ* отрицательное). Далее схема защиты действует, как и при междуфазных к. з.

При использовании защиты ЗТИ-0,4 совместно с электромагнитными расцепителями автомата они в случае к. з. на ближайших к месту установки автомата участках линий, срабатывая, осуществляют максимальную токовую отсечку.

Выбор предохранителей для защиты наружных сетей напряжением 0,38 кВ. Предохранители выбирают из следующих условий.

1. Номинальное напряжение предохранителя $U_{п. н}$ должно соответствовать напряжению сети U_c : $U_{п. н} \geq U_c$. В сетях 0,38 кВ обычно применяют предохранители на $U_{п. н} = 500$ В.

2. Номинальный ток плавкой вставки $I_{в. н}$ должен соответствовать току нагрузки защищаемой линии $I_{наг}$:

$$I_{в. н} \geq k_H I_{наг},$$

где k_H — коэффициент надежности, зависящий от характера нагрузки. При отсутствии электродвигателей $k_H = 1,1$; при наличии электродвигателей с тяжелыми условиями пуска (продолжительность пуска более 10 с или частота пусков более 15 в час) $k_H = 2 \dots 2,5$. Если имеются данные по подключенным к сети электродвигателям, можно использовать также формулы, приведенные в п. 5.2.3.

3. Предельный ток, отключаемый предохранителем, $I_{пр}$ должен быть больше максимального тока трехфазного к. з. $I_{к. \max}^{(3)}$ в месте установки предохранителя $I_{пр} > I_{к. \max}^{(3)}$.

4. Требуемая чувствительность действия предохранителя определяется соотношением

$$I_K^{(1)} / I_{в. н} \geq 3,$$

где $I_K^{(1)}$ — ток однофазного к. з. в наиболее удаленной точке защищаемой линии.

Если требуемая чувствительность не обеспечивается, устанавливают дополнительный комплект предохранителей или другой защитный аппарат, например автомат, в конце зоны действия рассматриваемого предохранителя. Таким образом, в данном случае линию делят на части — секционируют так, чтобы каждая часть (зона) была защищена соответствующим аппаратом с требуемой чувствительностью. Место установки дополнительного комплекта (точка секционирования) определяется обычно предельным сопротивлением $Z_{пр}$, характеризующим зону, защищаемую выбранным предохранителем с требуемой чувствительностью:

$$Z_{пр} = 73 / I_{в. н} - 0,33 Z_T^{(1)} - Z_{л. о.} \quad (10.20)$$

где $Z_T^{(1)}$ — сопротивление трансформатора 10/04 кВ при однофазном к. з., Ом (табл. 7.4); $Z_{л. о.}$ — сопротивление петли фазный — нулевой провод участка линии от подстанции (КТП) до места установки предохранителя (см. п. 7.7).

Выбор параметров автоматических выключателей для защиты наружных сетей напряжением 0,38 кВ. Автоматы выбирают, исходя из следующих условий (обозначения параметров сети такие же, как при выборе предохранителей).

Номинальное напряжение автомата $U_{а. н} \geq U_c$.

Номинальный ток теплового расцепителя

$$I_{т. р. н} \geq k_H I_{наг},$$

где k_H — коэффициент надежности, зависящий от условий пуска электродвигателей, подключенных к защищаемой линии, $k_H = 1$ при использовании двигателей с нормальными условиями пуска (продолжительность пуска 2 ... 10 с, частота пусков не превышает 15 в час), $k_H = 1,25 \dots 1,5$ для двигателей с тяжелыми условиями пуска.

Предельно допустимый ток отключения автомата

$$I_{a. пр} \geq I_{к. max}^{(3)}$$

Электромагнитный расцепитель автомата осуществляет мгновенную максимальную токовую отсечку. Для обеспечения селективной работы отсечки ее ток срабатывания

$$I_{с. о} = 1,25 I_{к. max}^{(3)} \quad (10.21)$$

где $I_{к. max}^{(3)}$ — ток трехфазного к. з. в месте установки предыдущего (считая от потребителя) аппарата защиты. При этом ток уставки срабатывания электромагнитного расцепителя $I_{с. р. у} \geq I_{с. о}$.

Коэффициент чувствительности отсечки (электромагнитного расцепителя)

$$k_{ч. о} = I_{к}^2 / I_{с. р. у} \geq 1,1,$$

где $I_{к}^{(2)}$ — ток двухфазного к. з. в месте установки автомата.

Коэффициент чувствительности теплового расцепителя

$$k_{ч. т. р} = I_{к}^{(1)} / I_{т. р. н} \geq 3,$$

где $I_{к}^{(1)}$ — ток однофазного к. з. в наиболее удаленной точке защищаемого участка линии.

Выбор параметров защиты ЗТИ-04. При использовании ЗТИ-0,4, кроме тока срабатывания расцепителей, необходимо определить уставку МТЗ от междуфазных к. з. и защиты от однофазных к. з. на нулевой провод (уставка защиты от замыканий на землю нерегулируемая, ток срабатывания ее находится в пределах от 3 до 7 А). Уставка МТЗ определяется выражением

$$I_{у. МТЗ} \geq I_{с. з. (МТЗ)} = 1,1 (I_{раб. max} + 0,3 I_{дв. н}), \quad (10.22)$$

где $I_{дв. н}$ — номинальный ток наиболее мощного двигателя.

Чувствительность МТЗ определяют по выражению

$$k_{ч} = I_{к. min}^{(2)} / I_{у. МТЗ} \geq 1,5.$$

Уставку защиты от однофазного к. з. выбирают по выражению

$$I_{у. од} \geq I_{с. з. од} = k_{н} I_{нс. max}, \quad (10.23)$$

где $k_{н} = 1,2$; $I_{нс. max}$ — максимальный ток рабочей несимметрии, принимаемый при преобладании коммунально-бытовой нагрузки равным $0,5 I_{раб. max}$.

Чувствительность этой защиты проверяют по выражению

$$k_{ч} = (I_{к}^{(1)} - I_{нс. max}) / I_{у. од} \geq 1,5. \quad (10.24)$$

Обеспечение селективности действия защит. После выбора параметров защиты сетей напряжением 0,38 кВ необходимо проверить селективность ее действия с устройствами защиты смежных участков. Для проверки селективности двух последовательно установленных предохранителей (П1 и П2) одного типа можно

использовать приведенные ниже сочетания номинальных токов плавких вставок, обеспечивающих их селективное действие:

$I_{в. н. П1}, A$	$I_{в. н. П2}, A$	$I_{в. н. П1}, A$	$I_{в. н. П2}, A$
6	15	45	80
10	20	50	100
15	25	60	125
20	35	80	160
25	45	100	200
30	60	125	225
35	60	160	300
40	80	200	350

При установке предохранителей разных типов и для определения селективности действия предохранителей и автоматов используют карту селективности, то есть совмещенные времятоковые характеристики этих аппаратов. Пример таких характеристик приведен на рисунке 10.28.

Параметры смежных предохранителей и автоматов выбирают такими, чтобы минимальное расстояние по вертикали между характеристиками было не менее 1 с.

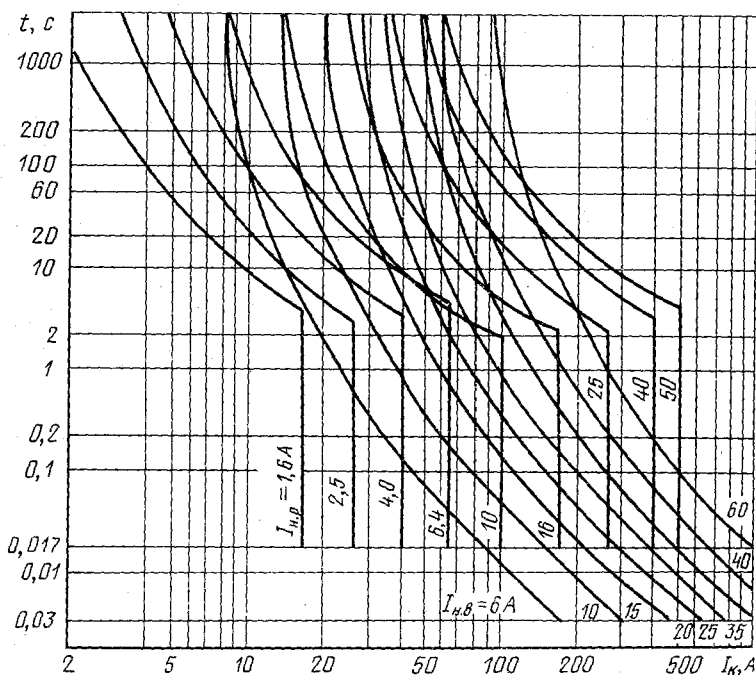


Рис. 10.28. Характеристики времени срабатывания автоматов АП-50 и предохранителей НПН:

$I_{н. в.}$ — номинальный ток плавкой вставки; $I_{н. р.}$ — номинальный ток теплового расцепителя.

Использование защиты типа ЗТИ-0,4 позволяет улучшить селективность действия автоматов между собой и со смежными предохранителями.

Если мощности наиболее крупного потребителя составляет более половины общей мощности линии и у потребителя отсутствует отсечка, необходимо проверять селективность МТЗ устройства ЗТИ-0,4 с защитой потребителя путем согласования их характеристик выдержек времени (при меньшей мощности этого потребителя проверять селективность не требуется). При необходимости согласования МТЗ с защитой потребителя и невозможности обеспечить селективность следует увеличить ток срабатывания МТЗ.

Селективность защиты от однофазных к. з. с защитами потребителей проверяют также путем сравнения характеристик выдержек времени. При необходимости и в этом случае защиту закругляют, как для МТЗ.

10.13. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ

Большая часть повреждений (до 60 ... 70 %) в воздушных электрических сетях напряжением выше 1 кВ возникает из-за самоустраняющихся причин: атмосферных перенапряжений, схлестывания проводов, набросов и т. п. В этих случаях автоматическое повторное включение линий вслед за аварийным отключением позволяет быстро восстановить нормальную работу электроустановок, значительно сокращая их простои, недоотпуск электроэнергии и ущерб от перерывов электроснабжения.

Автоматическое повторное включение (АПВ), после которого электроснабжение потребителей восстанавливается, называется успешным. Если причина повреждения не устраняется (устойчивое к. з.), то после АПВ защита срабатывает вторично и обеспечивает отключение поврежденного объекта без последующего АПВ. Такое АПВ называется неуспешным. Кроме указанного однократного, возможно также и многократное (двух-, трехкратное) АПВ. В этом случае после неуспешного АПВ оно повторяется еще один или несколько раз.

На рисунке 10.29 приведен график цикла двукратного АПВ. При возникновении тока к. з. I_k выключатель под действием

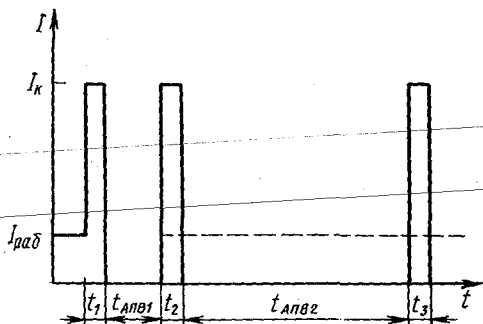


Рис. 10.29. График цикла двукратного АПВ.

защиты отключается через время t_1 . После первой бестоковой паузы $t_{\text{АПВ1}}$ выключатель включается повторно. Если причина к. з. устранена (успешное АПВ), то выключатель остается включенным (обозначено пунктиром); если АПВ неуспешное, выключатель отключается вторично через время t_2 . После второй бестоковой паузы $t_{\text{АПВ2}}$, продолжительность которой обычно выбирается значительно большей, чем первой, выключатель включается второй раз. При успешном втором АПВ выключатель остается включенным, а при неуспешном через время t_3 в третий раз и окончательно отключается. После ликвидации повреждения на линии выключатель включают вручную.

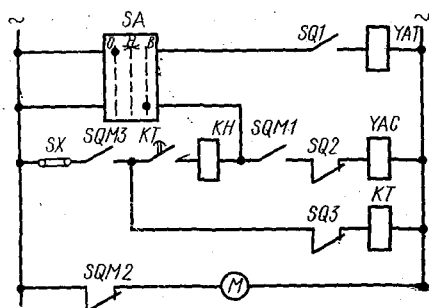
Эффективность второго, третьего и т. д. циклов АПВ соответственно снижается по сравнению с первым. Так, число успешных однократных АПВ воздушных линий напряжением 10 кВ составляет 60 ... 70 %, во втором цикле — 10 ... 15 %, в третьем — 1,5 ... 3 %. Повышение кратности АПВ связано также с определенным усложнением аппаратуры и снижением надежности ее действия. Поэтому в системе сельского электроснабжения раньше в основном применялось однократное АПВ. Однако в связи с повышением требований к надежности электроснабжения внедряется и двукратное АПВ. Его применение будет расширяться по мере использования более надежных, чем существующие, приводов выключателей.

В соответствии с правилами устройств электроустановок все воздушные и смешанные (кабельно-воздушные) линии напряжением выше 1 кВ при наличии коммутационной аппаратуры оснащаются АПВ. Возможно также АПВ трансформаторов, кабельных линий и другого оборудования, однако оно значительно менее эффективно и поэтому в системе сельского электроснабжения не используется.

По способу воздействия на привод выключателей различают механические и электрические устройства АПВ. Механические устройства АПВ встраиваются в пружинный или пружинно-грузовой привод выключателя и обеспечивают за счет соответствующего взаимодействия рычагов его повторное включение. Электрические устройства представляют собой релейную схему, обычно с использованием реле времени, которая подает команду на повторное включение через электромагнит включения привода выключателя. Механические устройства АПВ, как показала их эксплуатация, оказались недостаточно надежными. Поэтому в последние годы их практически не устанавливают.

По числу фаз выключателя, которые отключаются при к. з. и затем повторно включаются, различают трехфазные и однофазные АПВ. Последние в распределительных сетях напряжением 6 ... 35 кВ не применяют, а устанавливают лишь в сетях более высоких напряжений, при наличии выключателей с пофазным управлением. Таким образом, в системах сельского электроснабжения в настоящее время наиболее распространены трехфаз-

Рис. 10.30. Схема АПВ однократного действия для выключателей 10 кВ с пружинным приводом.



ные электрические устройства АПВ однократного действия и начато внедрение двукратного АПВ.

К устройствам АПВ предъявляются следующие основные требования:

1) постоянная готовность к действию. АПВ должно обеспечиваться при всех аварийных отключениях выключателя, за исключением случая, когда отключение произошло вслед за включением выключателя вручную. АПВ не должно также происходить при оперативном отключении выключателя дежурным персоналом;

2) АПВ должно обеспечиваться с заранее установленной выдержкой времени (бестоковой паузой до АПВ), которую выбирают, исходя из условий, рассмотренных ниже;

3) устройство АПВ должно иметь автоматический возврат в состояние готовности к новому действию после успешного цикла повторного включения и обеспечивать заданную кратность действия.

Для линий с односторонним питанием, а также для линий, работающих в условно-замкнутом режиме (с сетевым АВР, см. п. 10.14), продолжительностьестоковой паузы до АПВ однократного действия определяется следующими условиями:

$$a) t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{д}} + t_{\text{зап}},$$

где $t_{\text{д}}$ — время деионизации среды в месте к. з. (для сетей напряжением 6 ... 35 кВ не превышает 0,2 с); $t_{\text{зап}} = 0,3 \dots 0,4$ с — время запаса, учитывает неточность расчета и погрешности работы аппаратуры;

$$б) t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{г. п}} + t_{\text{зап}},$$

где $t_{\text{г. п}}$ — время готовности привода (в зависимости от типа привода находится в пределах 0,1 ... 0,2 с);

$$в) t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{г. в}} - t_{\text{в. в}} + t_{\text{зап}},$$

где $t_{\text{г. в}}$ — время готовности выключателя (в зависимости от типа выключателя находится в пределах 0,2 ... 2 с); $t_{\text{в. в}}$ — время включения выключателя.

Исходя из этих условий, принимают наибольшее значение $t_{\text{АПВ}}$. С учетом опыта эксплуатации в сельских электрических сетях напряжением 10 кВ принимают $t_{\text{АПВ}} \approx 2 \dots 3$ с. При использовании двукратного АПВ продолжительностьестоковой паузы перед вторым повторным включением принимают обычно равной 10 ... 20 с.

Схемы устройств АПВ можно выполнять на переменном, выпрямленном и постоянном оперативном токе. В сельских электри-

ческих сетях в основном используют схемы АПВ на переменном оперативном токе. Типовая схема электрического АПВ однократного действия для выключателей напряжением 6 и 10 кВ с пружинными приводами, получившими наибольшее распространение в сельских электрических сетях, показана на рисунке 10.30. В схеме используются специальные вспомогательные контакты привода: $SQM1$ и $SQM2$ — контакты готовности привода, соответственно замыкающийся и размыкающийся при полностью заведенной пружине; $SQM3$, который размыкается только при оперативном отключении выключателя (ключом SA или кнопкой управления), при включенном выключателе он замкнут и остается в этом положении при автоматическом отключении выключателя релейной защитой. При включенном выключателе и заведенных пружинах (нормальное рабочее положение) вспомогательные контакты выключателя $SQ1$ замкнуты, а $SQ2$ и $SQ3$ разомкнуты. При отключении выключателя релейной защитой или самопроизвольном его отключении замыкается контакт $SQ3$ и создается несоответствие положения привода ($SQM3$ замкнут) и выключателя, необходимое для пуска АПВ. Через контакты $SQM3$ и $SQ3$ подается напряжение на обмотку реле времени KT . Проскальзывающий (временно-замыкающийся) контакт этого реле в цепи электромагнита включения YAC через заданное время замыкается и подает напряжение на YAC (контакты $SQM3$, $SQM1$, $SQ2$ при этом замкнуты); выключатель за счет энергии предварительно заведенных пружин включается. Одновременно в цепи YAC срабатывает указательное реле KH (или счетчик), фиксируя действие АПВ. Замыкается также контакт $SQM2$, который запускает автоматический моторный редуктор M , состоящий из электродвигателя и редуктора и предназначенный для натяжения пружин привода. Продолжительность процесса натяжения пружин 10 ... 20 с. После его окончания размыкается контакт $SQM2$, отключая M , и замыкается контакт $SQM1$, после чего схема АПВ снова готова к действию.

Однократность действия при неуспешном АПВ обеспечивается выбором выдержки времени срабатывания проскальзывающего контакта KT t_{KT} АПВ из условия, что время возврата схемы АПВ в положение готовности, определяемое продолжительностью натяжения пружин,

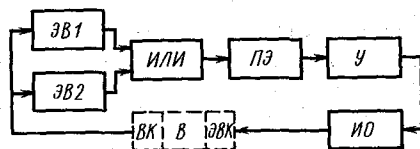
$$t_{\text{в}} \geq t_{\text{с. в шах}} + t_{KT} \text{ АПВ} + t_{\text{зап}},$$

где $t_{\text{с. в шах}}$ — наибольшее время срабатывания защиты; $t_{\text{зап}} = 2 \dots 3$ с.

В сельских сетях напряжением 10 кВ t_{KT} АПВ $\approx t_{\text{АПВ}} = 2 \dots 3$ с. Поэтому данное условие практически всегда выполняется.

В сельские электрические сети напряжением 10 кВ внедряется разработанное с учетом условий работы этих сетей полупроводниковое реле (устройство) АПВ двукратного действия типа АПВ-2П. Конструктивно реле выполнено в виде одного блока. Реле обеспе-

Рис. 10.31. Функциональная блок-схема реле АПВ-2П.



чивает регулировку выдержки времени (продолжительности бестоковой паузы) от 0,6 до 7 с для первого цикла и от 1,2 до 28 с для второго цикла АПВ.

Предусмотрена возможность увеличения выдержки времени второго цикла до 40 с. Обеспечена также возможность вывода из действия первого или второго цикла АПВ. Реле содержит элементы проверки работоспособности без его отключения.

Функциональная схема реле приведена на рисунке 10.31. Схема содержит два элемента времени — ЭВ1 и ЭВ2, выполненные на базе цепочки *RC* (выдержка времени определяется продолжительностью заряда конденсатора *C* через сопротивление *R*), логический элемент *ИЛИ*, выполненный на диодах, пороговый элемент *ПЭ*, выполненный на стабилитроне, усилитель *У*, исполнительный орган *ИО* (выходное реле).

При отключении выключателя *В*, например, в результате срабатывания релейной защиты замыкается его вспомогательный контакт *ВК*, и, если ключ управления выключателями находится в положении «включено», запускаются оба элемента времени — ЭВ1 и ЭВ2. По истечении установленного времени бестоковой паузы первого цикла АПВ ЭВ1 подает сигнал через логический элемент *ИЛИ* и пороговый элемент *ПЭ* на усилитель *У*. Элемент *ИЛИ* обеспечивает работу соответственно первого или второго цикла АПВ. Элемент *ПЭ* срабатывает после того, как напряжение на заряжаемом конденсаторе элементов времени превысит определенное значение, в результате чего откроется специальный транзисторный ключ и конденсатор начнет разряжаться через балластное сопротивление стабилитрона *ПЭ*. С выхода усилителя *У* сигнал подается на исполнительный орган *ИО*. Последний, срабатывая, замыкает цепь обмотки электромагнита включения ЭВК привода выключателя *В*. В результате по истечении времени первого цикла обеспечивается АПВ выключателя.

При неуспешном АПВ в первом цикле выключатель отключается повторно. При этом запускается только ЭВ2, так как ЭВ1 не успевает подготовиться к повторному запуску.

По истечении времени второго цикла АПВ элемент ЭВ2 аналогично указанному выше обеспечивает срабатывание *ИО*, который вторично действует на электромагнит ЭВК.

При неуспешном втором цикле АПВ выключатель *В* отключается, но запуска ЭВ1 и ЭВ2 не происходит, так как выключатель находится во включенном состоянии недостаточное для подготовки их к запуску время. В дальнейшем возможно только оперативное включение *В* через промежуток времени, необходимый для подготовки ЭВ1 и ЭВ2 к запуску (около 50 с).

При успешном первом или втором цикле АПВ через тот же промежуток времени устройство снова готово к действию.

Для АПВ электрических линий с масляными выключателями, оснащенными электромагнитными приводами, промышленность выпускает специальные комплекты реле повторного включения типа РПВ-58 (для однократного АПВ), РПВ-258 (для двукратного АПВ) и РПВ-358 (для подстанций с оперативным переменным током, с использованием блоков питания). Однократность действия АПВ достигается применением в реле РПВ-58 и РПВ-358 конденсатора, который заряжается только при включенном положении выключателя и полностью разряжается при работе схемы АПВ. Заряд конденсатора после успешного АПВ или после оперативного включения выключателя происходит через сопротивление с замедлением примерно 20 с. Это и определяет время возврата схемы или, что то же самое, время готовности устройства АПВ к повторному действию [3 и 6]. Для выполнения двукратного АПВ в реле РПВ-258 установлено два отдельных конденсатора — для первого и второго циклов повторного включения. Для этих же условий готовят к производству полупроводниковые реле АПВ однократного и двукратного действия — РПВ-01 и РПВ-02.

Установка устройств АПВ позволяет расширить использование релейных защит без выдержек времени, например токовых отсеков. При этом быстродействующие защиты, обеспечивающие так называемое ускорение действия защиты до или после АПВ,

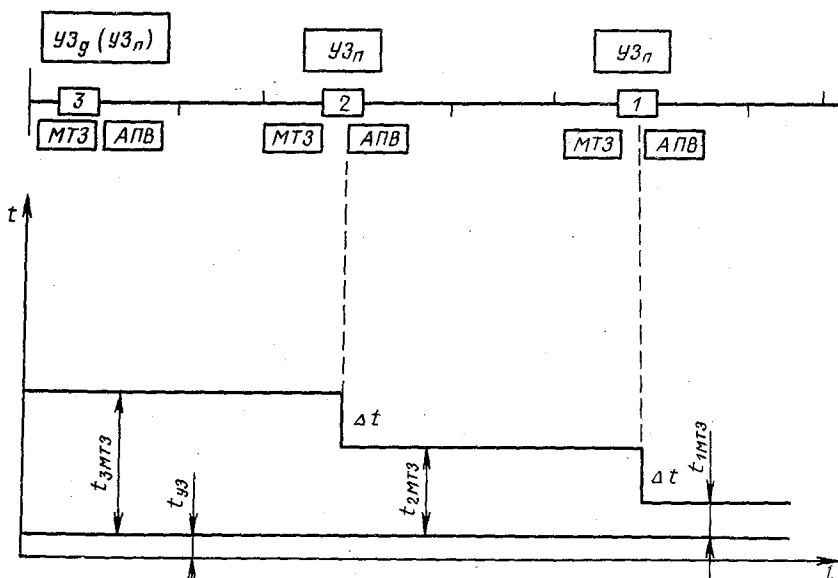


Рис. 10.32. Характеристики времени срабатывания МТЗ и ускоренной защиты до ($УЗ_д$) и после ($УЗ_п$) АПВ.

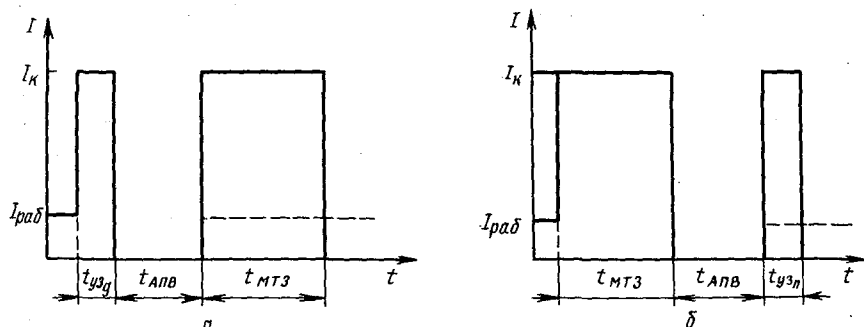


Рис. 10.33. Графики циклов однократных АПВ с ускорением действия защиты до (а) и после (б) АПВ.

могут работать неселективно, а устройство АПВ позволяет исправить их неселективное действие и селективно отключить поврежденный участок линии.

При ускорении действия защиты до АПВ на головном участке сети (рис. 10.32) устанавливается селективная (например, МТЗ), а также неселективная быстродействующая защита $УЗ_{\text{д}}$ (например, токовая отсечка). Ток срабатывания неселективной отсечки выбирается из условия отстройки от тока к. з. на шинах низшего напряжения приемных подстанций:

$$I_{\text{с. } УЗ_{\text{д}}} = k_{\text{д}} I_{\text{к. н. макс.}}$$

При возникновении к. з. на любом участке линии срабатывает ускоренная защита $УЗ_{\text{д}}$ и отключает выключатель головного участка 3 без выдержки времени $t_{УЗ_{\text{д}}}$ (рис. 10.33, а). Устройство АПВ после бестоковой паузы $t_{\text{АПВ}}$ включает выключатель. При успешном АПВ выключатель остается включенным (показано пунктиром). Если к. з. устойчивое (неуспешное АПВ), то выключатель отключается вторично с выдержкой времени $t_{\text{МТЗ}}$ селективной МТЗ (неселективная защита при этом выводится из действия).

При ускорении действия защиты после АПВ неселективную ускоренную защиту $УЗ_{\text{п}}$ можно устанавливать совместно с селективной (МТЗ) и АПВ на выключателях каждого участка линии. При возникновении к. з. поврежденный участок отключается своей селективной защитой (рис. 10.33, б). В случае неуспешного АПВ вводится в действие ускоренная защита, которая обеспечивает вторичное отключение поврежденного участка без выдержки времени.

10.14. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВА

Одно из важных средств повышения надежности электроснабжения потребителей — автоматическое включение резервного питания (АВР). Сельские электрические сети работают

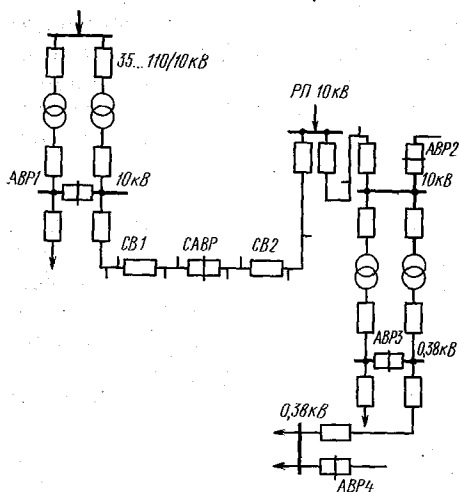


Рис. 10.34. Варианты АВР в сельских электрических сетях.

в основном в разомкнутом режиме, то есть они обеспечивают одностороннее питание потребителей. Такой режим позволяет снизить значение токов к. з., применить более дешевую аппаратуру, в частности выключатели, разъединители и др., упростить релейную защиту, снизить потери мощности в сетях, облегчить поддержание

требуемых уровней напряжения на подстанциях и т. п. Однако при этих условиях надежность электроснабжения потребителей, естественно, значительно ниже, чем при замкнутом режиме, то есть двустороннем питании потребителей. Этот недостаток разомкнутого режима работы в значительной степени устраняется применением устройств АВР, обеспечивающих переключение потребителей при повреждении основного источника питания на исправный резервный. В системах сельского электроснабжения устройства АВР применяют на двухтрансформаторных подстанциях 35 ... 110/10 кВ и на линиях 10 кВ, работающих в условно-замкнутом режиме. В связи с появлением потребителей первой категории по надежности электроснабжения начинают внедрять устройства АВР на ТП 10/0,38 кВ, линиях 0,38 кВ и на резервных дизельных электростанциях. Возможные варианты АВР приведены на рисунке 10.34. При выходе из строя одного трансформатора двухтрансформаторной подстанции устройства АВР1 и АВР3 обеспечивают включение секционного выключателя и подключение потребителей, питавшихся от поврежденного трансформатора, к секции шин второго трансформатора. В данном случае мощность каждого трансформатора с учетом возможной его перегрузки выбирают, исходя из суммарной нагрузки подстанции. При повреждении цепи основного источника устройства АВР2 и АВР4 обеспечивают переключение на питание от резервной линии соответственно 10 и 0,38 кВ.

Устройства АВР1 ... АВР4 называют местными АВР, так как вся аппаратура, в том числе и выключатели, на которые они воздействуют, расположена на одном объекте, например подстанции. В отличие от них сетевые АВР (САВР) представляют собой комплекс устройств, расположенных в нескольких точках сети. Они будут более подробно рассмотрены ниже.

К устройствам АВР предъявляются следующие требования:

1) АВР должно обеспечиваться при прекращении электропитания от основного (рабочего) источника по любой причине и при наличии напряжения на резервном источнике питания, включение резервного источника допускается только после отключения рабочего;

2) АВР должно быть однократным;

3) АВР должно осуществляться с возможно минимальной продолжительностью действия;

4) после АВР при включении на устойчивое к. з. должно обеспечиваться быстрое отключение резервного источника, для этого рекомендуется выполнять ускорение защиты после АВР (аналогично тому, как это делается после АПВ, см. стр. 337);

5) в схеме АВР должен быть предусмотрен контроль исправности цепи включения резервного оборудования.

Срабатывание устройства АВР в соответствии с первым требованием обеспечивает специальный пусковой орган, в качестве которого чаще всего используют минимальное реле напряжения. В некоторых случаях роль пускового органа выполняет реле времени с возвращающимся якорем (в нормальном режиме реле времени находится постоянно под напряжением и якорь притянут).

Напряжение (уставка) срабатывания минимальных реле напряжения должно быть меньше минимального рабочего напряжения, которое бывает при самозапуске двигателей. Если нет конкретных данных, его рекомендуется выбирать из условия

$$U_{c.p.} = (0,25 \dots 0,4) U_H.$$

Время срабатывания пускового органа устройства АВР ($t_{ср. АВР}$) выбирают по следующим условиям:

а) по отстройке от времени срабатывания тех защит, в зоне действия которых повреждения могут вызвать уменьшение напряжения ниже принятого $U_{c.p.}$:

$$t_{ср. АВР} \geq t_{c.з. max} + \Delta t,$$

где $t_{c.з. max}$ — наибольшее время срабатывания указанных защит; Δt — ступень селективности, принимаемая равной 0,6 с при использовании реле времени со шкалой до 9 с и равной 1,5 ... 2 с со шкалой до 20 с;

б) по согласованию действия АВР с другими устройствами автоматики (например, АПВ линии, по которой осуществляется подача энергии от основного источника питания):

$$t_{ср. АВР} \geq t_{c.з. л} + t_{АПВ. л} + t_{зап},$$

где $t_{c.з. л}$ — наибольшее время действия защиты линии (элемента системы электроснабжения), передающей энергию потребителям, для которых осуществляется АВР; $t_{АПВ. л}$ — время цикла неуспешного АПВ этой линии; $t_{зап}$ — запас по времени, принимаемый равным 2 ... 3,5 с.

Из указанных двух значений $t_{ср. АВР}$ выбирают наибольшее.

В качестве примера схемы местного АВР на рисунке 10.35 показано устройство АВР для подстанций 10 кВ с выключателями,

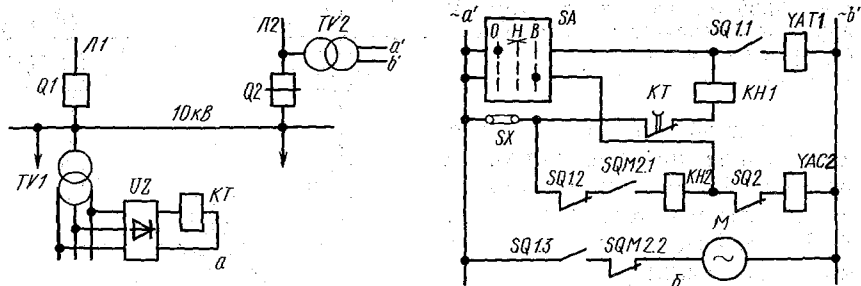


Рис. 10.35. Схема местного АВР для подстанции 10 кВ с выключателями, оборудованными пружинным приводом:

а — поясняющая схема; б — схема АВР.

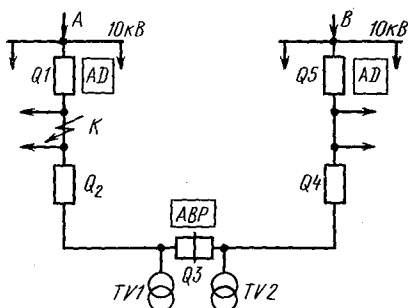
оборудованными пружинным приводом (АВР2, рис. 10.34). В нормальном режиме выключатель $Q1$ рабочей (основной) линии включен, а $Q2$ резервной линии отключен. Соответственно линия $Л1$ находится под нагрузкой, а резервная линия $Л2$ — под напряжением со стороны источника питания. Реле времени KT , которое используется в качестве пускового органа минимального напряжения (в комплекте с трехфазным выпрямительным устройством UZ), также находится под напряжением. Его размыкающий контакт KT в цепи электромагнита отключения $YAT1$ выключателя $Q1$ разомкнут. При исчезновении напряжения на шинах подстанции реле KT с выдержкой времени $t_{ср. АВР}$ замыкает этот контакт, в результате чего отключается выключатель $Q1$. Замыкание его вспомогательного контакта $SQ1.2$ в цепи электромагнита включения $YAC2$ приводит к включению выключателя $Q2$ (при условии, что пружины его привода заведены, соответственно контакт готовности привода $SQM2.1$ замкнут и резервная линия $Л2$ находится под напряжением).

При исчезновении напряжения из-за отключения выключателя $Q1$ АВР происходит без выдержки времени.

Однократность действия схемы АВР, например, при к. з. на шинах 10 кВ обеспечивается тем, что включившийся под действием АВР $Q2$ отключается релейной защитой и вновь не включается, так как при этом пружины привода не заведены и $SQM2.1$ разомкнут (время действия защиты значительно меньше, чем время, требуемое для завода пружины). Пружины привода не будут автоматически заведены и далее, поскольку цепь двигателя M автоматического моторного редуктора привода разомкнута контактом $SQ1.3$. Схема будет возвращена в исходное состояние после включения выключателя $Q1$ обслуживающим персоналом.

Сетевые АВР (САВР) — специфическое средство резервирования электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, подключенных к линиям с двусторонним питанием, работающим в условно-замкнутом режиме (рис. 10.36). САВР представляют собой комплекс аппаратов, в который входят:

Рис. 10.36. Схема сетевого АВР линий напряжением 10 кВ (поясняющая первичная схема сети).



а) устройство АВР, переключающее питание линии на резервный источник путем включения выключателя $Q3$ пункта АВР, который отключен в нормальном режиме;

б) релейная защита секционирующих пунктов, предназначенная для работы на линиях с двусторонним питанием, а также устройства, обеспечивающие при необходимости автоматическую перестройку релейной защиты перед изменением режима работы сети при АВР;

в) делительная автоматика АД минимального напряжения (действует на отключение $Q1$ и $Q5$), предотвращающая подачу напряжения от резервного источника на поврежденный основной источник питания и на другие объекты, которые не могут быть обеспечены энергией от резервного источника (на другие линии, отходящие от той же секции шин, трансформатор и т. п.), а также ряд других устройств.

Этот комплекс действует следующим образом. При повреждении, например, в точке K на линии 10 кВ между головным выключателем $Q1$ и секционирующим выключателем $Q2$ под действием релейной защиты отключается $Q1$. Устройство АВР на выключателе $Q3$ фиксирует в течение заданного времени отсутствие напряжения со стороны подстанции (источника) A и при наличии напряжения со стороны подстанции B дает команду на включение выключателя $Q3$. При устойчивом к. з. в точке K выключатель $Q2$ отключается своей защитой и поврежденный участок отделяется от остальной сети, а потребители участка между $Q2$ и $Q3$ получают питание от подстанции B . Для селективного отключения поврежденного участка на секционирующих выключателях следует установить максимальную токовую направленную или дистанционную защиту.

Если авария произошла не на линии 10 кВ, как рассматривалось выше, а в цепи источника питания, например A , устройство АВР также фиксирует отсутствие напряжения со стороны этого источника. Однако, если при этом будет дана, как и в предыдущем случае, команда на включение $Q3$, то может быть подано напряжение от резервного источника B на поврежденную цепь источника A . Если повреждение в этой цепи достаточно удаленное от шин 10 кВ, то защита выключателя $Q1$ может не сработать. При отключении же других выключателей в поврежденной цепи источника A все потребители линий, отходящих от шин 10 кВ подстанции A , окажутся подключенными через две последовательно со-

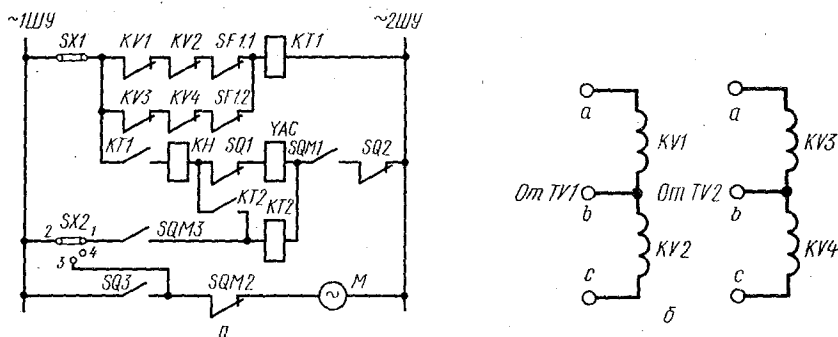


Рис. 10.37. Схема АВР и управления выключателем пункта АВР:
 а — схема управления; б — цепи напряжения пускового органа устройства АВР.

единенные выключателем $Q3$ линии 10 кВ к резервному источнику B . Это в большинстве случаев недопустимо. Поэтому перед действием устройства АВР необходимо отключить головной выключатель $Q1$. Это отключение происходит в бестоковую паузу перед срабатыванием АВР под действием автоматики деления АД, фиксирующей отсутствие напряжения на шинах 10 кВ подстанции А. Схему АД включает минимальное реле напряжения. Время срабатывания АД должно быть меньше времени срабатывания устройства АВР, но больше времени срабатывания устройств защиты и автоматики в питающей сети (например, АПВ), которые действуют до срабатывания САВР.

На рисунке 10.37 приведена схема АВР для выключателей с пружинными приводами. Для рассматриваемого примера (см. рис. 10.36) такой схемой оснащается выключатель $Q3$ пункта АВР. Действие пускового органа АВР обеспечивается от трансформаторов напряжения $TV1$ и $TV2$ (по два или по одному с каждой стороны), которые являются источником оперативного тока для всех устройств пункта АВР (рис. 10.37). При этом питание шинок управления $1ШУ$ и $2ШУ$ подается либо от $TV1$, либо от $TV2$ с автоматическим переключением на TV неповрежденной линии.

При исчезновении питания, например, со стороны подстанции А (см. рис. 10.36 и 10.37) срабатывают реле напряжения $KV1$, $KV2$. При наличии напряжения со стороны подстанции В запускается реле времени $KT1$ и через заданное время замыкается контакт $KT1$ в цепи электромагнита включения YAC выключателя $Q3$.

Если пружины привода заведены (контакт $SQM1$ замкнут, рис. 10.37), выключатель включается. При успешном АВР через замкнувшийся вспомогательный контакт $SQ3$ включается двигатель M и заводит пружины привода. При неуспешном АВР (включение на к. з. с последующим отключением от защиты) контакт $SQ3$ остается разомкнутым и пружины не заведены (продолжи-

тельность полного завода пружин 10 ... 20 с). Этим обеспечивается однократность АВР. В данном случае для подготовки привода к включению необходимо вручную перевести накладку *SX2* в положение 2—3. При неисправностях в цепях *TV1* или *TV2* отключается соответствующий автомат *SF1* и своим вспомогательным контактом *SF1.1* или *SF1.2* выводит из действия устройство АВР для работы в сторону поврежденного *TV*. Когда уставки $t_{\text{ср. АВР}}$ при исчезновении напряжения со стороны подстанций *A* и *B* существенно отличаются, устанавливают реле *KT3*, так что реле *KT1* запускается по цепи *KV1*, *KV2*, *SF1.1*, а реле *KT3* — по цепи *KV3*, *KV4*, *SF1.2* (на схеме не показано).

10.15. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

Общие вопросы регулирования напряжения в сельских электрических сетях были рассмотрены в главе 5. Один из способов поддержания требуемых уровней напряжения — регулирование возбуждения генераторов, которое обеспечивает изменение напряжения на зажимах. Как известно, в схемах возбуждения генераторов предусматривается реостат для регулирования возбуждения. Однако при ручном регулировании возбуждения практически невозможно обеспечить требуемое качество напряжения при быстром изменении нагрузки. Это могут обеспечить лишь автоматические регуляторы. Устройства автоматического регулирования возбуждения (АРВ) используются не только для регулирования напряжения в нормальном режиме, но и для быстрого восстановления напряжения после отключения к. з., повышения устойчивости параллельной работы генераторов. Они обеспечивают правильное распределение реактивной нагрузки между работающими параллельно генераторами, облегчают самозапуск двигателей, улучшают условия работы релейной защиты. Устройства АРВ, реагирующие на знаки и значения отклонения входных параметров, называются регуляторами пропорционального действия, а реагирующие, кроме того, и на скорость изменения этих параметров — регуляторами сильного действия. Последние более эффективны, но сложнее и дороже. Они не используются в системах сельского электроснабжения и далее не рассматриваются. По характеру входных параметров и выходного сигнала регуляторы можно разделить на несколько групп. На генераторах дизельных сельских станций наиболее целесообразно использовать компаундирование полным током с коррекцией напряжения (входные параметры — ток и напряжение) и фазовое компаундирование с коррекцией напряжения (входные параметры — ток и напряжение с учетом угла между ними). Раньше широко использовались менее совершенные компаундирование полным током (входной параметр — ток) и регулирование по отклонению напряжения (входной параметр — напряжение) при помощи угольного

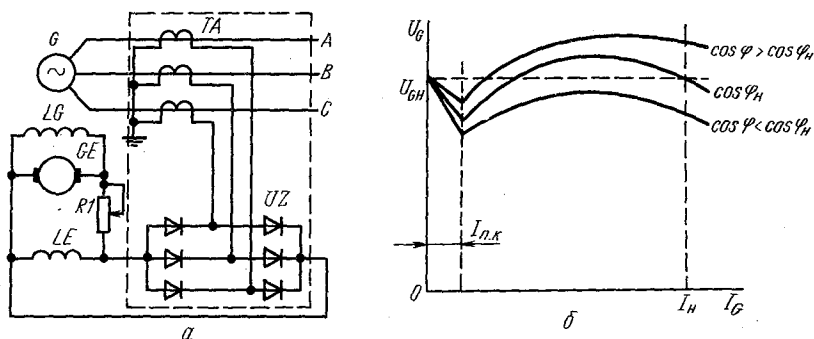


Рис. 10.38. Схема устройства токового компаундирования (а) и внешние характеристики компаундированного генератора при различных значениях $\cos \varphi$ (б).

регулятора. Устройства компаундирования, как правило, электромагнитные, предназначены для подпитки обмотки возбуждения возбудителя выпрямленным током от внешнего источника. Принцип действия устройств компаундирования поясняется рисунком 10.38, а.

Вторичный ток трансформатора тока TA , пропорциональный току генератора I_G , выпрямляется и подается в обмотку возбуждения возбудителя LE . Направление этого тока, называемого током компаундирования, в обмотке LE совпадает с направлением тока возбуждения возбудителя. Таким образом, в обмотке LE протекает суммарный ток, благодаря чему при увеличении тока нагрузки I_G , сопровождающемся понижением напряжения на зажимах генератора, устройство компаундирования соответственно увеличивает ток в обмотке LE . Для того чтобы начался процесс компаундирования, на выходе схемы выпрямителей UZ должно быть обеспечено напряжение, большее создаваемого протекающим по обмотке LE током самовозбуждения. Ток I_G , обеспечивающий возникновение такого напряжения, называется порогом компаундирования ($I_{п.к}$). При $I_G < I_{п.к}$ внешняя характеристика генератора совпадает с внешней характеристикой некомпануированной машины (рис. 10.38, б), а при $I_G > I_{п.к}$ напряжение генератора начинает увеличиваться в соответствии с настройкой устройства компаундирования. Серьезный недостаток простого компаундирования заключается в малой точности регулирования напряжения (внешняя характеристика генератора искажается, она зависит от коэффициента мощности и т. д.).

Электромеханические устройства регулирования по отклонению напряжения, в частности угольные регуляторы, обеспечивают автоматическое изменение сопротивления реостата в цепи обмотки возбуждения возбудителя. Однако угольные регуляторы имеют низкую эксплуатационную надежность из-за наличия подвижных механических частей и легкоразрушаемых угольных шайб, по-

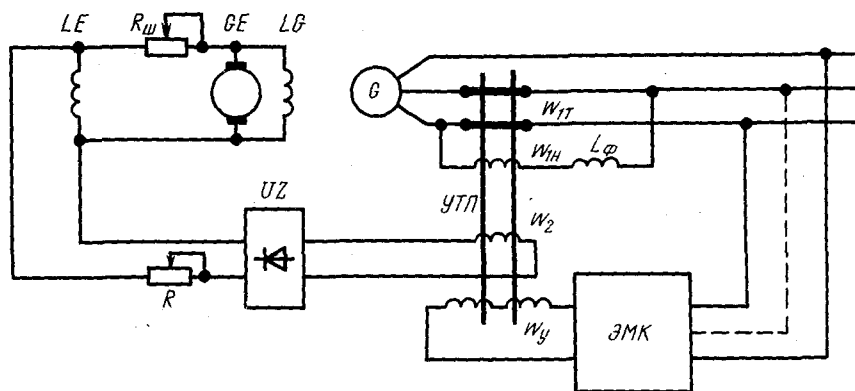


Рис. 10.39. Схема устройства АРВ с фазовым компаундированием и электромагнитным корректором (ЭМК).

этому их используют только для АРВ маломощных низковольтных генераторов с машинным возбудителем и постепенно заменяют более совершенными устройствами. Применение электромагнитных регуляторов, обеспечивающих фазовое компаундирование с коррекцией напряжения, дает возможность по сравнению с угольным регулятором повысить надежность, быстроедействие и форсировочную способность, а по сравнению с простым компаундированием улучшить качество регулирования. На этом принципе основано действие используемых на сельских электростанциях регуляторов типа РНА-60 и РНА-65.

Структурно-принципиальная схема регулятора с фазовым компаундированием и корректором напряжения приведена на рисунке 10.39. В схеме использованы универсальный управляемый трансформатор с подмагничиванием УТП, электромагнитный корректор напряжения ЭМК и дроссель L_ϕ (с воздушным зазором). Трансформатор УТП имеет две первичные обмотки питания — последовательную токовую w_{1T} , включенную в две фазы, и параллельную w_{1H} , питающуюся от напряжения генератора через дроссель L_ϕ . Дроссель необходим для фазового компаундирования, регулирования напряжения при холостом ходе и малых нагрузках генератора. Ток вторичной обмотки УТП w_2 поступает через выпрямитель УЗ в обмотку возбуждения возбудителя LE. Таким образом, ток на выходе УТП определяется напряжением, током генератора и углом между ними. Схема включения обмотки w_{1H} через дроссель L_ϕ обеспечивает увеличение тока в обмотке w_2 при уменьшении $\cos \varphi$ нагрузки. Принцип фазового компаундирования поясняется диаграммой токов и напряжений (рис. 10.40). При чисто активной нагрузке ($\cos \varphi = 1$) вектор тока I_G совпадает по фазе с вектором напряжения одноименной фазы. Результирующий ток на выходе УТП $I_{рез}$ пропорционален геометрической сумме токов первичных обмоток — токовой $n_1 I_G$

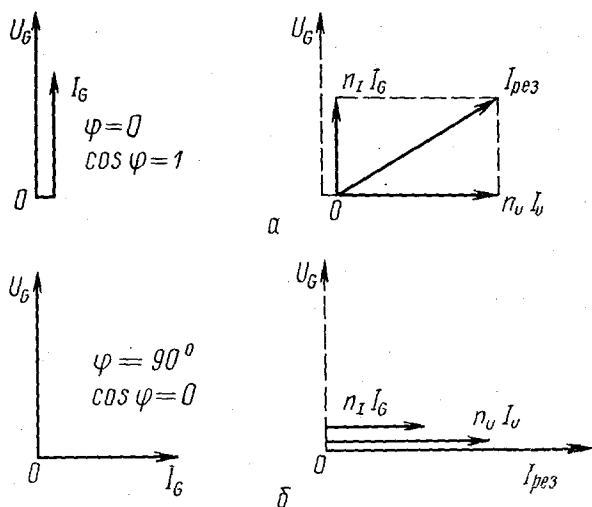


Рис. 10.40. Векторные диаграммы токов и напряжений при фазовом компаундировании:
 а — при активной нагрузке генератора; б — при реактивной нагрузке.

и напряжения $n_U I_U$ (n_I , n_U — коэффициенты трансформации УТП соответственно для обмоток тока и напряжения). При чисто реактивной нагрузке генератора $I_{рез}$ равен алгебраической сумме токов тех же обмоток. Таким образом, при одинаковых значениях $n_I I_G$ и $n_U I_U$ значение $I_{рез}$ увеличивается при уменьшении $\cos \varphi$, то есть компенсируется влияние $\cos \varphi$ нагрузки.

Для повышения качества (точности) регулирования используют электромагнитный корректор напряжения (ЭМК). ЭМК регулятора РНА-65 состоит из дросселя насыщения L_H , выпрямителя UZ на его выходе, резистора R_c и установочного реостата R_y , предназначенного для плавного изменения уставки регулирования напряжения (рис. 10.41, а). ЭМК регулятора РНА-60 состоит из трехфазного насыщающегося измерительного трансформатора T с двумя вторичными обмотками, выполняющими функции линей-

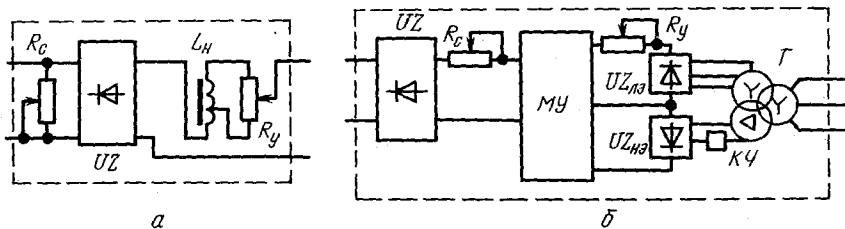


Рис. 10.41. Функциональные схемы ЭМК регуляторов РНА-65 (а) и РНА-60 (б)

ного ЛЭ (звезда) и нелинейного НЭ (разомкнутый треугольник) элементов, выпрямителей $UZ_{л.э.}$ и $UZ_{н.э.}$, магнитного усилителя МУ, резисторов R_y и R_c (рис. 10.41, б).

При увеличении напряжения генератора дроссель L_n регулятора РНА-65 или сочетание НЭ и ЛЭ совместно с МУ регулятора РНА-60 обеспечивает резкое увеличение тока в обмотке ω_y УТП (см. рис. 10.39). Этот ток вызывает насыщение магнитопроводов УТП и соответственно снижение тока во вторичной обмотке ω_2 . В результате этого уменьшаются ток возбуждения и напряжение на выходе генератора. При снижении напряжения генератора указанный процесс регулирования протекает в обратном порядке.

В регуляторе РНА-60 применяется дополнительная коррекция напряжения при изменении частоты специальным корректором частоты КЧ (рис. 10.41), представляющим собой резонансный контур, который включен в цепь НЭ. Этот регулятор, имеющий более сложный ЭМК по сравнению с регулятором РНА-65, обеспечивает соответственно большую точность регулирования и более высокую степень форсировки (резкого увеличения) возбуждения при глубоких снижениях напряжения и к. з. Для генераторов с напряжением выше 1 кВ ЭМК так же, как и первичная обмотка $\omega_{1н}$ УТП, подключается через трансформатор напряжения.

10.16. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ФОРСИРОВКА ВОЗБУЖДЕНИЯ И ГАШЕНИЕ ПОЛЯ ГЕНЕРАТОРОВ

При значительных снижениях напряжения на шинах синхронных генераторов, например, в результате к. з. рассмотренные выше устройства АРВ не всегда обеспечивают необходимое резкое увеличение (форсировку) тока возбуждения до предельно возможного значения.

Такая форсировка требуется для повышения устойчивости параллельной работы генераторов, быстрого восстановления напряжения после отключения токов к. з., повышения устойчивости работы двигателей, потребителей и т. п. Поэтому синхронные генераторы, в том числе и для сельских электростанций, рекомендуется оборудовать устройствами автоматической форсировки возбуждения (АФВ) даже при наличии регуляторов возбуждения. Устройства АФВ скачкообразно увеличивают ток возбуждения до потолочного значения.

В простейшем случае устройство АФВ состоит из минимального реле напряжения и промежуточного реле. Для предотвращения неправильной работы схемы в случае перегорания предохранителя в цепи питания реле минимального напряжения часто устанавливают два реле КВ с последовательным соединением контактов

и с питанием от трансформаторов TV , включенных на разные фазы (рис. 10.42).

В нормальном режиме контакты реле KV разомкнуты и напряжение на обмотку промежуточного реле KL не подается. При снижении напряжения генератора до значения уставки срабатывания реле KV его контакты замыкаются и срабатывает реле KL . При этом контакт реле KL шунтирует реостат $R_{ш}$ в цепи возбуждения возбудителя и ток возбуждения быстро возрастает. Вспомогательный контакт генераторного выключателя SQ , который размыкается при отключении генератора, обеспечивает при этом автоматический вывод устройства АФВ из работы. Для повышения надежности действия релейной форсировки при всех видах к. з. можно использовать три минимальных реле напряжения, включенных на три линейных напряжения.

Уставку срабатывания реле KV выбирают из условия возврата реле при восстановлении напряжения и принимают обычно равной

$$U_y = (0,8 \dots 0,85) U_n.$$

При внутренних к. з. генератора необходимо не только отключить его от сети, но и максимально быстро снять ток возбуждения (обеспечить гашение магнитного поля), так как в противном случае протекание тока к. з. не прекратится, пока генератор будет вращаться. Таким образом, автоматическое гашение поля (АГП) обеспечивает ограничение повреждений генераторов при внутренних к. з. АГП предотвращает также возможность значительного повышения напряжения при оперативных отключениях генератора, когда из-за резкого уменьшения нагрузки увеличивается его скорость вращения. Кроме того, при обратном действии устройство АГП позволяет быстро подать возбуждение на генератор, например при включении его на параллельную работу методом самосинхронизации (см. п. 10.17).

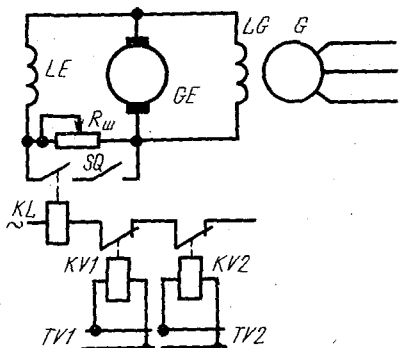


Рис. 10.42. Схема автоматической форсировки возбуждения.

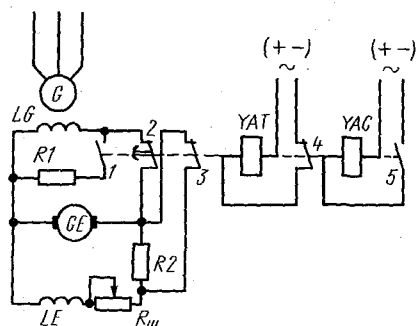


Рис. 10.43. Схема устройства АГП.

Наиболее простая схема АГП, применяемая для генераторов малой мощности, обеспечивает введение сопротивления в цепь возбуждения возбудителя.

Более совершенная схема приведена на рисунке 10.43. При возникновении к. з. в генераторе срабатывает защита, которая воздействует на электромагниты отключения привода выключателя генератора и устройства АГП (УАТ). При этом контактор АГП сначала замыкает контакт 1, включая гасительное сопротивление $R1$ параллельно с обмоткой возбуждения генератора LG , а затем с некоторым запаздыванием размыкает контакты 2, отключая возбудитель GE . Таким образом, обмотка LG переключается на сопротивление $R1$ без разрыва цепи, в результате чего предотвращается возникновение в обмотке LG опасных для ее изоляции перенапряжений. Одновременно с контактом 1 действует контакт 3, который, размыкаясь, дешунтирует сопротивление $R2$, вводя его в цепь возбуждения возбудителя, то есть используется дополнительно схема АГП, отмеченная выше.

При включении генератора в сеть подается также команда на срабатывание электромагнита включения УАС устройства АГП. При этом схема действует в обратном порядке и обмотка LG переключается с сопротивления $R1$ на возбудитель.

10.17. СИНХРОНИЗАЦИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

При наличии на электрической станции двух или нескольких генераторов предусматривается возможность их параллельной работы, которая обеспечивает повышение надежности электроснабжения потребителей, экономичности работы станции, уменьшение отклонения частоты и напряжения при колебаниях нагрузки. Для включения синхронного генератора на параллельную работу с другими генераторами или энергосистемой необходимо соблюдать определенные условия, так как в противном случае возникают толчки уравнивающих токов и генератор может быть поврежден. Есть два метода включения генераторов на параллельную работу: точная синхронизация и самосинхронизация. Оба метода можно осуществлять как вручную, так и автоматически. В последнем случае, особенно при самосинхронизации, ускоряется процесс включения и исключаются ошибки оперативного персонала, что особенно существенно при ликвидации или предотвращении аварий и восстановлении электроснабжения путем быстрого включения резервных генераторов.

При использовании метода точной синхронизации генератор разворачивается до синхронной частоты вращения и возбуждается. Для того чтобы генератор включился на параллельную работу без толчков уравнивающих токов, необходимо соблюсти следующие условия: равенство частот генератора и системы (работающего генератора) $\omega_G = \omega_S$, равенство ЭДС (напряжений) генератора и системы $E_G = E_S$, совпадение фаз этих ЭДС — фазо-

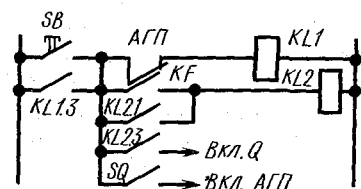
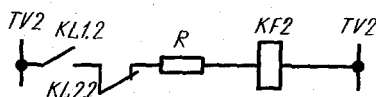


Рис. 10.44. Схема полуавтоматической самосинхронизации.

вый сдвиг между ними $\delta = 0$. Точное выполнение этих условий связано со значительными трудностями из-за несовершенства используемой аппаратуры и ошибок в измерениях, а устройства автоматической синхронизации получаются весьма сложными.

На практике, особенно в аварийных ситуациях, все более широко используется метод самосинхронизации. Он обладает рядом преимуществ по сравнению с методом точной синхронизации.

При самосинхронизации невозбужденный генератор разворачивается первичным двигателем до частоты вращения, близкой к синхронной, и включается на параллельную работу. Сразу же после включения на генератор подается возбуждение и он втягивается в синхронизм. Метод самосинхронизации отличается простотой и быстротой включения (при точной синхронизации процесс включения продолжается обычно не менее нескольких минут). При самосинхронизации исключается возможность ошибочного включения и упрощаются схемы автоматизации. Для ускорения втягивания генератора в синхронизм и восстановления напряжения на шинах после синхронизации важно обеспечить быструю подачу возбуждения. Это обеспечивается рассмотренными выше устройствами АГП.

Недостаток включения генератора по методу самосинхронизации — бросок тока в статоре генератора, близкого по значению к току к. з. на выводах генератора. Но на такие толчки тока генератор рассчитан, и поэтому они неопасны для него. Учитывая, что в соответствии с ПУЭ использование самосинхронизации предусматривается для турбогенераторов мощностью до 3000 кВт и для гидрогенераторов мощностью до 50 000 кВт, для сельских электростанций метод самосинхронизации основной.

При автоматизации процесса самосинхронизации для контроля разности частот включаемого генератора и системы (работающего генератора) используют специальные реле разности частот типа ИРЧ. Индукционное реле KF имеет две обмотки (рис. 10.44). На обмотку $KF1$ подается напряжение шин (напряжение системы), к которым подключается генератор (от вторичной обмотки $TV1$), на обмотку $KF2$ — напряжение включаемого генератора (от вторичной обмотки $TV2$). Когда в процессе самосинхронизации генератор разворачивается до частоты вращения, близ-

кой к синхронной, и разность частот его и системы снижается до 1 ... 1,5 Гц — величины, при которой срабатывает реле ИРЧ, замыкается контакт реле и подается команда на включение генератора. Как указывалось, генератор разворачивается невозбужденным, и поэтому в момент срабатывания реле напряжения генератора равно остаточному, которое определяется соответственно остаточным потоком в роторе генератора и не превышает 10 % номинального напряжения.

В связи с изложенным обмотка *KF2* реле ИРЧ рассчитана на работу при пониженном напряжении. Однако сразу после включения генератора его напряжение возрастет приблизительно до номинального, при котором обмотка *KF2* может перегореть. Поэтому в схеме самосинхронизации предусматривается автоматическое отключение обмотки *KF2* до того, как будет включен генератор. На рисунке 10.44 представлен один из вариантов схемы полуавтоматической самосинхронизации. В схеме, кроме реле разности частот *KF*, используются два промежуточных реле — *KL1* и *KL2*, а также вспомогательный контакт автомата гашения поля генератора *АГП* и выключателя *SQ*. Процесс полуавтоматической самосинхронизации протекает следующим образом. Оператор устанавливает уставку регулятора возбуждения в такое положение, чтобы генератор после включения принял заданную реактивную нагрузку, запускает первичный двигатель и разворачивает генератор так, чтобы разность частот не превышала уставку срабатывания реле ИРЧ. После этого оператор нажимает пусковую кнопку *SB*, и затем при дальнейшем увеличении частоты вращения генератора процесс его включения выполняется автоматически.

При нажатии кнопки *SB*, если *АГП* отключен и его контакт замкнут, подается напряжение на обмотку реле *KL1*. Реле срабатывает и своим контактом *KL1.1* замыкает цепь первой обмотки *KF1* реле разности частот, контактом *KL1.2* — цепь второй обмотки *KF2*, контактом *KL1.3* шунтирует кнопку *SB*. Поэтому после отпускания кнопки реле *KL1* остается под напряжением. При частоте, близкой к синхронной, срабатывает реле *KF* и замыкает цепь обмотки реле *KL2*, которое своим контактом *KL2.1* шунтирует контакт *KF*. Этим обеспечивается надежное дальнейшее действие схемы даже при кратковременном замыкании контакта *KF*, что возможно в процессе самосинхронизации. Одновременно контакт *KL2.2* размыкает цепь обмотки *KF2*, которая, как указывалось, рассчитана на работу при пониженном напряжении. Контакт *KL2.3* подает команду на включение выключателя *Q*, а после его включения контакт *SQ* обеспечивает включение *АГП*. При этом контакт *АГП* в цепи реле *KL1* отключает его, а затем контакты *KL1.1* и *KL1.2* размыкают цепи обеих обмоток реле *KF*. Одновременно контакт *KL1.3* деблокирует реле *KL2*, и вся схема возвращается в исходное положение.

Кроме полуавтоматической, возможна также автоматическая самосинхронизация, которая чаще используется для гидрогенераторов. В этом случае обслуживающий персонал или соответствующее автоматическое устройство дает только команду на пуск агрегата, а затем все операции осуществляются автоматически.

Реле разности частот может быть использовано и для ручной самосинхронизации генератора. Тогда оно подает лишь разрешающий сигнал, а генератор включают вручную.

10.18. УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ВОЗДУШНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЛИНИЯХ

В сельских электрических сетях все более широкое распространение получают устройства для определения мест повреждения, в первую очередь на воздушных электрических линиях напряжением 10 кВ и выше, основанные на измерении параметров аварийного режима. Эти устройства можно разделить на две основные группы, предназначенные для определения мест повреждений при коротких замыканиях и при замыканиях на землю.

Определение мест повреждения при коротких замыканиях. Определение места к. з. на линиях особенно важно, так как отключение линии при устойчивых повреждениях связано с недоотпуском электроэнергии и материальным ущербом, наносимым потребителям. В этих случаях ускорение поиска повреждений дает большой экономический эффект. Устройства для ускорения поиска и определения мест к. з. по принципу действия можно разделить на две подгруппы:

1) фиксирующие приборы для определения расстояния до места повреждения, автоматически измеряющие и фиксирующие соответствующие электрические величины во время аварийного режима;

2) устройства для определения поврежденных участков линий (сетевые датчики, указатели к. з.), автоматически контролируемые и фиксирующие изменения электрических величин во время аварийного режима.

Разработаны различные типы фиксирующих приборов, ряд из которых успешно эксплуатируется. В сельских распределительных сетях напряжением 10 кВ нашли применение приборы типа ФИП (ФИП-1, ФИП-2, ФИП-Ф), ЛИФП и др. Разработано также устройство типа ФМК-10. Учитывая, что фиксирующие приборы обеспечивают автоматическое измерение и фиксацию электрических величин во время к. з., они должны удовлетворять определенным требованиям, в частности следующим: измерение необходимо закончить до начала отключения поврежденных участков линии от релейной защиты, т. е. в течение порядка 0,1 с;

прибор должен сохранять значение зафиксированной электрической величины в течение времени, достаточного для прибытия на подстанцию (без постоянного дежурства) оперативной выездной бригады, т. е. не менее 4 ч; должен предусматриваться автоматический селективный запуск приборов, чтобы контролируемая величина была зафиксирована только при аварийных отключениях линий; прибор должен обеспечивать определенную точность измерения (обычно относительная погрешность измерения не должна превышать 5 %) и т. д.

Один из простейших вариантов фиксирующих приборов — устройство, замеряющее (фиксирующее) ток к. з. При этом для определения расстояния до места к. з. можно решить задачу, обратную той, которую рассматривают при расчете тока к. з., а именно по известным величинам тока к. з. и напряжения определить сопротивление до точки к. з. Зная это сопротивление, несложно по известным параметрам сети найти расстояние до точки к. з.

Наибольшее распространение получили фиксирующие приборы с так называемой электрической памятью. Они основаны на использовании запоминающего конденсатора. При этом во время процесса к. з. запоминающий конденсатор быстро заряжается до напряжения, пропорционального значению фиксируемого тока к. з. (или соответствующего ему напряжения). Затем на следующем этапе к запоминающему конденсатору подключается считывающее устройство, управляющее элементом с долговременной памятью. Таким образом обеспечиваются указанные выше требования быстрого замера до отключения линии под действием релейной защиты и возможности длительно сохранять зафиксированную величину.

На этом принципе были разработаны перечисленные выше приборы типа ФИП, нашедшие применение в сельских сетях 10 кВ.

Для облегчения практического применения приборов, фиксирующих ток к. з., чтобы не требовалось каждый раз в аварийной ситуации проводить расчеты, используют эквитоковые кривые. При этом предварительно рассчитывают токи к. з. для достаточно большого числа точек каждой отходящей линии и по результатам расчета на схему линии наносят эквитоковые кривые магистральной части линии и ответвлений с равными значениями токов к. з. После того как прибором будет зафиксировано определенное значение тока к. з., по схеме линии с эквитоковыми кривыми непосредственно определяют зону поиска повреждения.

Однако простейшие приборы типа ФИП, фиксирующие ток к. з., имеют ряд недостатков, в том числе следующие: для определения расстояния до точки к. з. требуются дополнительные расчеты или предварительное построение эквитоковых кривых, на точность замера (погрешность прибора) влияют переходное сопротивление в месте повреждения (в первую очередь сопротив-

ление дуги), уровень напряжения в сети, значение тока нагрузки (прибор фактически замеряет суммарный ток нагрузки и к. з.) и т. д.

Более совершенными являются фиксирующие омметры, особенно измеряющие реактивное сопротивление. При измерении сопротивления, то есть отношения напряжения к току, удается значительно уменьшить влияние изменения уровней напряжения на точность замера. Измерение реактивного сопротивления уменьшает также влияние сопротивления дуги в точке к. з., которое является в основном активным, и дает возможность проградуировать шкалу прибора в километрах. Если к тому же приборы измеряют ток нагрузки, предшествующей режиму к. з., появляется возможность учесть и соответственно уменьшить влияние тока нагрузки.

Омметр в отличие от фиксирующих амперметров и вольтметров замеряет не одну, а две величины (ток и напряжение), которые подаются на его вход. Для уменьшения шунтирующего влияния нагрузки отдельно может быть замерен ток нагрузки, предшествующей появлению к. з. Все эти величины фиксируются (запоминаются) по принципу, рассмотренному выше (при этом токи предварительно преобразуются в пропорциональные им напряжения), а затем при помощи специальных схем (преобразовательных блоков) преобразуются в сигналы, пропорциональные сопротивлению (полному, реактивному, с учетом тока предшествующей нагрузки и т. д.). Учитывая, что реактивное (индуктивное) сопротивление линий мало зависит от площади сечения применяемых проводов, шкалы этих приборов проградуированы в километрах. К таким приборам относятся фиксирующие омметры типа ФМК-10, ФИС и др.

Устройства для определения поврежденных участков. При помощи таких устройств можно определить направление поиска точек к. з. на воздушных линиях напряжением 10 ... 35 кВ. Устройства, как правило, устанавливают в месте разветвления линии — на первых опорах после точки разветвления. Они фиксируют появление тока к. з. при возникновении его на ответвлении или участке магистрали линии за точкой установки устройства. При поиске к. з. на отключенной линии от этих устройств получают информацию о наличии (устройство сработало) или отсутствии (не сработало) к. з. за местом его установки. В сельских электрических сетях получили распространение указатели поврежденных участков типа УПУ-1, на смену которым промышленность подготовила более совершенные и надежные указатели к. з. типа УКЗ.

Возникновение к. з. указатель фиксирует при помощи магнитного (индукционного) датчика тока, устанавливаемого в зоне проводов, но не имеющего непосредственной связи с ними. Один указатель обеспечивает информацию о всех видах междуфазных к. з. Указатель типа УКЗ выполнен в виде исполнительного

блока, содержащего, кроме магнитного датчика, электронную схему управления и магнитный индикатор. При возникновении к. з. за местом установки указателя он срабатывает за счет броска тока к. з., в результате чего флажок индикатора поворачивается к наблюдателю стороной, окрашенной в яркий оранжевый цвет, и остается в этом положении, если линия отключается защитой. После подачи напряжения на линию (при успешном АПВ или после устранения повреждения) флажок индикатора автоматически возвращается в исходное положение. Возврат флажка происходит благодаря емкостному отбору напряжения линии при помощи антенного преобразователя.

Установка указателей дает возможность обслуживающему персоналу при повреждении линии объехать точки разветвления и, определив поврежденный участок, обойти для нахождения места к. з. только поврежденный участок, а не всю линию. Указатели целесообразно устанавливать как при отсутствии, так и при наличии фиксирующих приборов для определения расстояния до точки к. з. В последнем случае указатели ускоряют поиск в связи с тем, что из-за разветвленности сельских линий 10 кВ показания фиксирующих приборов определяют не одну, а, как правило, несколько точек к. з. (на магистрали и разных ответвлениях).

Устройства для определения места однофазного замыкания на землю. Однофазные замыкания на землю — наиболее частый вид повреждения. В сельских распределительных сетях напряжением 10 кВ, работающих с изолированной нейтралью, однофазные замыкания на землю, сопровождающиеся относительно малыми токами, не являются к. з. Поэтому при их возникновении допускается не отключать линию в течение времени, требуемого для устранения повреждения. Однако необходимо максимально быстро определить место и устранить повреждение, так как однофазное замыкание на землю может перейти в двойное. Последнее является к. з. и будет отключено защитой, что приведет к перерыву в электроснабжении потребителей. Кроме того, возможны замыкания на землю, например, при обрыве провода и падении его на землю, весьма опасные для жизни людей и животных. В то же время замыкания на землю могут происходить в результате скрытых повреждений, например при внутренних трещинах изоляторов, когда внешние признаки замыкания отсутствуют и обнаружить его визуально очень сложно. Поэтому были разработаны специальные устройства — переносные приборы, облегчающие и ускоряющие отыскание места повреждения.

Принцип действия переносных приборов, используемых в сельских сетях напряжением 10 кВ, основан на измерении высших гармонических составляющих тока замыкания на землю. Значительно больший уровень гармоник в спектре токов замыкания на землю по сравнению с токами нагрузки обеспечивает эффективное действие этих приборов.

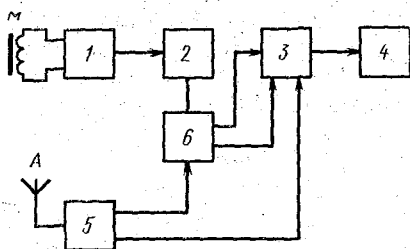


Рис. 10.45. Упрощенная функциональная схема прибора «Волна».

В сельских электрических сетях 10 кВ получили распространение приборы типа «Поиск» (сняты с производства) и более совершенные «Волна» и «Зонд».

В приборах «Поиск» и «Волна» основные элементы — это магнитный (индуктивный) датчик, фиксирующий появление (увеличение амплитуды) гармонических составляющих тока, фильтр высших гармоник, пропускающий те из них, на которые настроен прибор, усилитель, обеспечивающий требуемое усиление сигнала, и измерительный прибор, выдающий результирующий сигнал. На рисунке 10.45 приведена упрощенная функциональная схема прибора «Волна». Магнитный датчик M с конденсаторами 1 образует резонансный контур (фильтр), настроенный на частоту 250 ... 550 Гц. От них сигнал через эмиттерный повторитель (не показан) поступает на делитель напряжения 2 , который обеспечивает ступенчатую регулировку чувствительности прибора. С выхода делителя сигнал через блок управления 6 подается на вход первого транзисторного усилителя 3 , на выход которого включен измерительный прибор 4 . Электрическая антенна (емкостной датчик) A позволяет определять наличие в сети замыкания на землю и напряжение на линии путем контроля электрического поля. Антенна, представляющая собой металлическую пластину, встроенную в корпус прибора, включена через эмиттерный повторитель на вход второго усилителя 5 , который имеет два выхода — постоянного и переменного тока. Первый выход воздействует на усилитель 3 , автоматически изменяя его коэффициент усиления при изменении электрического поля в точке измерения и соответственно напряжения на антенне. Это дает возможность существенно снизить зависимость показаний прибора от изменения высоты подвеса проводов, расстояния от проводов до прибора, а также частично от изменения переходного сопротивления в месте замыкания на землю в процессе обхода линии при поиске повреждения.

Сигнал со второго выхода усилителя 5 через блок управления 6 подается на вход последних двух каскадов усилителя 3 , что позволяет контролировать напряженность поля в точке измерения. Таким путем при помощи прибора можно в дополнение к основной функции определить железобетонную опору, находящуюся под напряжением из-за пробоя изоляции на арматуре и нарушения заземления опоры.

Место замыкания на землю в линии определяют следующим образом. Если обход линии начинается с подстанции, делают замеры на выходе линии с подстанции, располагая прибор под

линией. Поврежденную линию определяют по максимальному отклонению стрелки измерительного прибора. Делая измерения в местах разветвления поврежденной линии, аналогичным образом определяют поврежденное ответвление или участок магистрали. За местом замыкания на землю показания прибора резко уменьшаются, что и определяет точку замыкания.

Прибор «Зонд» — устройство направленного действия, то есть он обеспечивает не только определение места замыкания на землю, но и направление поиска, что представляет интерес, если поиск начинается не с подстанции, а с какой-то точки поврежденной линии. Действие его основано на сравнении фаз напряжения и тока 11-й гармоники (550 Гц). Поэтому, кроме указанных основных элементов, «Зонд» имеет орган сравнения фаз, а выходной измерительный прибор имеет шкалу с нулем посередине.

Глава 11. СЕЛЬСКИЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

11.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Для экономичной передачи и распределения электроэнергии требуется ее преобразование (повышение или понижение напряжения).

Электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электроэнергии, состоящая из трансформаторов, распределительных устройств, устройств управления и других вспомогательных сооружений, называется трансформаторной подстанцией. В сельскохозяйственных районах в основном используются районные трансформаторные подстанции (РТП), обеспечивающие понижение напряжения сети с 35 ... 220 кВ, при котором передается электроэнергия от основного централизованного источника электроснабжения — энергосистемы, до 6 ... 35 кВ (в первую очередь до 10 кВ) для распределения ее в районе, и потребительские подстанции (ТП), обеспечивающие понижение напряжения с 6 ... 35 кВ до 0,38 кВ для распределения электроэнергии между потребителями и передачи ее токоприемникам.

Часть подстанции, предназначенная непосредственно для приема и распределения электроэнергии, содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, устройства защиты, автоматики и измерительные приборы, а также другую вспомогательную аппаратуру, называется распределительным устройством (РУ). Если все или основное оборудование РУ расположено на открытом воздухе, оно называется открытым (ОРУ), а при расположении оборудования в здании — закрытым распределительным устройством (ЗРУ). Для электроснабжения сельского хозяйства широко используются комплектные трансформаторные подстанции (КТП) и распределительные устройства (КРУ), особенно для наружной установки (КРУН), поставляемые в собранном на заводе или полностью подготовленном для сборки виде. Комплектные РУ состоят обычно из закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики. Комплектные ТП и РУ обеспечивают сокращение объемов и сроков проектирования и строительно-монтажных работ, экономию трудовых ресурсов, увеличение надежности работы и безопасности обслуживания. Используются также столбовые (мачтовые) трансформаторные подстанции на напряжение 6 ... 10/0,38 кВ — открытые ТП, все оборудование которых установлено на конструкциях или на опорах ВЛ на высоте, не требующей ограждения подстанции.

В сельских электрических сетях применяют как однотрансформаторные, так и двухтрансформаторные подстанции в первую

очередь напряжением 10/0,38; 35/10; 110/10; 110/35/10 кВ, реже 10/2×0,22 кВ (с однофазными трансформаторами), а в отдельных зонах СССР на напряжение 110/20 и 20/0,38 кВ. Двухтрансформаторные подстанции, естественно, обеспечивают более надежное электроснабжение потребителей. К ним в первую очередь относятся большинство вновь сооружаемых РТП, а также ТП, питающие потребителей первой категории. В ряде случаев для электроснабжения потребителей первой категории устанавливают ТП глубокого ввода — 35/0,38 кВ.

При электроснабжении потребителей от сельских электрических станций в отдельных случаях могут использоваться повышающие трансформаторные подстанции.

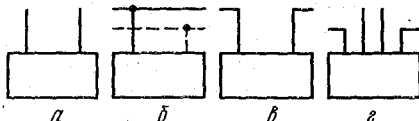
11.2. СХЕМЫ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ НА НАПРЯЖЕНИЕ 35 ... 110/10 кВ

Схемы подстанций определяют их положением в сети, напряжением, числом присоединений, используемым оборудованием (трансформаторы, сборные шины, коммутационная и другая аппаратура). Они должны удовлетворять следующим основным требованиям: обеспечить необходимую надежность электроснабжения потребителей и транзита мощности через подстанцию, а также возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения соседних присоединений; учитывать перспективу развития; обеспечить поэтапное развитие РУ без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей.

Различают следующие типы подстанций по их положению в сети высшего напряжения (рис. 11.1): тупиковые (концевые) *а*, ответвительные (присоединенные на ответвлениях) *б*, проходные *в*, узловые *г*. В системе сельского электроснабжения используются чаще первые три типа подстанций, то есть: тупиковые, которые присоединяются к концу линии; ответвительные, которые присоединяются к одной или двум проходящим линиям, соответственно одним или двумя глухими ответвлениями; проходные, включаемые в расщелку линии, то есть присоединяемые путем захода одной или двух линий с одно- или двусторонним питанием. Узловые подстанции (узлом называют точку сети, в которой сходится не менее трех линий), получающие питание по двум и более линиям, к сборным шинам высшего напряжения которых присоединена еще одна или несколько линий, питающих подстанции того же напряжения, до последнего времени в системе сельского

Рис. 11.1. Типы подстанций:

а — тупиковая; *б* — ответвительная; *в* — проходная; *г* — узловая.



электроснабжения применялись относительно редко. Ответственные и проходные подстанции иногда называют промежуточными. Проходные и узловые, через шины которых осуществляются перетоки (транзит) мощности, называют также транзитными. Для сельских трансформаторных подстанций стремятся использовать простейшие схемы, повышающие их технико-экономические показатели. В частности, для РУ 35 кВ, и особенно 110 кВ, используются упрощенные схемы без выключателей с установкой короткозамыкателей и отделителей (см. гл. 9), а для РУ 35 кВ подстанций мощностью 630 ... 1600 кВ·А — в ряде случаев с установкой предохранителей. Проектирование и строительство подстанций на напряжение 35 ... 110/10 кВ проводятся в соответствии с типовыми схемами первичных соединений. После выбора типовой схемы подстанции для конкретного объекта или при использовании схемы, отличающейся от типовой, необходимо уточнить следующее: типы и параметры трансформаторов, выключателей, отделителей, короткозамыкателей, разъединителей и другого оборудования, а также характеристики и места установки разрядников, измерительных трансформаторов и прочих аппаратов; число отходящих линий; режимы нейтрали трансформаторов; целесообразность высокочастотной обработки линий; требования к релейной защите и автоматике, а также их схемы.

На рисунках 11.2 и 11.3 приведены основные типовые схемы РУ 35 ... 110 кВ (главные схемы электрических соединений, то есть совокупность основного оборудования первичной цепи со всеми выполненными между ними соединениями). Блочные схемы (рис. 11.2, а, б и 11.3, а, б) применяются на тупиковых или ответвительных подстанциях, присоединяемых к линиям с односторонним или двусторонним питанием. Схема блока «линия—трансформатор» с предохранителями (рис. 11.2, а) применялась ранее на напряжении 35 кВ. В настоящее время ее использовать не рекомендуется.

Схема блока «линия—трансформатор» с отделителем (рис. 11.2, а и 11.3, а) применяется для автоматического отключения поврежденного трансформатора от линии, питающей несколько подстанций, а для напряжения 35 кВ применялась также, когда нельзя было использовать предохранители. Как указывалось, применение короткозамыкателей с отделителями позволяет использовать релейную защиту и исключить недостатки, присущие плавким предохранителям (см. гл. 9). При их установке вместо выключателей на стороне высшего напряжения подстанции снижается ее стоимость, хотя одновременно усложняется защита и утяжеляется работа выключателя на головном участке питающей линии. Поэтому на подстанциях 35/10 кВ рекомендуется применять выключатель со стороны высшего напряжения. Эта схема более дорогая, чем с предохранителем или отделителем, однако более надежная и гибкая в эксплуатации (допускается отключение и включение нагруженного трансформатора, а также его от-

ключение при повреждениях без дополнительного срабатывания головного выключателя питающей линии). На подстанциях напряжением 110 кВ, учитывая высокую стоимость выключателей 110 кВ, широко применяются схемы с короткозамыкателями и отделителями.

Схемы на рисунках 11.2, б и 11.3, б, представляют собой два блока «линия—трансформатор» с неавтоматической перемычкой со стороны питающей линии. При одной линии и двух трансформаторах разъединители в перемычке и линиях можно не устанавливать. Эти схемы обычно используют, если подстанции напряжением 35 ... 110 кВ присоединяются к параллельным линиям на ответвлениях или являются конечными. Схема с ремонтной перемычкой из разъединителей обеспечивает возможность присоединения обоих трансформаторов к одной линии при ремонте второй. Трансформаторы напряжения (пунктир) устанавливают при наличии соответствующих обоснований.

На рисунках 11.2, в и 11.3, в приведены мостиковые схемы, которые позволяют секционировать питающую линию. Трансформаторы в данном случае присоединяют к линии по обе стороны выключателя. При этом, если с одной или другой стороны от подстанции повреждается линия, то отключается она или ее повре-

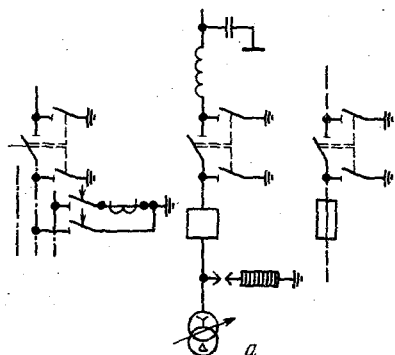
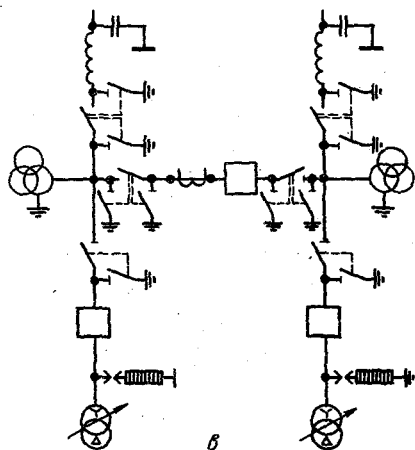
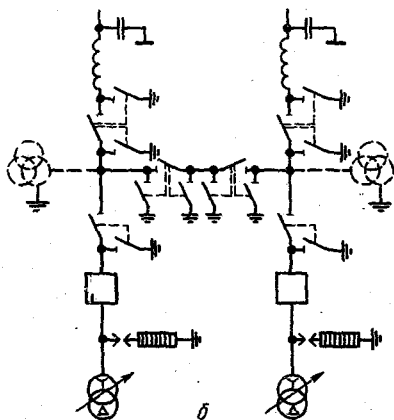


Рис. 11.2. Главные схемы соединений РУ 35 кВ:

а — блок (линия — трансформатор) с выключателем (предохранителем — пунктир, отделителем — штрихпунктир); б — два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий; в — мостик с выключателями в перемычке и в цепях трансформаторов.



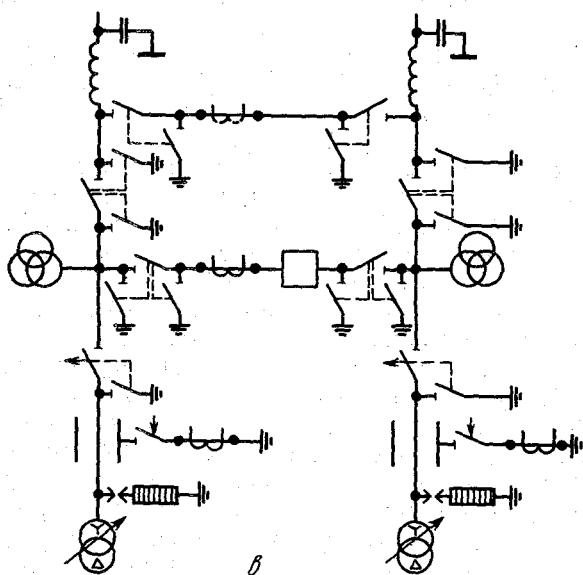
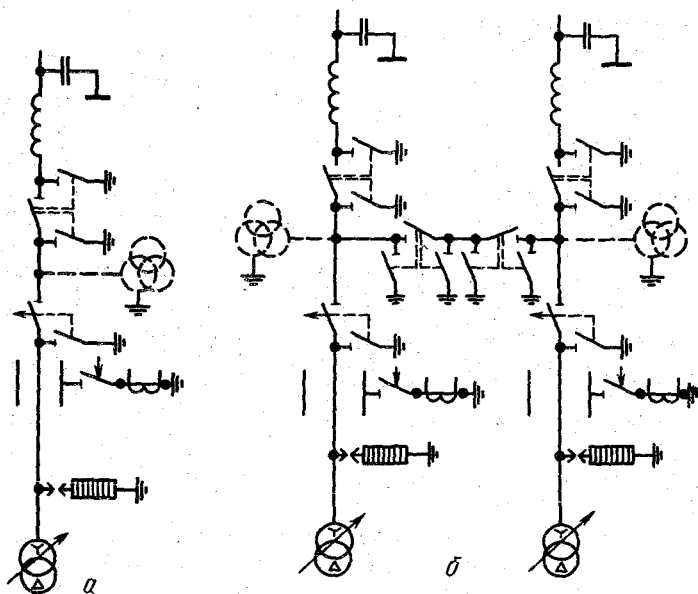


Рис. 11.3. Главные схемы соединений РУ 110 кВ:

а — блок (линия — трансформатор) с отделителем; *б* — два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий; *в* — мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов.

жденный участок вместе с трансформатором. Однако последний может быть быстро включен после отключения на подстанции разъединителя поврежденной линии и повторного включения секционного выключателя. Поврежденный трансформатор автоматически отключается выключателем в его цепи (отделителем),

Рис. 11.4. Главная схема соединений подстанций КТПБ-110/35/10.

а второй трансформатор при двустороннем питании будет подключен к обеим линиям. Обычно на напряжении 110 кВ эти схемы применяют с ремонтной перемычкой, а на напряжении 35 кВ — без нее. Ремонтная перемычка позволяет выводить в ремонт секционный выключатель.

Мостиковые схемы с выключателем в перемычке применяются при двустороннем питании или транзите мощности на напряжении 35 ... 110 кВ.

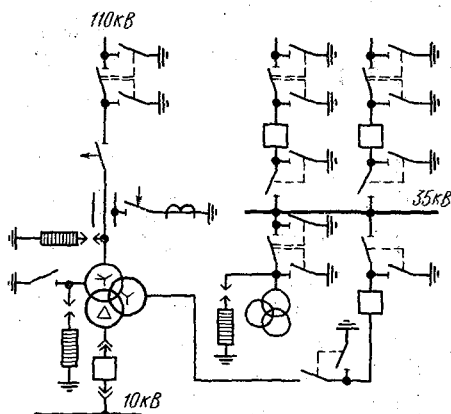
В приведенных схемах с перемычками в отличие от ранее разработанных отсутствуют разъединители непосредственно в цепях силовых трансформаторов подстанций с отделителями и короткозамыкателями. При этом функции разъединителей выполняют отделители.

На рисунке 11.4 показана главная схема электрических соединений подстанции КТПБ-110/35/10 с одним трехобмоточным трансформатором, обеспечивающим получение напряжения как 35, так и 10 кВ.

На рисунке 11.5 в качестве примера приведена одна из схем современной сельскохозяйственной подстанции напряжением 110/10 кВ с двумя трансформаторами мощностью 2500 ... 10 000 кВ.А. Трансформаторы обеспечивают автоматическое регулирование напряжения под нагрузкой. ОРУ 110 кВ имеет мостиковую схему с выключателем в основной перемычке и с дополнительной ремонтной перемычкой. Некоторые особенности данной схемы были рассмотрены выше (см. пояснения к рис. 11.3, в).

К подстанции подходят две линии напряжением 110 кВ. На входе подстанции на каждой линии устанавливаются конденсаторы связи СМП (СМК) фильтров присоединения ФПУ и высокочастотные заградители ВЗ (полные обозначения этих и других аппаратов приведены на рисунке), которые обеспечивают возможность присоединения аппаратуры высокочастотной связи и соответственно передачу по линиям напряжением 110 кВ телефонных и телемеханических сигналов. Это позволяет управлять подстанцией и контролировать ее работу с диспетчерского пункта района электрических сетей (РЭС).

Ремонтная перемычка, позволяющая, как указывалось, выводить в ремонт секционный выключатель на 110 кВ, состоит из двух разъединителей РНДЗ-1 с заземляющими ногами. Последние ме-



ВМТ устанавливают трансформатор тока ТФНД, а при наличии выключателя МКП используют встроенные в его проходные изоляторы трансформаторы тока ТВ. Два трансформатора напряжения НКФ предназначены для целей защиты, автоматизации и измерения (схемы этих устройств могут быть различны в зависимости от конкретных условий).

После переемычки включены отделители с заземляющими ножами ОДЗ и короткозамыкатели КЗ. Трансформатор тока ТШЛ в цепи короткозамыкателя обеспечивает блокировку, не допускающую отключение отделителя при протекании тока к. з. Перед обмоткой 110 кВ трансформатора включены вентильные разрядники РВС. В качестве основных используют трансформаторы тока ТВТ, встроенные в проходные изоляторы силовых трансформаторов. При необходимости и соответствующем обосновании можно устанавливать трансформаторы тока ТФНД (отмечены звездочкой). Нейтрали обмоток 110 кВ трансформаторов можно заземлять через разъединители ЗОН (наглухо) или через вентильные разрядники РВС.

Распредустройство 10 кВ выполнено комплектным для наружной установки (КРУН-10). В рассматриваемой схеме предусматривается установка КРУН серии К-47 (К-37) с выкатными тележками и масляными выключателями типа ВК-10 (ВМП-10). Конструкция шкафов К-47 рассмотрена более подробно ниже. РУ 10 кВ имеет две секции шин, которые нормально работают раздельно (секционный выключатель, связывающий две секции шин 10 кВ, в нормальном режиме отключен). К каждому вводу 10 кВ, то есть к каждой секции шин, подключены вентильные разрядники РВО и через предохранители ПК трансформаторы собственных нужд ТМ мощностью 25 ... 63 кВ·А. Число ячеек (шкафов) отходящих линий определяется числом этих линий. Во всех цепях напряжением 10 кВ, где это требуется, используют однотипные трансформаторы тока с двумя сердечниками ТОЛ-10 (ТЛМ-10). К каждой секции шин через предохранитель ПКН присоединен трансформатор напряжения ЗНОЛ. Предусмотрено заземление при помощи разъединителей вводов 10 кВ, всех отходящих линий, цепи секционного выключателя.

11.3. КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ РАЙОННЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Распределительные устройства подстанций должны обеспечивать безопасность обслуживающего персонала, а также быть надежными и экономичными. В частности, электрооборудование, токоведущие части, изоляторы и другое оборудование должны быть установлены, а изоляционные расстояния выбраны таким образом, чтобы: в нормальных условиях работы возника-

ющие усилия, нагрев, электрическая дуга, выброс газов и другие подобные явления не могли привести к повреждению оборудования и возникновению к. з. или замыкания на землю; а также причинить вред обслуживающему персоналу; при нарушении нормальных условий работы была обеспечена необходимая локализация повреждений; при снятом напряжении с какой-либо цепи были обеспечены безопасный осмотр, замена и ремонт ее элементов без нарушения нормальной работы соседних цепей; была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования. Для выполнения этих требований предусматривается целый ряд мероприятий, в том числе следующие: аппараты и проводники ограждают или устанавливают на такой высоте, которая обеспечивает безопасность людей, находящихся под проводниками или аппаратами; устанавливают разъединяющие устройства с видимым разрывом, обеспечивающие возможность отъединения аппаратов (выключателей, предохранителей, измерительных трансформаторов и т. п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения; предусматривают блокирующие устройства, предотвращающие неправильные операции с коммутационными аппаратами, в частности включение выключателей, отделителей и разъединителей на участках цепей с замкнутыми заземляющими ножами и короткозамыкателями, включение заземляющих ножей на ошиновку, находящуюся под напряжением, отключение и включение отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата; для повышения пожарной безопасности устанавливают, в тех случаях когда это целесообразно, аппараты без масла или с малым содержанием масла и горючих компаундов, а под многообъемными масляными выключателями и силовыми трансформаторами в ОРУ предусматривают маслоприемники, чтобы воспрепятствовать возгоранию масла.

В сельскохозяйственных районах в большинстве случаев сооружают комплектные трансформаторные подстанции. Основными частями таких подстанций на напряжение 35 ... 110/10 кВ, кроме силовых трансформаторов, являются ОРУ 35 (110) кВ и РУ 10 кВ. При этом завод-изготовитель поставляет блоки ОРУ 35 (110) кВ, КРУ на 10 кВ, металлоконструкции для порталов и фундаментов, а также для определенных типов КТП другое необходимое оборудование.

Распределительные устройства на напряжение 35 ... 110 кВ. Из экономических соображений распределительные устройства на напряжение 35 ... 110 кВ выполняют обычно открытого типа, так как при этом значительно сокращается объем строительной части, упрощаются расширение и реконструкции РУ. Однако, с другой стороны, при этом увеличивается занимаемая площадь, а оборудование, и особенно изоляторы, подвергается большему загрязнению. Электрооборудование для наружной установки, используемое в ОРУ, отличается от соответствующего оборудова-

ния для внутренней установки в первую очередь конструкцией изоляторов. В ОРУ на 35 ... 110 кВ многообъемные массивные выключатели могут быть установлены на фундаментах, а малообъемные масляные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы устанавливают на стальных или железобетонных основаниях, высота которых определяется условием безопасности для людей. В качестве проводников для сборных шин и ответвлений от них применяют алюминиевые, сталеалюминиевые и стальные провода, полосы, трубы и шины из профилей алюминия и алюминиевых сплавов электротехнического назначения. Наиболее часто используют гибкие провода, укрепляемые при помощи подвесных изоляторов на стальных или железобетонных опорах.

Минимальные изоляционные расстояния в воздухе между токоведущими частями и другими элементами ОРУ превышают соответствующие расстояния, принятые для внутренней установки, так как учитывают неблагоприятные условия работы электрооборудования.

В ОРУ токоведущие части аппаратов, проводники шин и ответвлений от них во избежание пересечений можно размещать на разной высоте.

Ручные приводы разъединителей обычно имеют съемные рукоятки. Монтируют их на тех же опорных конструкциях, что и разъединители.

Молниесотводы изготавливают из стальных труб или стержней и закрепляют на опорах распредустройства или на специальных опорах.

Силовые кабели, например, от трансформаторов и сигнальные (контрольные) кабели прокладывают по территории РУ в туннелях или каналах, которые прикрывают плитами из негорючих материалов.

Территорию ОРУ ограждают забором высотой не менее 2,4 м.

На рисунке 11.6, а в качестве примера приведены план и разрез ОРУ 110 кВ подстанции, схема которой показана на рисунке 11.5. На рисунке 11.6 в дополнение к аппаратам, приведенным на рисунке 11.5, показаны также блоки приема ВЛ напряжением 110 кВ 1 и опорных изоляторов 7, раскладки кабельных конструкций 18 и 21, осветительная установка ОУ-2 13, общеподстанционный пункт управления ОПУ 15, предназначенный для установки устройств высокочастотной связи и телемеханики, а также для размещения противопожарного и эксплуатационного инвентаря и в ряде случаев защиты и автоматики, ограда 8.

Для комплектных трансформаторных подстанций ОРУ комплектуются готовыми к монтажу блоками аппаратуры с соответствующими металлоконструкциями и блокировками. Для подстанций 35 кВ используются серии КТП-35/10 и КТПБ-35/10, область применения которых аналогична. У серии КТПБ в отличие от серии КТП ОРУ 35 кВ (так же, как и РУ 10 кВ) состоит

из более крупных блоков. К таким блокам относятся, например, блок масляного выключателя с двумя разъединителями, блок разъединителя, отделителя и короткозамыкателя. Блоки выполняют в виде металлоконструкций со смонтированными и отрегулированными аппаратами, элементами ошиновки и монтажных схем вторичных соединений. Блоки унифицированы и позволяют комплектовать подстанции по типовым схемам ОРУ. Аналогично для подстанций на 110 кВ используют блочные КТП серии КТПБ-110/10 и КТПБ-110/35/10.

Распределительные устройства на напряжение 10 кВ. В соответствии с нормами технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения подстанции, в том числе РУ 10 кВ, следует проектировать с применением комплектов распределительных устройств заводского изготовления наружной уста-

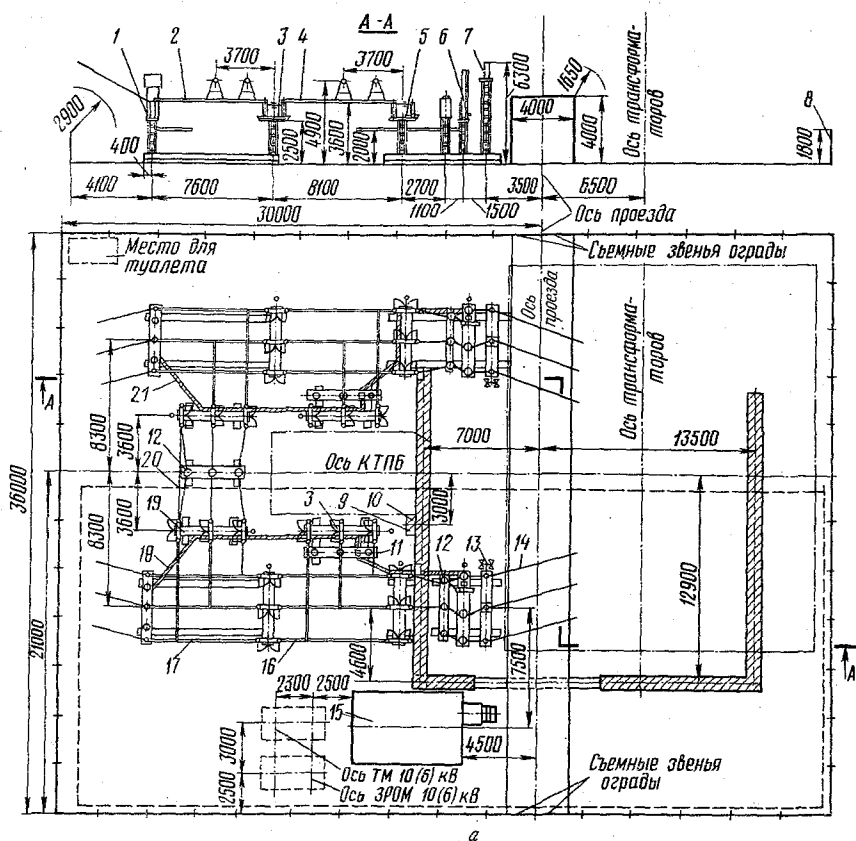
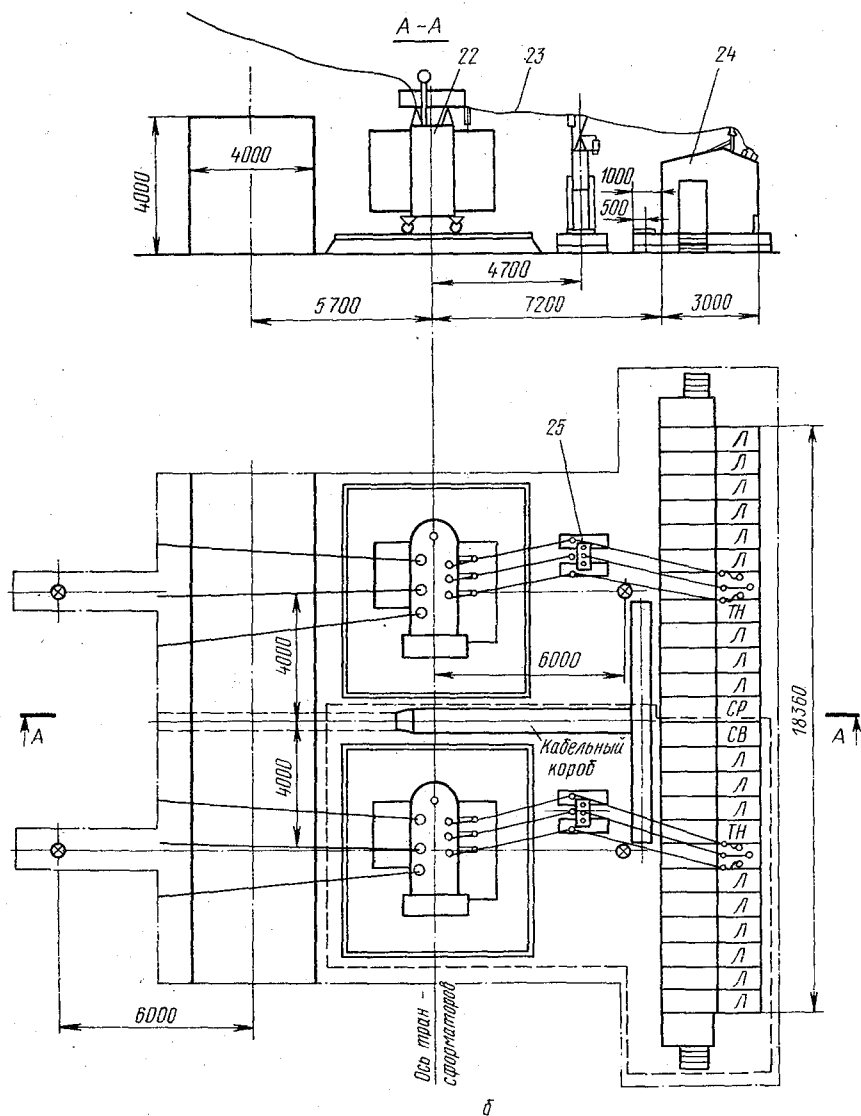


Рис. 11.6. План и разрез подстанции КТПБ-110/10 (по схеме рис. 11.5): а — ОРУ 110 кВ; б — модуль трансформатора; 1 — блок приема ВЛ 110 кВ; 2, 4, 16 и 110 кВ; 6 — блок короткозамыкателя и разъедиников 110 кВ; 7 — блок опорных изоляторов напряжения 110 кВ; 12 — блок трансформаторов тока 110 кВ; 13 — осветительная ций; 22 — трансформатор 110/10 кВ; 23 — ошиновка трансформатора; 24 — КРУК-47; 25 —

новки. Если же использовать РУ 10 кВ закрытого типа, то их нужно выполнять в основном из ячеек КРУ заводского изготовления. В последнем случае они могут, например, комплектоваться из шкафов или камер КСО. Шкафы и камеры КСО (стационарные, одностороннего обслуживания) изготавливают с определенным



17 — ошиновка ОРУ 110 кВ; 3 и 19 — блоки разъединителей 110 кВ; 5 — блок отделителей 110 кВ; 8 — ограда; 9 — шкаф ЯЗН; 10 — шкаф ЯОВ-2; 11 — блок трансформаторов ОУ-2; 14 и 20 — шины; 15 — ОПУ; 18 и 21 — раскладки кабельных конструкций

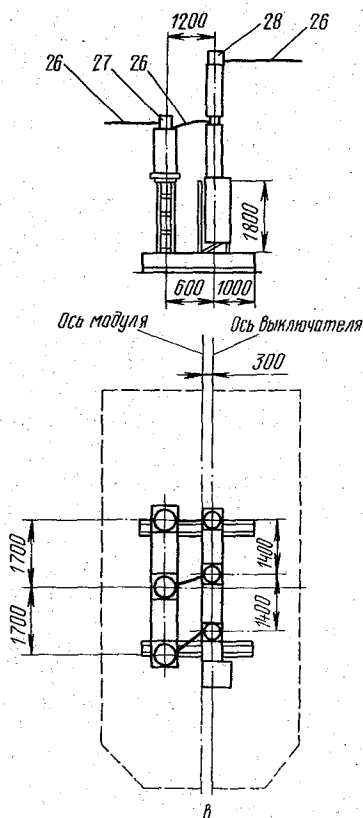


Рис. 11.6. (Продолжение). План и разрез подстанции КТПБ-110/10 (по схеме рис. 11.5); *а* — модуль выключателя; 26 — шины; 27 — блок трансформаторов тока 110 кВ; 28 — блок выключателя ВМТ 110 кВ.

набором схем первичных и вторичных соединений. Камеры отличаются от шкафов наличием открытых для доступа токоведущих частей.

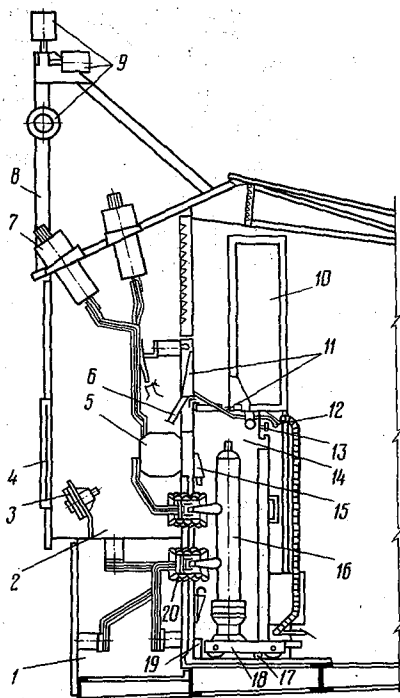
Промышленность изготавливает несколько конструкций КРУ на напряжение 6 ... 10 кВ для наружной установки (КРУН). Они представляют собой металлические шкафы в брызгозащищенном исполнении, в которые встроены все аппараты, сборные шины, измерительные приборы, устройства защиты и сигнализации, а также все вспомогательное оборудование.

Различают две принципиально различные конструкции КРУН: со стационарной установкой основного оборудования и на выкатных тележках (с выдвижными элементами). Вторая конструкция более совершенная, так как при ней облегчается обслуживание, сокращаются перерывы в электроснабжении, повышается безопасность работы.

На рисунке 11.6, б приведен план РУ на 10 кВ совместно с силовым трансформатором подстанции с ОРУ 110 кВ (рис. 11.6, а). В качестве РУ 10 кВ используется КРУН серии К-47 с выкатными (выдвижными) элементами. К основному оборудованию, которое встраивается в КРУ, относятся: выключатели, разрядники, трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы, трансформаторы собственных нужд. Данное КРУ представляет собой отдельно стоящие блок высоковольтных ячеек с коридором управления 24, трансформатор собственных нужд 25 и шкаф ВЧ связи (на рассматриваемой подстанции аппаратуры ВЧ связи размещается в ОПУ, см. рис. 11.6, а). Конкретный состав КРУ определяется заказом. Блок высоковольтных ячеек содержит следующие ячейки (рис. 11.6, б): ввода, отходящих линий Л, трансформаторов напряжения ТН, секционного выключателя СВ, секционного разъединителя СР. В ячейках, кроме высоковольтного оборудования, размещены шкафы с аппаратурой вспомогательных цепей. Ячейки КРУ унифицированы и независимо от схем имеют аналогичную конструкцию и одинаковые

Рис. 11.7. Ячейка отходящей линии
РУ 10 кВ серии К-47:

1 — отсек сборных шин; 2 — отсек ввода;
3 — вентилятор; 4 — дверь; 5 — транс-
форматор тока; 6 — заземляющий разъе-
динитель; 7 — проходной изолятор; 8 —
кронштейн линии; 9 — опорные линейные
изоляторы; 10 — шкаф релейный; 11 —
разгрузочные клапаны; 12 — привод ме-
ханизма заземления; 13 — устройство
блокировки; 14 — отсек выкатной тележ-
ки; 15 — шторы; 16 — выключатель
10 кВ; 17 — узел фиксации выкатной
тележки; 18 — выкатная тележка; 19 —
нагревательный элемент; 20 — проходные
изоляторы с неподвижными разъединя-
ющими контактами.



размеры. В качестве примера на рисунке 11.7 приведена ячейка отходящей линии с выключателем типа ВК-10. Основанием ячейки служит рама с направляющими для выкатных тележек. Высоковольтная часть ячейки при помощи стенок и панелей разделена на три отсека: ввода (вывода) 2, сборных шин 1, выкатной тележки 18. С задней стороны отсеки ввода и сборных шин закрыты съемными стенками. В стенке отсека ввода предусмотрена дверь с предохранительной перегородкой для безопасного осмотра оборудования без снятия напряжения. Для безопасного проведения осмотров и регламентных работ предусмотрена возможность оперирования заземляющим разъединителем 6 при помощи ручного привода. Доступ к приводу возможен, когда выкатные тележки находятся в ремонтном положении. В отсеке 14 выкатной тележки, кроме выключателя, смонтированы: привод заземляющего разъединителя, клапан разгрузки по давлению 11, обеспечивающий уменьшение разрушающего воздействия избыточного давления газов при к. з. внутри ячеек, проходные изоляторы 20 с неподвижной частью разъединяющих контактов главных цепей. Подвижная часть этих контактов жестко связана с выключателем, так что при выкатывании тележки с выключателем контакты размыкаются, обеспечивая видимый разрыв, то есть выполняя роль разъединителя. Безопасная работа обеспечивается защитными шторами, которые при выкатывании тележки автоматически закрываются. Предусмотрена также блокировка, не позволяющая вкатить или выкатить тележку при включенном выключателе, а сама тележка заземлена при помощи скользящих самоустанавливающихся элементов (контактов). В коридоре управления имеются общее освещение и аварийная вентиляция.

Трансформатор собственных нужд (рис. 11.6, б) устанавливают на отдельном фундаменте между КРУ и силовым трансформатором. К той же конструкции (с выкатными тележками) относятся КРУН серии К-30. Примером конструкции со стационарной установкой основного оборудования может служить КРУН типа КРН-Ш-10. Здесь для обеспечения видимого разрыва цепи при отключении выключателя используют разъединители.

11.4. ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ НА НАПРЯЖЕНИЕ 6 ... 10/0,38 кВ

Подстанции 6 ... 10/0,38 кВ, которые часто называют потребителскими, предназначены для питания распределительных линий напряжением 0,38 кВ, в большинстве случаев трехфазных четырехпроводных с заземленной нейтралью. Используются как однострансформаторные, так и двухтрансформаторные ТП мощностью от 25 до 630 кВ·А в большинстве случаев наружной установки. При специальном обосновании могут устанавливаться закрытые подстанции (ЗТП). В настоящее время в большинстве случаев проектируются сети с комплектными трансформаторными подстанциями наружной установки, хотя для потребителей первой категории по надежности электроснабжения все более широко используются ЗТП. В эксплуатации находятся также мачтовые ТП наружной установки, хотя в проектах их уже не используют.

Основные схемы первичных соединений РУ 10 кВ КТП приведены на рисунке 11.8 (в некоторых схемах не показаны дополнительные разъединители, которые могут устанавливаться на концевых опорах для присоединения КТП к линиям). КТП тупикового типа с одним трансформатором (рис. 11.8, а) широко применяется для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей. Разъединитель, как правило, устанавливают на концевой опоре линии 10 кВ, а предохранители 10 кВ — в КТП. Вместо разъединителя в цепи трансформатора при соответствующем обосновании может быть использован выключатель нагрузки. Схема б также с одним трансформатором и шинами с выключателями нагрузки может применяться в сетях 10 кВ, не только с односторонним, но и с двусторонним питанием, когда по условиям надежности допускаются ручные послеаварийные переключения. Трансформатор присоединяют к шинам через разъединитель и предохранители. При включенных выключателях нагрузки может осуществляться питание от одного источника с транзитом мощности через шины подстанции. В этой схеме допускается один из выключателей нагрузки заменить на разъединитель с выполнением соответствующих блокировок. Схема в совмещает однострансформаторную подстанцию с пунктом автоматического секционирования или пунктом АВР (см. гл. 10) линии 10 кВ. Схема применяется в сетях напряжением 10 кВ с односторонним и двусторонним

питанием, в которых по условиям надежности электроснабжения требуются автоматическое и ручное секционирования линий 10 кВ. Схема с РУ с двумя трансформаторами и шинами 10 кВ, секционированными выключателем нагрузки и разъединителем применяется в основном в сетях 10 кВ с двусторонним питанием, где допускается ручное секционирование линий 10 кВ. Основным режим работы подстанции — питание каждого трансформатора от независимого источника по линии 10 кВ (секционный выключатель нагрузки отключен). При включенном секционном выключателе нагрузки можно осуществить питание от одного источника с транзитом мощности через шины ТП. Вместо секционного выключателя нагрузки может быть установлен масляный выключатель (с заменой выключателя нагрузки на разъединитель с левой стороны от него, схема $2'$). Такая схема (схема мостика с одним выключателем) совмещает двухтрансформаторную подстанцию с пунктом автоматического секционирования или пунктом АВР линии 10 кВ.

На рисунке 11.9 приведена главная схема соединений УЗТП 10/0,38 кВ, разработанная для электроснабжения ответственных сельскохозяйственных потребителей, где необходимо обеспечить АВР на стороне 10 кВ. Подстанция двухтрансформаторная, мощностью 2×400 кВ·А, с РУ 10 кВ узлового типа по схеме с секционированной системой шин, с четырьмя отходящими ВЛ 10 кВ и применением современных ячеек КРУ серии К-104, с выключателями типа ВК-10 (см. гл. 9).

Закрытые подстанции выполняют одноэтажными с вариантами исполнения зданий из кирпича, крупнопанельных железобетонных конструкций и металлических трехслойных.

Наибольшее число подстанций проектируется и

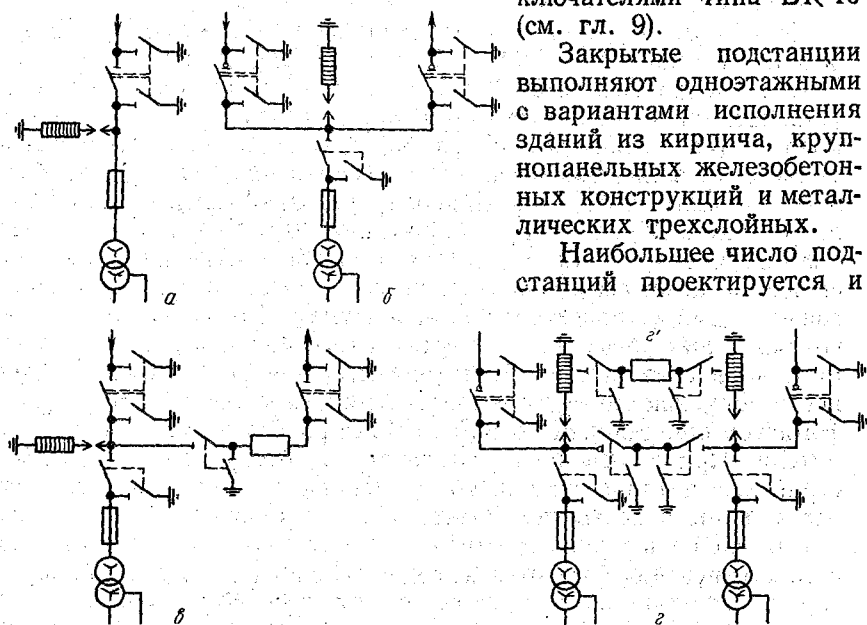


Рис. 11.8. Главные схемы соединений РУ 10 кВ подстанций 10/0,38 кВ.

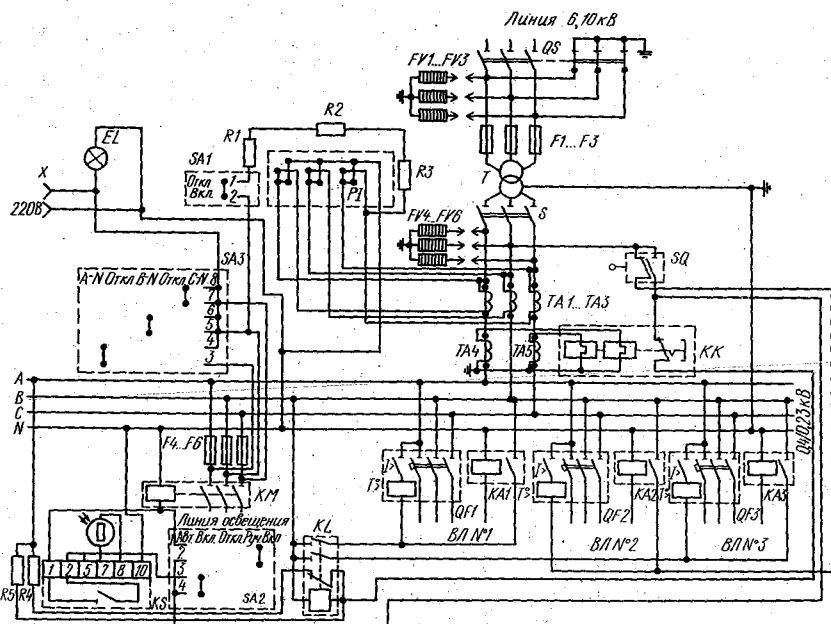


Рис. 11.11. Схема электрических соединений КТП-25 ... 160/10.

снабженными замками, силовой трансформатор. Принципиальная электрическая схема КТП 10/0,38 кВ мощностью 25 ... 160 кВ.А приведена на рисунке 11.11. РУ 10 кВ состоит из разъединителя *QS* с заземляющими ножами, устанавливаемого на ближайшей опоре линии 10 кВ, вентильных разрядников *FV1 ... FV3* для защиты оборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений на стороне 10 кВ и предохранителей *F1 ... F3*, установленных в водном устройстве высшего напряжения, обеспечивающих защиту трансформатора от многофазных к. з. Предохранители соединены соответственно с проходными изоляторами и силовым трансформатором. Остальная аппаратура размещается в нижнем отсеке (шкафу), то есть РУ 0,38 кВ. На вводе РУ 0,38 кВ установлены рубильник *S*, вентильные разрядники *FV4 ... FV6* для защиты от перенапряжений на стороне 0,38 кВ, трансформаторы тока *TA1 ... TA3*, питающие счетчик активной энергии *PI*, и трансформаторы *TA4, TA5*, к которым подключено тепловое реле *KK*, обеспечивающее защиту силового трансформатора от перегрузки. Включение, отключение и защита отходящих линий 0,38 кВ от к. з. и перегрузки осуществляются автоматическими выключателями *QF1 ... QF3* с комбинированными расцепителями. При этом для защиты линий от однофазных к. з. в нулевых проводах ВЛ N1 ... 3 установлены токовые реле *KA1 ... KA3*, которые при срабатывании замыкают цепь обмотки незави-

симого расцепителя. Реле настраиваются на срабатывание при однофазных к. з. в наиболее удаленных точках сети.

Линия уличного освещения от к. з. защищена предохранителями $F4 \dots F6$.

При перегрузке силового трансформатора размыкающие контакты теплового реле KK , шунтирующие в нормальном режиме обмотку промежуточного реле KL , размыкаются, подавая на нее через резисторы $R4$ и $R5$ напряжение. В результате срабатывания реле KL отключаются линии № 1 и 3 и выводится из работы резистор $R4$, увеличивая сопротивление в цепи обмотки реле KL . Это необходимо для ограничения до номинального значения (220 В) напряжения, подаваемого на обмотку реле KL после притягивания якоря, что связано с увеличением сопротивления обмотки реле. Защита от перегрузки срабатывает не более чем через 1,3 с при токе, составляющем 1,45 номинального тока силового трансформатора.

Линия № 2 и уличного освещения защитой от перегрузки не отключается. Автоматическое включение и отключение линий уличного освещения осуществляет фотореле KS , а при ручном управлении этой линией пользуются переключателем $SA2$. Фото-

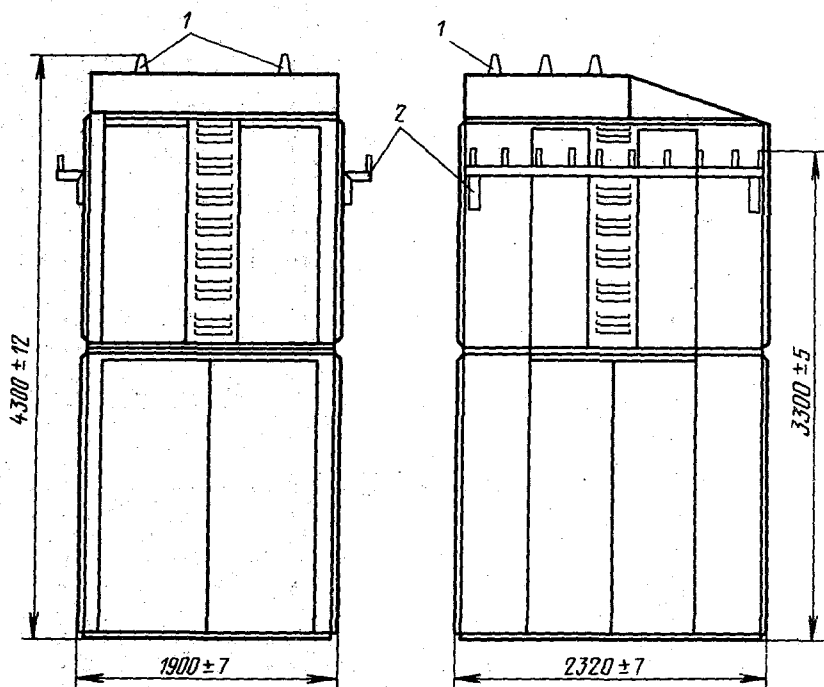


Рис. 11.12. Общий вид КТПП-B-400/10У1:

1 — проходные изоляторы 10 кВ; 2 — кронштейн для выводов 0,38 кВ.

реле и переключатель *SA2* воздействуют на обмотку магнитного пускателя *KM*.

Для поддержания нормальной температуры вблизи счетчика активной энергии *PI* в зимних условиях служат резисторы *R1 ... R3*, включаемые переключателем *SA1*.

Для контроля наличия напряжения и освещения РУ 0,38 кВ предназначена лампа *EL*, включаемая переключателем *SA3*. Напряжение измеряют переносным вольтметром, который включают в штепсельную розетку *X*, расположенную в РУ 0,38 кВ. Переключатель *SA3* позволяет измерить напряжение всех фаз.

Для предотвращения отключения рубильника под нагрузкой предусмотрена блокировка, которая работает следующим обра-

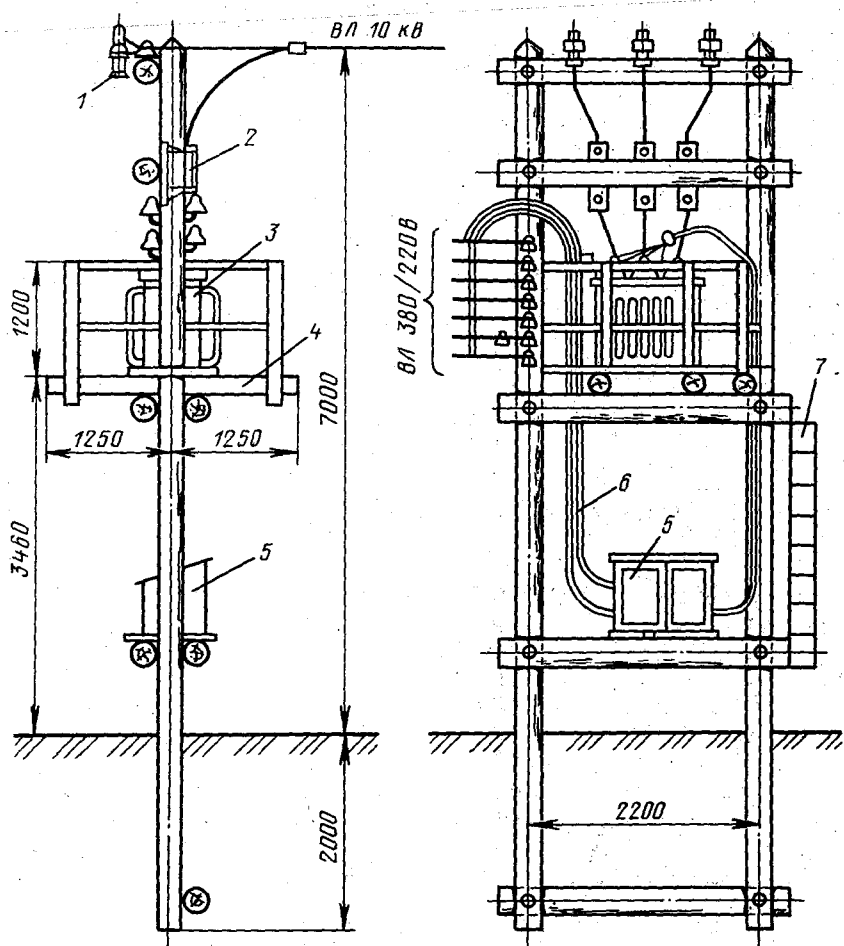


Рис. 11.13. Общий вид мачтовой ТП 10/0,38 кВ:

1 — разрядник; 2 — предохранитель; 3 — трансформатор; 4 — площадка для обслуживания; 5 — шкаф РУ 0,38 кВ; 6 — выводы линии 0,38 кВ; 7 — лестница.

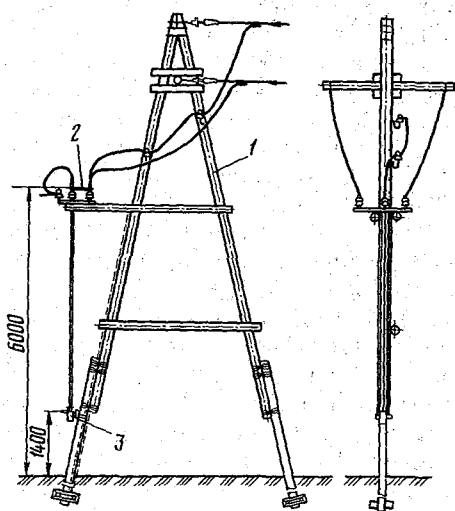


Рис. 11.14. Общий вид разъединительного пункта на напряжение 10 кВ:

1 — опора; 2 — разъединитель; 3 — привод разъединителя.

зом. При открывании панели закрытия РУ 0,38 кВ замыкающие контакты выключателя блокировки SQ, шунтирующие обмотку промежуточного реле KL, размыкаются и реле KL срабатывает, отключая автоматические выключатели линий № 1 и 3. Одновременно снимается напряжение с обмотки магнитного пускателя KM и отключается линия уличного освещения.

Размыкающие контакты выключателя блокировки SQ при этом размыкаются и отключают автоматический выключатель линии № 2 (положение контактов выключателя SQ на рисунке 11.11 показано при открытой панели, закрывающей РУ 0,38 кВ).

Предусмотрены также механические блокировки, не допускающие открывания двери вводного устройства высшего напряжения при отключенных заземляющих ножах разъединителя, а также отключения заземляющих ножей разъединителя при открытой двери вводного устройства 10 кВ. Блок-замок двери вводного устройства 10 кВ и блок-замок привода заземляющих ножей имеют одинаковый секрет. К ним имеется один ключ. Во включенном положении разъединителя ключ с привода заземляющих ножей снять невозможно. После отключения главных и включения заземляющих ножей разъединителя ключ свободно снимается с привода заземляющих ножей и им можно открыть дверь устройства ввода 10 кВ.

Для электроснабжения в первую очередь мощных производственных потребителей применяется также серия КТП 10/0,38 кВ с одним и двумя трансформаторами проходного типа КТПП и тупикового типа КТПТ мощностью 250 ... 630 и 2 (250 ... 630) кВ·А с воздушными вводами наружной установки. Конструктивно однотрансформаторные КТПП и КТПТ выполняют в виде одного блока, в котором в соответствующих отсеках размещены РУ 10 и 0,38 кВ, а также силовой трансформатор. Оболочка блока (шкаф) изготовлена из листовой стали и имеет двери для обслуживания РУ 10 кВ и 0,38 кВ. Предусмотрены блокировки для безопасного обслуживания.

Двухтрансформаторный КТП состоит из двух однотрансформаторных блоков, соединенных между собой. РУ 10 кВ КТПП

и КТПТ выполняют по схемам *а*, *б* и *г* (рис. 11.8). В частности, РУ 10 кВ КТПП мощностью 250 ... 630 кВ·А с одним трансформатором (общий вид показан на рисунке 11.12) выполнено по схеме *б* (рис. 11.8). Схема РУ 0,38 кВ в основном аналогична схеме на рисунке 11.11, однако предусматривается также вариант с установкой блоков предохранитель-выключатель вместо автоматов на отходящих линиях, число которых увеличено до четырех.

Мачтовые подстанции мощностью 25 ... 100 кВ·А монтируют на П-образной опоре, а 160 ... 250 кВ·А — на АП-образной опоре. Подстанции в большинстве случаев выполняют тупиковыми. На рисунке 11.13 показан общий вид мачтовой ТП 10/0,38 кВ. Все оборудование размещено на П-образной опоре.

Трансформатор 3 установлен на огражденной площадке 4 на высоте 3 ... 3,5 м. Напряжение к трансформатору подается через линейный разъединительный пункт и предохранители 2. Линейный разъединительный пункт (рис. 11.14) включает разъединитель с приводом, установленный на концевой опоре.

РУ 0,38 кВ (рис. 11.13) представляет собой металлический шкаф 5 брызгозащищенного исполнения с установленной внутри аппаратурой. Ввод в шкаф от трансформатора и выводы 6 к линиям 380/220 В выполнены в трубах. Для подъема на площадку 4 служит складная металлическая лестница 7, которая (в сложенном виде) так же, как дверцы шкафа и привод разъединителя, запирается на замок. Для защиты ТП от перенапряжений установлены вентильные разрядники 1.

Глава 12. СЕЛЬСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ *

В районах страны, малонаселенных и не охваченных сетями энергетических систем, сооружают небольшие электростанции постоянного действия. Они считаются сельскими, если более 50 % нагрузки составляют сельскохозяйственные потребители. Первичными двигателями на сельских станциях могут служить двигатели внутреннего сгорания либо гидравлические турбины.

Электростанции с двигателями внутреннего сгорания сооружают в качестве основного источника питания, когда потребители находятся далеко от энергетических систем, а по местным условиям не может быть сооружена гидроэлектростанция. В качестве первичных двигателей на таких станциях чаще всего применяют дизели.

Кроме дизельных электрических станций, можно сооружать станции с двигателями внутреннего сгорания, которые используют газ, получаемый в газогенераторных установках, работающих на местном твердом топливе, включая органические отходы сельскохозяйственного, деревообделочного и других производств. Однако такие станции требуют больших затрат на подготовку топлива и производство газа.

В местах, где есть гидроэнергия, целесообразно сооружать гидроэлектростанции малых мощностей. Использование потенциала небольших рек выгодно даже в районах, где есть сети энергосистем. Гидроэнергетические ресурсы малых рек в нашей стране составляют десятки миллиардов киловатт-часов. Однако первоначальная стоимость сооружения гидроэлектростанций значительно выше стоимости сооружения тепловых электростанций из-за больших объемов земляных и строительных работ. Лучшее использование водного потока обеспечивается параллельной работой гидравлических станций с тепловыми или энергосистемой.

Для выбора мощности, числа агрегатов, режимов работы электростанций необходимо знать электропотребление и максимальную нагрузку. Эти параметры могут быть получены из графиков нагрузки. Графики электрических нагрузок потребителей сельской электростанции можно строить, используя типовые суточные графики (см. главу 3). К ординатам совмещенного графика нагрузки следует прибавить потери мощности на передачу электрической энергии в линиях и трансформаторах, а также мощность собственных нужд станции.

* В написании главы 12 принимала участие кандидат технических наук, доцент Т. Б. Лещинская.

Рис. 12.1. Суточный график нагрузки генераторов электростанций:

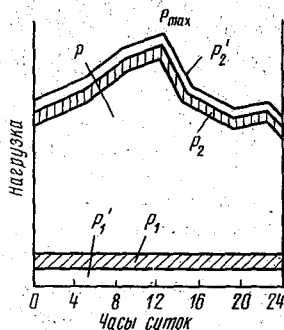
P_1 — постоянные потери; P_2 — переменные потери; P_1' — постоянный расход на собственные нужды; P_2' — переменный расход на собственные нужды.

График нагрузки генератора, приведенный на рисунке 12.1, получен следующим образом. На совмещенном графике нагрузок откладывают постоянные потери мощности в трансформаторах P_1 и постоянную слагающую мощности, расходуемой на собственные нужды, P_1' .

Над кривой нагрузки откладывают потери в обмотках трансформатора P_2 , соответствующие нагрузке, а над ними — переменную составляющую мощности собственных нужд P_2' .

Разделив ординаты этого графика на КПД генератора, можно получить суточный график нагрузки первичных двигателей.

На основе сезонных суточных графиков в предположении, что каждый из них сохраняется неизменным определенное число дней в году, строят годовой график нагрузки по продолжительности (см. главу 3), необходимый для определения годовой выработки электрической энергии, годового расхода топлива и других технико-экономических показателей работы электростанции.



12.1. ДИЗЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ В КАЧЕСТВЕ ОСНОВНОГО ИСТОЧНИКА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Дизельные электрические станции (ДЭС) применяют в качестве основного источника электроснабжения потребителей в районах, удаленных от сетей энергосистем. Как правило, это стационарные установки. Местоположение и мощность дизельной электростанции определяются схемами развития электрических сетей и энергосистем района строительства ДЭС.

В состав стационарных дизельных электростанций входят следующие основные элементы и системы: дизель-электрический агрегат, топливное хозяйство, хозяйство смазочных масел, система выхлопа, воздухоочистительная система, щит управления, аккумуляторное хозяйство и распределительное устройство низкого напряжения.

Все элементы и основные системы стационарных ДЭС размещают в негорюемых зданиях, выполненных из кирпича или железобетонных блоков. Повышающую подстанцию и распределительное устройство высокого напряжения в соответствии с рекомендациями действующих норм технологического проектирования

ния можно располагать на открытом воздухе, рядом со зданием электростанции.

В дизельных электростанциях сельскохозяйственного назначения используют преимущественно четырехтактные дизели. Число цилиндров дизелей колеблется от 2 до 12, в зависимости от типа и конструкции дизеля.

С повышением частоты вращения масса дизеля уменьшается, но одновременно возрастают силы инерции и трения, что приводит к более быстрому износу деталей.

Дизели агрегатов и станций выполняют с различными системами охлаждения: воздушной, водовоздушной (радиаторной), водоводяной (двухконтурной).

Дизели комплектуются синхронными генераторами трехфазного переменного тока с горизонтальным расположением вала. Генераторы изготавливают на номинальное напряжение 0,23, 0,4, 6,3 и 10,5 кВ. Обмотки статора у генераторов напряжением 0,23 и 0,4 кВ имеют нулевую точку, соединяемую с нулевым проводом электрической сети.

Синхронные генераторы ДЭС могут иметь машинную и статическую систему возбуждения.

У генераторов с машинной системой возбуждения в качестве возбудителя используется генератор постоянного тока, связанный с валом генератора ременной передачей или муфтой. Машинный возбудитель усложняет конструкцию генератора, увеличивает его размеры и массу; кроме того, коллектор и щетки имеют повышенную повреждаемость. Статическая система возбуждения генератора состоит из неподвижных элементов (силового трансформатора, выпрямителей и т. д.) и преобразует переменный ток на выводах генератора в постоянный для питания обмотки возбуждения и регулирования напряжения генератора. Достоинство статической системы возбуждения заключается в отсутствии вращающихся частей, высокой механической прочности конструкций, надежности и высокой точности регулирования напряжения ($\pm 3\%$), невысоких эксплуатационных затратах. На сельских электрических станциях применяют обе системы возбуждения.

Электромашинные возбудители генератора сельских электрических станций изготавливают на напряжение от 20 до 130 В, а их мощность составляет до 5 % мощности генератора.

Генераторы мощностью более 150 кВ·А снабжают устройствами форсировки возбуждения, обеспечивающими увеличение напряжения при коротких замыканиях, а также устойчивость при параллельной работе генераторов.

Автоматическое регулирование напряжения на сельских электрических станциях выполняют также при помощи компаундирования возбуждения генераторов (см. главу 10).

Обычно на электростанции устанавливают несколько агрегатов, так как нагрузка постоянно меняется. При одновременном

включении нескольких генераторов предусматривается их параллельная работа, что обеспечивает большую надежность электрооборудования, повышает эксплуатационные показатели и качество отпускаемой электроэнергии. На параллельную работу генераторы обычно включают методом самосинхронизации.

Мощность ДЭС выбирают по максимальной нагрузке станции $P_{\max}$ (рис. 12.1). При этом общая мощность выбранных агрегатов должна быть больше $P_{\max}$. Перегрузка агрегатов автономно работающей электростанции по мощности недопустима, так как влечет за собой снижение частоты переменного тока.

Номинальная мощность генераторов P_g должна быть больше максимальной нагрузки генераторов электростанции $P_{\max}$ или равняться ей:

$$P_g \geq P_{\max}.$$

Мощность на зажимах генераторов

$$P_g = \sum_1^n P_e \eta_{\text{ген}} \eta_{\text{пер}},$$

где n — число агрегатов станции; P_e — эффективная мощность двигателя по паспорту; $\eta_{\text{ген}}$ — КПД генератора; $\eta_{\text{пер}}$ — КПД передачи (при ременной передаче с вала двигателя на генератор).

Правила технической эксплуатации рекомендуют при непрерывной работе дизеля свыше 24 ч снижать нагрузку для четырехтактного дизеля до 90 %, а двухтактного — до 85 %.

В соответствии с этим мощность на зажимах генератора

$$P'_g = 0,9 P_g \eta_{\text{ген}} \eta_{\text{пер}}.$$

В основу выбора числа агрегатов z_p дизельной электрической станции положены экономические соображения. Мощность агрегата не должна более чем в 2 раза превышать минимальную нагрузку суточного графика. Число агрегатов (округляемое до целого) определяют по формуле

$$n = P_{\max} / (0,9 P_g). \quad (12.1)$$

К числу агрегатов, определенных по формуле (12.1), должны быть добавлены резервные агрегаты, число которых составляет:

$$n_p = B_p n / (0,8 M_p), \quad (12.2)$$

где B_p — продолжительность всех видов ремонтов дизеля, в том числе и капитального, за период моторесурса, ч; M_p — моторесурс дизеля по данным завода-изготовителя, ч.

Электрические схемы дизельных электрических станций различаются в зависимости от мощности агрегатов и назначения станций.

Рекомендуется применять упрощенные главные схемы электрических соединений с минимальным числом выключателей. При наличии потребителей электроэнергии, расположенных от элек-

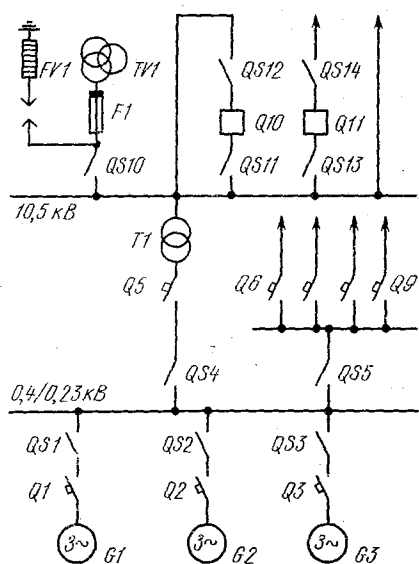


Рис. 12.2. Электрическая схема дизельной электростанции мощностью 400 ... 1200 кВт.

тростанции в пределах до 1 км, их питание осуществляют на напряжении 380 В и на станциях применяют генераторы напряжением 400 В. При небольшом числе потребителей и их малой мощности на станции устанавливают один генератор. Однако, как правило, для обеспечения более высокой надежности электроснабжения следует применять схему с двумя генераторами, работающими раздельно каждый на свою секцию шин.

При установке двух генераторов секции шин соединяют секционным автоматическим выключателем. При необходимости передачи электроэнергии от генераторов электростанции 400 В на значительное расстояние, например для питания удаленного отделения совхоза, к низковольтным шинам через автоматический выключатель присоединяют повышающий трансформатор 0,4/10 кВ (рис. 12.2).

Для электростанций, расположенных на значительных расстояниях (до 20 км) от потребителей и имеющих мощность порядка 4 ... 5 тыс. кВт, выбирают генераторы на напряжение 6,3 или 10,5 кВ.

Для более экономичной работы электростанции и повышения надежности электроснабжения потребителей применяют связь с другими станциями. Как правило, линию связи выполняют на напряжение 35 кВ, для чего на электростанциях устанавливают трансформаторы 6 ... 10/35 кВ. Генераторы станции присоединяют к шинам через высоковольтные выключатели и разъединители, отходящие линии напряжением 6 ... 10 кВ защищают предохранителями. Повышающий трансформатор соединяют с шинами 6,3 ... 10,5 и 35 кВ выключателями соответствующих напряжений. Выключатель 35 кВ необходим при авариях на линии связи и при ревизиях и ремонтах трансформатора 6,3 ... 10,5/35 кВ.

Питание собственных нужд для ДЭС с генераторами 0,4 кВ осуществляют с шин генераторного напряжения, для ДЭС с генераторами 6,3 ... 10,5 кВ — от трансформаторов собственных нужд.

Систему шин собственных нужд рекомендуется принимать одинарной секционированной, при этом каждая секция должна иметь

резервное питание (от резервного трансформатора или от соседних секций).

Присоединение основного и резервного электродвигателей ответственных механизмов должно предусматриваться, как правило, к разным секциям шин собственных нужд. В цепях электродвигателей собственных нужд независимо от их мощности в качестве защитных аппаратов следует устанавливать автоматы.

Выключателями главной схемы электрических соединений управляют с главного щита, а выключателями отходящих линий 10 кВ — со шкафов КРУ. Управление электрическими агрегатами электростанции может быть автоматическим, полуавтоматическим и ручным.

Оперативный ток для питания устройств управления, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений и собственных нужд станции принимают переменным или постоянным.

Для ДЭС мощностью 3500 кВт и выше предусматривается система автоматического обнаружения пожара. Для питания оперативных цепей и цепей аварийного освещения на таких станциях должна быть предусмотрена аккумуляторная батарея напряжением 220, 110 и 24 В.

Объемы топлиохранилища и маслохранилища следует принимать для месячного запаса топлива и масла, а на электростанциях в глубинных районах — для запаса, необходимого на время бездорожья или на межнавигационный период.

На электростанциях применяют следующие системы охлаждения агрегатов: прямоточную оборотную с водохранилищем, оборотную с воздушными охладителями или градирнями и комбинированную. Применение любой из них должно быть обосновано расчетами.

Для машинного зала следует предусмотреть дежурное отопление с расчетной внутренней температурой воздуха не ниже $+8^{\circ}\text{C}$. Отопление служебно-бытовых и вспомогательных производственных помещений предусматривается согласно соответствующим санитарным нормам.

Задачи изменения режимов работы и наиболее экономичного использования дизель-электрических агрегатов решаются при помощи их автоматизации. Различают три степени автоматизации дизель-электрических агрегатов (см. главу 10).

Дизель-агрегаты, используемые в сельском хозяйстве как основные источники энергии, имеют первую или вторую степень автоматизации.

Рассмотрим устройство дизельной автоматизированной электростанции мощностью 1890 кВт с тремя дизелями Г73 по типовому проекту 407-1-75, выполненному институтом «Сельэнергопроект».

Станция предназначена для работы в качестве основного изолированного источника электроснабжения. На станции установ-

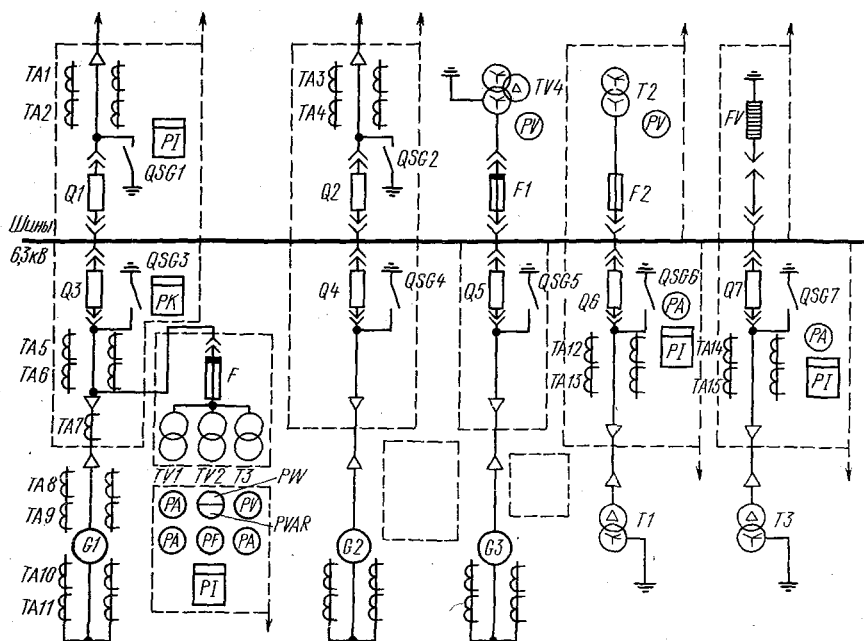


Рис. 12.3. Электрическая схема соединений дизельной электростанции мощностью 1890 кВт.

лены три дизель-электрических агрегата ДГ-73-6300 (дизель Г73, генератор СГД 15-41-16) мощностью 630 кВт каждый, напряжением 6,3 кВ, автоматизированных по первой степени, работающих параллельно на сборные шины генераторного напряжения (рис. 12.3).

Дизель — четырехтактный, нереверсивный, вертикальный, с рядным расположением цилиндров, газотурбинным поддувом и охлаждением наддувочного воздуха. Он имеет следующие данные:

Номинальная мощность, кВт	698
Номинальная частота вращения, мин ⁻¹	375
Число цилиндров	6
Удельный расход топлива при номинальной мощности, г/(кВт·ч)	214
Удельный расход смазочного масла, г/(кВт·ч)	5,04
Способ пуска дизеля	Сжатым воздухом
Давление пускового воздуха, МПа	3
Вместимость пусковых баллонов, л	400 (1 баллон)
Срок работы дизеля до капитального ремонта, ч	40 000
Срок работы дизеля до первой переборки, ч	4000

Главная схема электрических соединений предусматривает возможность установки повышающих трансформаторов.

Распределительное устройство 6 кВ внутренней установки собирают из шкафов типа КРУ2-6П. Потребители собственных нужд получают электроэнергию от двухтрансформаторной подстанции 2×160 кВ·А.

Схема охлаждения дизелей принята оборотной, двухконтурной, с использованием градирни в качестве охладителя. Месячный запас дизельного топлива хранится в двух металлических резервуарах вместимостью 100 м³ каждый.

Постоянное отопление вспомогательных помещений ДЭС обеспечивается от наружной тепловой сети. Теплоноситель — вода. Отопление машинного зала — воздушное. В здании ДЭС предусматривается механическая и естественная приточно-вытяжная вентиляция. Производственно-противопожарное водоснабжение осуществляется от местного источника, выбираемого при привязке проекта. Стоки сбрасываются в местную сеть канализации. Здание дизельной электростанции имеет несущие стены из кирпича. Покрытие здания — из сборных железобетонных плит по сборным железобетонным балкам. Фундаменты под стены — из сборных бетонных блоков, под оборудование — монолитные бетонные и железобетонные.

Удельный расход топлива с учетом КПД генератора 0,93 составляет 243 г/(кВт·ч).

Для рассматриваемой ДЭС число машино-часов m , определяемое из годового графика нагрузок по продолжительности, зависит от числа часов использования установленной мощности T следующим образом:

m	4500	5000	5400
T	2500	3000	3500

При использовании установленной мощности 2500, 3000, 3500 ч в год удельный расход топлива соответственно равен 281,9, 275,7 и 269,4 г/(кВт·ч).

Часовой расход масла на дизель составляет 3,5 кг/ч.

Для пуска дизеля используется сжатый воздух, хранящийся в баллоне вместимостью 400 л. При начальном давлении пускового воздуха в баллоне 3 МПа обеспечивается не менее 6 последовательных пусков дизеля. Минимальное давление пускового воздуха, обеспечивающее пуск холодного дизеля, составляет 1,2 МПа.

Пусковые баллоны пополняют воздухом при помощи двух электрокомпрессоров, из которых один рабочий, другой резервный.

Выхлопные газы от дизеля отводятся через выхлопной трубопровод и выхлопную трубу высотой не менее 12 м.

При числе часов использования установленной мощности 2500 в год себестоимость электроэнергии составляет 3,3 коп. за 1 кВт·ч.

Главной схемой электрических соединений ДЭС предусматриваются параллельная работа трех дизель-электрических агрегатов с генераторами СГД-15-41-16 мощностью 630 кВт каждый на сбор-

ные шины генераторного напряжения 6,3 кВ и возможность ввода двух повышающих трансформаторов. Генератор СГД-15-41-16 — синхронный, дизельный, трехфазный, горизонтального исполнения, с самовентиляцией, частота вращения — 375 мин^{-1} , коэффициент мощности — 0,8, напряжение — 6,3 кВ, ток статора — 72,5 А, частота — 50 Гц, ОКЗ — 1,1, КПД — 93 %.

Возбуждение генератора осуществляется от электромашинного возбудителя типа ПВА-81, а автоматическое регулирование напряжения — электромагнитным регулятором напряжения типа РНА-60.

Регулятор обеспечивает поддержание постоянства напряжения на выходах генератора при его холостом ходе и всех нагрузочных режимах, а также форсировку возбуждения при коротких замыканиях и самосинхронизации.

Возбуждение генератора можно регулировать также вручную при помощи шунтового реостата. Для гашения поля возбудителя предусмотрено гасительное сопротивление в цепи обмотки возбуждения возбудителя. На параллельную работу генератор включается методом автоматической синхронизации. Распределительное устройство 6 кВ принято типа КРУ2-6П с масляными выключателями ВМП-10П со встроенным приводом. От атмосферных перенапряжений оборудование защищено вентильными разрядниками РВП-6. Для питания цепей напряжения измерительных приборов, а также контроля изоляции применяется трансформатор напряжения НТМИ-6. Шины 0,4 кВ распределительного устройства собственных нужд секционированы. Для питания цепей управления масляными выключателями и сигнализацией в РУ 6 кВ предусмотрен силовой трансформатор.

Для генераторов и трансформаторов предусмотрены защиты в соответствии с ПУЭ. Для защиты линий 0,38 кВ от всех видов замыканий, включая и однофазные, применяются максимальные расцепители автоматов.

Дизель оборудован технологическими защитами, действующими на отключение генератора, остановку агрегата и сигнал при параметрах, превышающих нормированные. В соответствии с нормами выполняют заземления. Здание ДЭС относится к третьей категории молниезащиты, и специальных молниезащитных мероприятий не требуется.

Металлические баки с топливом присоединяют к общему заземляющему устройству и в двух местах — к очаговым заземлителям с импульсным сопротивлением растеканию тока не более 50 Ом.

12.2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Гидравлические электрические станции (ГЭС) имеют ряд преимуществ по сравнению с тепловыми. Себестоимость вырабатываемой на них электроэнергии ниже, чем на тепловых

станциях. Расход электроэнергии на собственные нужды во много раз меньше, пуск и набор нагрузки на гидрогенератор происходят в течение нескольких минут, кроме того, ГЭС используют возобновляемые природные ресурсы.

К недостаткам ГЭС относятся высокая стоимость и длительные сроки их сооружения, дополнительные затраты на возможное переселение жителей с затопляемых земель, на подготовку ложа водохранилища, на ирригационные сооружения, а также ущерб, наносимый затоплением сельскохозяйственных угодий.

Для сельских ГЭС характерны небольшие мощности. На начальной стадии развития сельской электроэнергетики в стране было построено много сельских электростанций на мелких реках. При переводе сельского хозяйства на электроснабжение от государственных энергетических систем число сельских ГЭС уменьшилось во много раз.

Однако при планировании дальнейшего развития электроэнергетики следует усилить внимание к использованию возобновляемых источников энергии. Применение гидравлических электрических станций малой мощности становится необходимым. Строительству сельских ГЭС способствует тот факт, что значительно усовершенствована технология серийного изготовления железобетонных изделий сложных форм и решена проблема их транспортировки. Гидравлическая электростанция состоит из гидравлической турбины, синхронного генератора трехфазного тока и повышающего трансформатора, если энергия распределяется на повышенном напряжении.

У сельских ГЭС мощностью до 60 кВт, питающих потребители в радиусе 0,5 ... 1 км, целесообразно распределять энергию на генераторном напряжении (обычно 400 В).

Иногда гидравлические турбины сельских ГЭС имеют номинальную частоту вращения значительно ниже, чем у синхронного генератора. При этом на ГЭС мощностью до 120 кВт турбина соединяется с генератором через промежуточную связь (например, редуктор). На ГЭС мощностью выше 120 кВт турбину с генератором размещают на одном валу.

Сельские ГЭС относятся в основном к низконапорным, исключение составляют ГЭС, построенные на горных реках. На низконапорных сельских ГЭС применяют осевые, радиально-осевые и поворотно-лопастные турбины, которые обладают более высоким КПД на большом диапазоне нагрузки. Мощность (кВт), развиваемая турбиной,

$$N = 9,81\eta QH, \quad (12.3)$$

где η — коэффициент полезного действия турбины; Q — расход воды через турбину, м³/с; H — напор, м.

Рабочая характеристика турбины представляет собой зависимость ее η от нагрузки $\eta = f(P)$ при постоянном напоре и постоянной частоте вращения.

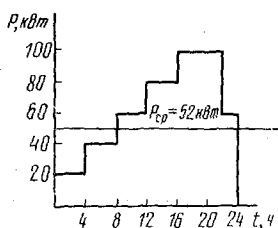


Рис. 12.4. Суточный график нагрузки гидроэлектростанции.

По выражению (12.3) можно получить расходную характеристику турбины, используя имеющуюся рабочую. Расходная характеристика дает зависимость расхода воды через турбины от нагрузки $Q = f(P)$ при $H = \text{const}$ и $n = \text{const}$.

В эксплуатационных условиях напор на турбине не остается постоянным, так как с изменением нагрузки, а следовательно, и расхода воды через турбину меняются отметки верхнего и нижнего бьефов. На низконапорных сельских ГЭС в процессе работы напор меняется в пределах от 10 до 20 %. Особенно велики изменения напора в паводковые периоды. При изменении напора меняются режим работы турбины, ее частота вращения, расход воды и мощность.

Уменьшение рабочего напора, а следовательно, и потери энергии водотока обуславливаются снижением верхнего и повышением нижнего уровней бьефа, зависящими в основном от вместимости водохранилища, расхода реки и расхода через турбину. Напор изменяется относительно медленно, и поэтому в ряде случаев при рассмотрении отдельных периодов работы турбины отметка верхнего бьефа может быть принята постоянной.

Потери напора ΔH в водоподводящих сооружениях зависят от расхода воды Q и составляют обычно 1 ... 2 %, иногда до 4 ... 5 %. Основные потери напора на низконапорных ГЭС — это потери в нижнем бьефе, составляющие на сельских ГЭС около 10 %, а в отдельных случаях 15 ... 20 %.

Оптимальный режим работы турбины ожидается при максимальном значении произведения $H\eta$:

$$Q/P = 1/(9,81H\eta). \quad (12.4)$$

Возможная выработка энергии гидроэлектростанции за определенный период — величина переменная, зависящая от расхода воды в реке. Мощность водотока даже при постоянном напоре H непостоянна. Из-за несоответствия расхода воды в реке за тот или иной период требуемому количеству энергии необходимо регулировать сток реки, то есть накапливать воду в период с небольшой нагрузкой, чтобы в дополнение к естественному стоку реки израсходовать этот запас в период, когда нагрузка увеличивается.

Различают следующие основные виды регулирования стока: суточное, сезонное, годовое и многолетнее.

Суточное регулирование стока заключается в следующем. Расход воды в реке в течение суток, как правило, меняется незначительно, и при работе в соответствии с водным режимом реки мощность на шинах гидроэлектростанций также постоянна. Но нагрузка

гидростанции в течение суток колеблется. Таким образом, в некоторую часть суток ГЭС может не располагать мощностью, необходимой для обеспечения потребителей, а в другую часть суток на ГЭС может оказаться излишек воды, которую придется сбрасывать через холостой водосброс помимо турбин.

Пример изменения нагрузки ГЭС за сутки показан на рисунке 12.4. Из графика видно, что нагрузка ГЭС в течение суток имеет максимум 100 кВт с 16 до 22 ч. Площадь графика нагрузки есть необходимое потребителям суточное количество электрической энергии (кВт·ч).

Разделив суточное потребление электроэнергии (площадь графика нагрузки) на 24 ч, получим среднесуточную мощность, равную 52 кВт.

На графике нагрузки значение среднесуточной мощности ГЭС по водотоку представляет горизонтальную линию, параллельную оси абсцисс. Площадь, ограниченная этой прямой, выражает суточную выработку ГЭС по водотоку — 1072 кВт·ч. Нетрудно видеть, что при изолированной работе ГЭС не в состоянии обеспечить потребителей энергией, дефицит которой составит $1520 - 1072 = 448$ кВт·ч в сутки. Однако мощность ГЭС с 24 до 8 ч больше потребной мощности, и ГЭС в это время не использует всего расхода воды.

Если при ГЭС имеется водохранилище, то в периоды избытка мощности в нем можно накапливать воду, а в периоды недостатка сбрасывать созданный запас. Перераспределение суточного расхода реки позволяет увеличить мощность ГЭС во время максимальной нагрузки и таким образом улучшить условия электрообеспечения потребителей.

Суточное регулирование позволяет повысить мощность ГЭС в часы максимума нагрузки.

Для осуществления суточного регулирования требуется водохранилище относительно небольшой вместимости.

Сезонное регулирование стока осуществляется, если объем водохранилища позволяет сохранить воду в паводковые периоды года (весной и в летне-осенний период) и расходовать ее в период маловодья.

Годовое регулирование стока обеспечивается, если весь паводковый сток задерживается в водохранилище и расходуется в остальную часть года.

Многолетнее регулирование служит для выравнивания стока на протяжении ряда лет. Это достигается задерживанием в водохранилище стока многоводных лет и пополнением им стока в маловодные периоды. Это наиболее совершенный вид регулирования, но он требует сооружения водохранилищ наибольшего объема.

ГЭС могут работать изолированно в местах, удаленных от районных энергосистем, а также в районах, связь которых с энергосистемами затруднена природными условиями (горные, труднодоступные районы и др.).

Мощность изолированно работающей ГЭС выбирают, исходя из энергетических возможностей используемого водотока, условий электроснабжения потребителей и других местных условий рассматриваемого района. При сооружении изолированной ГЭС принимают одно из двух решений: либо ограничивают потребление энергии в соответствии с малыми расходами воды в реке и все сезонные излишки воды сбрасывают вхолостую, либо увеличивают потребление, допуская при этом неполное удовлетворение потребителей электроэнергией в маловодные периоды года, что, конечно, нежелательно.

Для лучшего обеспечения потребителей электрической энергией и улучшения работы гидростанции она должна работать параллельно с тепловой электростанцией или энергосистемой. Тепловая станция, объединенная с одной или несколькими гидростанциями в местную энергетическую систему, вырабатывает энергию в то время, когда энергии гидростанции недостаточно для обеспечения потребителей.

Если установленную мощность ГЭС выбрать больше в многоводное время года, гидростанция может выработать дополнительное количество электроэнергии. В это время нет необходимости в работе тепловой станции. Тепловая станция обычно включается в работу в маловодный сезон, когда расход воды в реке не обеспечивает нужного количества электроэнергии. Кроме того, низконапорные ГЭС останавливаются из-за подъема воды в нижнем бьефе во время половодья, и эту особенность следует учитывать при выборе мощности гидравлической и тепловой станций. Период половодья длится от 2 до 4 недель. Таких проблем не возникает на высоконапорных ГЭС горных рек, которые могут обеспечить потребителей необходимым количеством электроэнергии без участия тепловых станций.

Местные энергосистемы целесообразно создавать и при наличии одних гидростанций. Следует присоединять гидростанции к крупным государственным энергетическим системам в тех случаях, когда они близко расположены. При этом можно увеличивать установленную мощность.

12.3. ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Для районов, удаленных от сетей мощных энергосистем, энергия ветра может служить источником электроснабжения. Основная причина недостаточного применения ветроэлектрических станций (ВЭС) заключается в низком качестве вырабатываемой электроэнергии, обусловленном неравномерностью ветрового напора как за короткие промежутки времени, так и за длительные, исчисляемые часами, сутками и месяцами. Это приводит к значительным колебаниям мощности, отдаваемой потребителям. Пульсация ветра вызывает колебания частоты вращения ветроколеса, что в свою очередь, влечет за собой колебания

напряжения и частоты переменного тока. Для ВЭС применяют специальные устройства, аккумулирующие в той или иной степени энергию ветра, а также регуляторы напряжения и частоты вращения. Это позволяет снабжать потребителей электроэнергией для освещения и электропривода. При длительных провалах скоростей ветра потребитель должен получать питание от резервного источника. Наиболее эффективна параллельная работа ВЭС с ГЭС и ДЭС.

В случае сооружения ВЭС, присоединяемой к сети ГЭС, можно увеличить расчетный расход и мощность ГЭС при неизменных условиях обеспеченности потребителей электроэнергией. Работа ВЭС в системе тепловых электростанций позволяет экономить топливо и может быть эффективна в некоторых сельскохозяйственных районах Средней Азии, Казахстана и на юго-востоке европейской территории страны.

Для очень малых нагрузок порядка сотен ватт или единиц киловатт, например в отгонном животноводстве, ветроэлектростанции находят применение.

Глава 13. РЕЗЕРВНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

13.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Потребители электроэнергии, отнесенные к первой категории по надежности электроснабжения, должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников (см. гл. 2). При этом можно использовать как сетевое, так и местное резервирование. В последнем случае в качестве резервного источника для сельскохозяйственных объектов наиболее часто применяют дизельные электростанции (ДЭС).

Резервные электростанции имеют важное преимущество перед сетевым резервированием по воздушным электрическим линиям, являясь действительно независимым вторым источником питания. Сетевое резервирование, особенно в условиях повышенных гололедно-ветровых нагрузок, полностью не устраняет перерывы в подаче электроэнергии. В районах с тяжелыми климатическими условиями резервные электростанции эффективно применять совместно с сетевым резервированием, а в ряде случаев их можно использовать также для потребителей второй категории. Поэтому в соответствии с Методическими указаниями «Сельэнергопроекта» (РУМ, сентябрь 1986 г.) автономные (местные) источники резервного питания предусматривается устанавливать для электроприемников первой категории, а также для электроприемников второй категории, не допускающих перерыва в электроснабжении длительностью более 0,5 ч независимо от наличия резервного питания по электрическим сетям.

Можно отметить, что резервные электростанции получили широкое распространение в сельскохозяйственных районах многих зарубежных стран.

Резервные электростанции в соответствии с их назначением работают только при перерывах в электроснабжении от основных источников питания. Длительность перерывов в электроснабжении при питании потребителей от сельских электрических сетей даже при неблагоприятных условиях не превышает обычно 150 ... 200 ч в год. Фактически резервные электростанции могут работать еще меньшее время из-за несовпадения перерывов в электроснабжении и технологических процессов сельскохозяйственного производства, так как это влияет на режим и график работы станций. Поэтому с точки зрения продолжительности работы резервных электростанций можно говорить об определенном недоиспользовании оборудования. Для уменьшения этого недостатка и повышения эффективности использования станций на аварийный период вводят принудительный график электропотребления путем отключения неотвественных потребителей. При этом в простейшем варианте мощность резервной электростанции можно выбирать

исходя только из нагрузки первой категории (на сельскохозяйственных объектах, отнесенных к первой категории по надежности электроснабжения, только часть приемников электроэнергии может относиться к первой категории, остальные являются нагрузкой второй и третьей категорий). Целесообразно также, как указывалось в гл. 2, сдвигать по времени технологические процессы, чтобы обеспечить большую продолжительность работы резервной электростанции в ряде случаев при меньшей ее мощности.

13.2. ПЕРЕДВИЖНЫЕ И СТАЦИОНАРНЫЕ РЕЗЕРВНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Промышленность выпускает достаточно большое количество передвижных и стационарных ДЭС, которые можно использовать в качестве резервных. Основным элемент передвижных и стационарных ДЭС — дизель-генератор, собранный на общей сварной раме. Первичный двигатель — дизель и генератор обычно соединены между собой жесткой муфтой. Станции оснащают синхронными генераторами с машинной или статической системой возбуждения. В первом случае генератор постоянного тока, используемый в качестве возбудителя, соединяют с валом основного генератора текстропной (ременной) передачей или фланцем. Мощность возбудителя обычно составляет 1,5 ... 2,5 % номинальной мощности синхронного генератора. Во втором случае система возбуждения, состоящая из статических (неподвижных) элементов — силового трансформатора, выпрямителей и т. д., преобразует переменный ток на выводах генератора в постоянный для питания обмотки возбуждения и регулирования напряжения генератора.

В состав оборудования ДЭС входят также: системы охлаждения дизеля с насосами, баками и трубопроводами; системы питания топливом дизеля с топливными баками, насосами и трубопроводами; системы смазки дизеля с масляными баками, масляными радиаторами, насосами и маслопроводами; системы запуска дизеля с электрическим стартером, аккумуляторной батареей и зарядным генератором или воздушными баллонами, компрессором, пусковыми клапанами и трубопроводами; системы подогрева дизеля с подогревателями, лампами и змеевиками для подогрева, отопительно-вентиляционными установками; щиты управления, защиты и сигнализации, щиты распределения электроэнергии от станции к потребителю, аккумуляторная батарея с выпрямителями для ее подзаряда, которая служит для запуска дизеля и питания постоянным током схем управления, сигнализации, цепей возбуждения.

По конструктивному исполнению ДЭС разделяют на стационарные и передвижные.

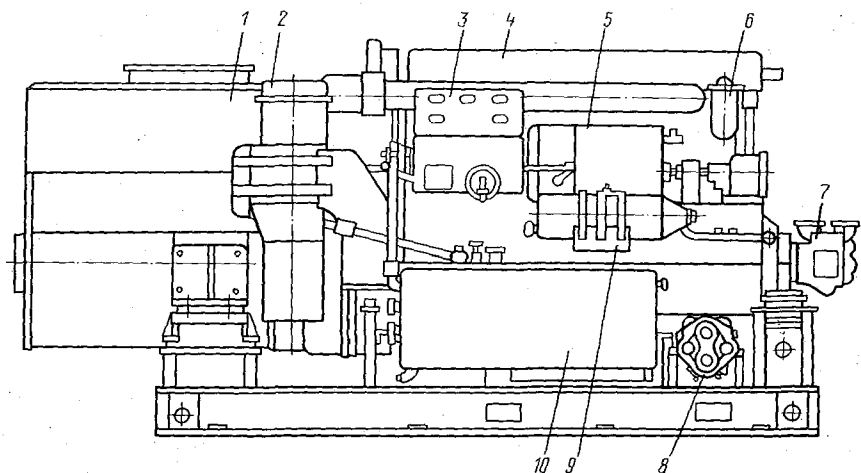


Рис. 13.1. Общий вид автоматизированной электростанции типа АСДА-100
 1 — генератор; 2 — воздухоочиститель; 3 — щиток местного управления дизелем; 4 — дизель; 5 — топливный насос; 6 — топливный фильтр; 7 — водяной насос внешнего контура; 8 — пневмомаслопрокачивающий агрегат; 9 — масляный фильтр; 10 — расходный масляный бак.

Стационарные станции предназначены для работы в закрытых помещениях с температурой окружающего воздуха от $+8$ до $+40^{\circ}\text{C}$. Помещения для стационарных станций должны быть огнестойкими, иметь приточную вентиляцию и отопительную систему. Все основное и вспомогательное оборудование размещают так, чтобы обеспечить к нему доступ, а также иметь место для ремонтной зоны (для выемки при ремонте поршней, датчиков, расчленения дизеля и т. д.). Дизель-генератор устанавливают на бетонный горизонтальный фундамент, который для предотвращения резонансных колебаний не должен быть связан со стенами здания и фундаментами других агрегатов. На рисунке 13.1 показан общий вид стационарной ДЭС типа АСДА-100 (без щита управления).

Для нормальной эксплуатации помещение станции, кроме естественного освещения, оборудуется искусственным, а также своим защитным заземлением. Шкафы и панели управления, сигнализации, защиты и распределения электроэнергии устанавливают так, чтобы обеспечить свободный доступ к аппаратуре и возможность наблюдения за кабелями.

Передвижные станции предназначены для работы на открытом воздухе при температуре от -50 до $+40^{\circ}\text{C}$, они должны иметь защиту от атмосферных воздействий и обеспечивать работу в условиях вибрации и тряски. Размещают их на автомобильном прицепе, в кузове автомобиля или в закрытом вагоне. Передвижные станции следует использовать в первую очередь для сокращения продолжительности перерывов в электроснабжении при ремонтах,

реконструкции или плановых отключениях электрических сетей. Их применение целесообразно в тех случаях, когда длина сети невелика, а вероятная продолжительность восстановления участков сети относительно большая. При нарушениях работы магистральных участков электрических линий передвижную электростанцию целесообразно подключать через передвижную подстанцию (их обычно устанавливают на двухосном автомобильном прицепе) к неповрежденному участку линии напряжением 10 кВ или непосредственно к шинам 0,38 кВ ТП. При нарушениях работы линий 0,38 кВ электростанцию подключают к распределительным щитам потребителя.

По уровню автоматизации различают станции первой, второй и третьей степеней автоматизации.

Первая степень обеспечивает автоматическое поддержание номинального режима работы (в том числе без обслуживания и наблюдения не менее 4 ч) после пуска и принятия нагрузки дизель-электрическими агрегатами. При этом обеспечиваются аварийно-предупредительная сигнализация и защита, а также автоматический подзаряд стартерных аккумуляторных батарей и автоматическое наполнение топливных баков.

Вторая степень автоматизации включает автоматику первой степени и устройства для дистанционного и автоматического управления дизель-электрическими агрегатами — пуск, синхронизация при параллельной работе, принятие нагрузки, останов, контроль за работой, поддержание неработающего дизеля в прогретом состоянии. При этом обеспечивается срок необслуживаемой работы не менее 16 ч для агрегатов мощностью до 100 кВт и 24 ч свыше 100 кВт.

Третья степень автоматизации включает автоматику второй степени и дополнительные устройства для управления дизель-электрическими агрегатами — пополнение топливных и масляных баков, подзаряд всех аккумуляторных батарей и пополнение воздушных баллонов, заданное распределение активных и реактивных нагрузок при параллельной работе, управление вспомогательными агрегатами. При этом срок необслуживаемой работы не менее 150 ч для агрегатов мощностью до 100 кВт и 240 ч свыше 100 кВт.

ДЭС второй и третьей степеней автоматизации имеют также аварийно-предупредительную сигнализацию при достижении предельных значений температуры воды, масла, воздуха, давления масла, расхода и уровня жидкости, частоты вращения и т. д.

В зависимости от мощности и типа генератора и степени автоматизации станции применяют различные типы щитов управления и распределения энергии, предназначенные для управления, контроля за работой, защиты, включения на параллельную работу и распределения электроэнергии станции.

В частности, неавтоматизированными генераторами можно управлять при помощи специально поставляемых вместе с ними

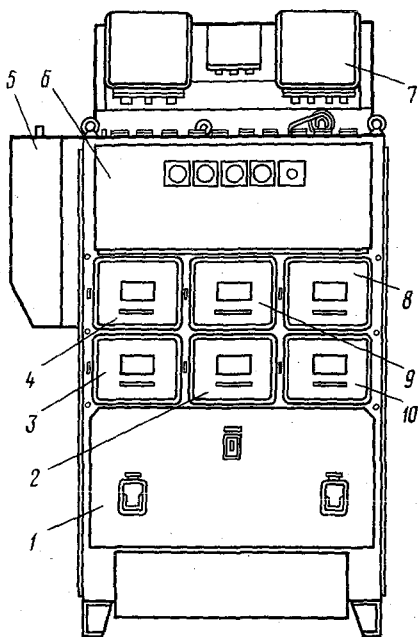


Рис. 13.2. Шкаф управления для стационарных агрегатов мощностью 100 кВт:

1 — съемная панель; 2 — блок сигнализации; 3 — блок датчиков частоты и мощности; 4 — блок синхронизатора; 5 — блок защиты; 6 — приборная панель; 7 — блок реле; 8 — блок контроля напряжения; 9 — блок пуска и остановки; 10 — блок магнитных усилителей.

панелей управления, для автоматизированных по первой степени агрегатов применяют щиты управления, выполненные на съемных блоках с логическими элементами, а для управления автоматизированными по третьей степени — шкафы управления с блоками автоматики на полупроводниковых элементах.

На рисунке 13.2 показан общий вид шкафа управления для стационарных ДЭС, в частности типа АСДА, мощностью 100 кВт.

В верхней части шкафа размещены приборная панель 6 и блок аппаратуры. На приборной панели расположены контрольно-измерительные приборы, сигнальные лампы, кнопки, выключатели и переключатели управления. Блок аппаратуры включает реостаты уставки напряжения, вентилятор шкафа, механизм времени работы датчиков и панели с контакторами, реле и другими элементами электрической схемы. В средней части шкафа размещены ячейки для установки и крепления блоков автоматики. Всего предусматривается шесть таких блоков.

Блок синхронизатора 4, обеспечивающий автоматическое включение генератора на параллельную работу, выдает команды сначала на изменение напряжения и частоты синхронизируемого генератора, подгоняя их соответственно к напряжению и частоте работающего генератора, а затем на включение контактора генератора на шины.

Блок пуска и остановки агрегата 9 коммутирует электрические цепи, обеспечивающие прогрев дизеля, включение насосов, возбуждение генератора, прием нагрузки или синхронизацию, включение на параллельную работу, отключение нагрузки и остановку электроагрегата.

Блок контроля напряжения 8 выдает команды на автоматический пуск резервного агрегата при снижении напряжения сети до 340 В или на остановку генератора при увеличении напряжения сети более 440 В. Этот блок контролирует также напряжение оперативного питания и аккумуляторных батарей.

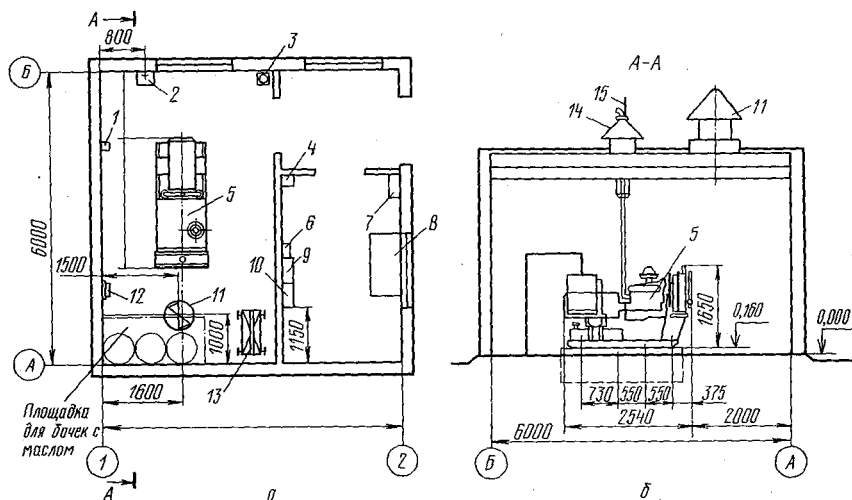


Рис. 13.3. Компоновка оборудования ДЭС мощностью 100 кВт:

а — план; *б* — разрез; 1 — счетчик электроэнергии; 2 — раковина; 3 — огнетушитель; 4 — аккумулятор; 5 — электроагрегат; 6 — выпрямительное устройство; 7, 9, 10 — навесные распределительные устройства; 8 — стол с телефоном; 11 — вентилятор (крышный); 12 — ручной насос; 13 — кран (козловой); 14 — трубопровод для выхлопа газов; 15 — молниеотвод.

Блок датчиков частоты и мощности 3, а также блок магнитных усилителей (МУ) 10 составляют систему коррекции частоты и мощности параллельно работающих агрегатов. При работе одного агрегата частоту тока, отклоняющуюся от нормы, регулируют изменением частоты вращения дизеля. При параллельной работе двух агрегатов блоки датчиков частоты и мощности выдают сигнал, пропорциональный активной мощности. В блоке МУ этот сигнал сравнивается с заданным (эталонным) и обеспечивается автоматическое распределение мощности между параллельно работающими агрегатами. Блок МУ также выдает аварийный сигнал и отключает генератор при перегрузке или переходе его в двигательный режим работы. Блок сигнализации 2 обеспечивает световую и звуковую сигнализацию об аварийном состоянии электроагрегата.

Институтом «Сельэнергопроект» разработаны типовые проекты резервных электростанций для ответственных сельскохозяйственных потребителей. Проектами предусмотрено использование одного или двух дизельных электроагрегатов мощностью 100 кВт каждый, а также одного агрегата мощностью 30, 60, 200 или 500 кВт. Номинальное напряжение генераторов 400 В при частоте 50 гц, частота вращения 1500 мин^{-1} (прил. 27).

На рисунке 13.3 показана компоновка оборудования резервной дизельной электростанции мощностью $1 \times 100 \text{ кВт}$ (типовой проект 407-1-90.85).

На ДЭС установлен один электроагрегат типа АД100С-Т400-Р мощностью 100 кВт. Агрегат надежно работает при температуре воздуха в помещении от $+8$ до $+50^{\circ}\text{C}$ и относительной влажности до 98 %. Топливный бак, смонтированный на раме агрегата, емкостью 240 л обеспечивает непрерывную работу дизеля в течение 8 ч без дополнительной заправки. Для заправки системы смазки дизеля маслом по мере его выработки используют ручной насос. Система охлаждения агрегата — водовоздушная, замкнутая с радиаторами масла и воды. В качестве охлаждающей жидкости в летний период эксплуатации ДЭС применяют воду, в зимний период — антифриз. Пускают агрегат электростартером, который работает от аккумуляторной батареи.

Электрической схемой главных соединений предусматривается автономная работа электроагрегата на электрическую сеть напряжением 380 В. Параллельная работа ДЭС с основным источником централизованного электроснабжения не допускается. Типовым проектом предусматривается четыре варианта электрических схем связи ДЭС с сетью напряжением 380 В централизованного электроснабжения. При выборе варианта следует учитывать проектируемую или существующую схему внутриплощадочных сетей 380 В, расположение резервируемых потребителей на объекте, место расположения трансформаторных подстанций 10/0,38 кВ, организацию обслуживания сетей 380 В на объекте.

На рис. 13.4 показан один из вариантов главной схемы электрических соединений ДЭС и связи электроагрегата с сетью 380 В группы резервируемых потребителей (с распределительным пунктом). Помещение ДЭС располагают вблизи производственного помещения с вводным распредпунктом. Этот вариант обеспечивает как групповое, так и индивидуальное резервирование ответственных электроприемников. Электроагрегат подключен к шинам 380 В распредпункта через распределительное устройство Д1 с переключающим рубильником S1. Устройство Д1 устанавливают в помещении распредпункта РП. Щит собственных нужд Д5 подключен к РП.

В нормальном режиме работы питание ответственных потребителей осуществляется от внешнего источника электроснабжения — трансформаторной подстанции через переключающий рубильник и распредпункт РП. Рукоятка рубильника S1 устанавливается в положение «а» — «Включена сеть». В аварийном режиме работы при исчезновении напряжения от ТП запускают (вручную) электроагрегат. Рукоятку рубильника S1 устанавливают в положение «б» — «Включена ДЭС».

Другой предусмотренный проектом вариант отличается от рассмотренного тем, что распределительные устройства Д с переключающими рубильниками (их в этом варианте может быть четыре) устанавливают в помещении ДЭС. Этот вариант обеспечивает резервирование отдельных групп ответственных потребителей.

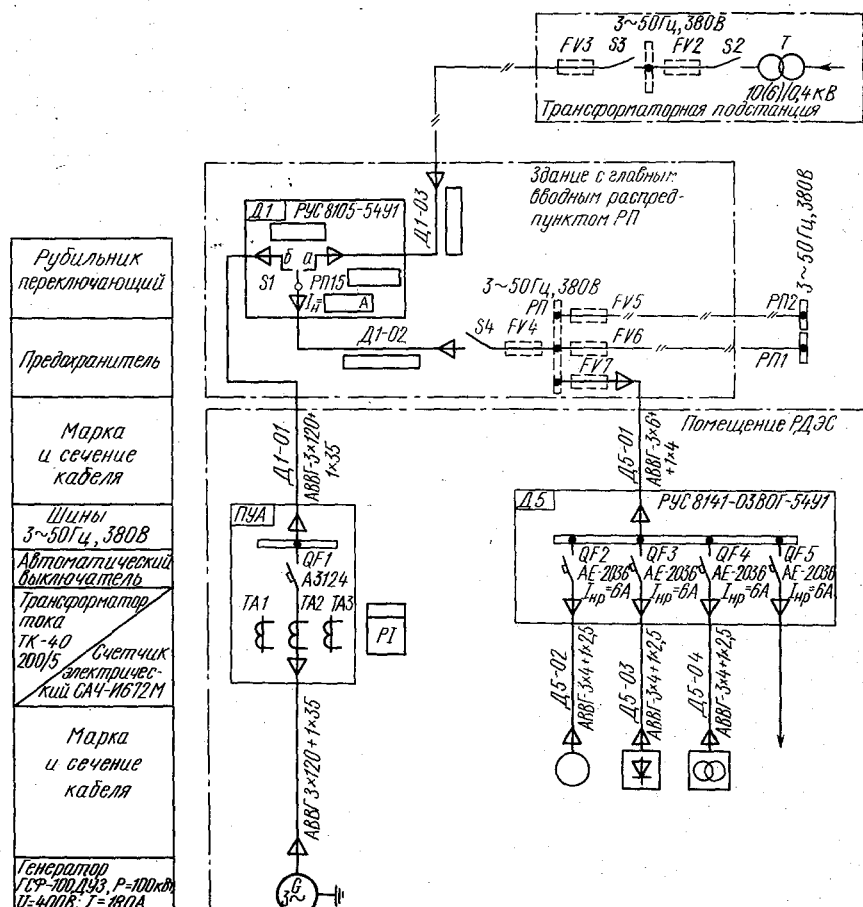


Рис. 13.4. Главная схема электрических соединений ДЭС.

Последние два варианта схем обеспечивают резервирование от ДЭС как ответственных, так и других потребителей в соответствии с графиком и режимом работы производства. В этих случаях осуществляется связь электроагрегата с шинами распределительного устройства 380 В подстанции 10/0,38 кВ. Помещение ДЭС при этом пристраивают к закрытой ТП или располагают вблизи нее. Отличаются эти варианты размещением распределительных устройств Д на ТП или в помещении ДЭС. Во всех вариантах для защиты генератора от перегрузки и коротких замыканий используют автоматический выключатель QF1 с комбинированным расцепителем.

В рассматриваемых ДЭС используются генераторы с самовозбуждением. Статическая система возбуждения генератора состоит из трансформатора, выпрямителя, управляемого дросселя

и конденсатора для защиты от радиопомех. Эта система обеспечивает питание обмоток ротора постоянным током и регулирование (поддержание на определенном уровне) напряжения генератора. Начальное возбуждение генератор получает от аккумуляторной батареи. Автоматическое регулирование напряжения обеспечивает точность поддержания напряжения в пределах $\pm 2\%$ от установленного среднего значения.

Для контроля за режимом работы генератора установлены вольтметр, частотомер, амперметр с переключателями, ваттметр и счетчик активной энергии.

Дизель оборудован следующими технологическими защитами: от снижения давления воды, перегрева воды, перегрева и снижения давления масла. При появлении аварийного режима указанные защиты обеспечивают световую сигнализацию, остановку агрегата и отключение автоматического выключателя генератора (с помощью дистанционного расцепителя).

На электроагрегате используется постоянный оперативный ток напряжением 24 В от двух стартерных батарей, которые обеспечивают питание цепей электрооборудования дизеля, начального возбуждения, приборов контроля за работой дизеля, аварийной сигнализации и защиты. Для подзаряда аккумуляторных батарей используют зарядный генератор, установленный на дизеле. Первоначальный заряд и подзаряд в период дежурного режима электроагрегата аккумуляторы получают от выпрямительного устройства.

В помещении ДЭС предусмотрены следующие виды освещения: рабочее напряжением 220 В переменного тока от основного источника электроснабжения в дежурном режиме и от генераторного напряжения в аварийных режимах, ремонтное освещение напряжением 12 В переменного тока от переносных светильников и трансформатора напряжением 220/12 В, аварийное освещение напряжением 12 В постоянного тока от аккумулятора.

На ДЭС предусматриваются требуемые по нормам заземление и молниезащита.

Здание ДЭС запроектировано в двух вариантах: каркасно-панельном из сборных железобетонных изделий заводского изготовления и кирпичном.

Рассмотренный типовый проект предусматривает первую степень автоматизации ДЭС. При необходимости повысить уровень автоматизации могут быть использованы выпускаемые промышленностью комплектные устройства управления дизель-электрическими агрегатами. Если требуется, в частности, обеспечить автоматический пуск агрегата, можно установить комплектное устройство типа КУ-76, предназначенное для автоматизации дизель-электрических агрегатов по второй степени. Устройство изготавливают на напряжение 0,4 кВ для агрегатов с синхронным генератором мощностью 100, 160 и 200 кВт, имеющим статическую систему возбуждения.

Устройство обеспечивает: автономную работу агрегата, его параллельную работу с аналогичными по характеристике агрегатами и с электрической сетью; автоматический пуск агрегата от внешнего импульса (от соответствующего устройства или при дистанционном управлении); автоматическое дистанционное и ручное управление выключателем генератора, маслопрокачивающим насосом, системой возбуждения и двигателем регулятора скорости; контроль электрических параметров генератора; нормальную остановку агрегата по сигналу от внешнего импульса; экстренную остановку по сигналу от внешнего импульса; экстренную остановку по сигналу от соответствующего устройства; аварийную остановку по сигналам от датчиков и защиты; технологическую и аварийную сигнализацию. Устройство состоит из двух шкафов: 1) управления и автоматики, в котором размещены аппаратура автоматики, защиты, сигнализации, блок управления генератором; 2) ввода и распределения электроэнергии, в котором установлены рубильники, генераторный выпрямитель, трансформаторы тока и напряжения, линейные выключатели, счетчик активной энергии, аппаратура управления генераторным выключателем, аппаратура синхронизации.

При необходимости обеспечить третью степень автоматизации можно использовать выпускаемые промышленностью устройства, аналогичные рассмотренному выше.

13.3. ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С ПРИВОДОМ ОТ ТРАКТОРОВ

Первичные двигатели резервных электростанций—дизельные или бензиновые, стоимость и обслуживание которых составляет значительную часть затрат на электростанцию; используются, как и станция в целом, незначительное число часов в году. В связи с этим целесообразно использовать для привода генераторов резервных станций тракторы, имеющие вал отбора мощности. При этом электростанции могут быть как стационарные, так и передвижные (мобильные). В первом случае генератор со щитом управления устанавливают в помещении и через специальное отверстие в стене при помощи карданного вала соединяют с валом отбора мощности подгоняемого трактора. Во втором случае генератор можно устанавливать непосредственно на шасси трактора, на одноосном прицепе, на раме, навешенной при помощи навесной системы на трактор.

Для резервирования электроснабжения молочных ферм и других объектов Латвийским НИИМЭСХ разработаны и применяются передвижные резервные электростанции с приводом от вала отбора мощности трактора. При этом рекомендуется следующий ряд номинальных мощностей таких станций: 16, 30, 60, 100 кВт. Синхронный генератор и щит управления устанавливают на одноосном прицепе с пневматическими колесами (рис. 13.5). Генератор

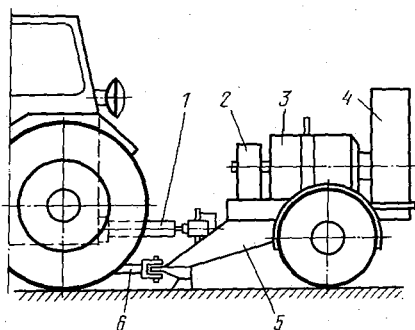


Рис. 13.5. Электростанция с приводом от трактора, смонтированная на одноосном прицепе:

1 — карданная передача; 2 — клин оремная передача; 3 — генератор; 4 — щит управления; 5 — прицеп; 6 — прицепное устройство.

резервный источник с приводом от трактора МТЗ-80. Резервную электростанцию подключают через рубильник-переключатель, имеющий два рабочих положения («Сеть энергосистемы» — «Резервный источник»), исключающий возможность подачи напряжения на отключенный участок сети и от сети на электроагрегат.

Функции мобильного источника резервного электроснабжения и тягового средства может совмещать мощный трактор типа «Кировец», оборудованный электрической системой отбора мощности. Для резервного электроснабжения предназначено разработанное ВИЭСХ совместно с Всесоюзным институтом механизации сельского хозяйства (ВИМ) мобильное энергетическое средство МЭС на базе трактора К-701. МЭС используют для агрегатирования с комплексом мобильных сельхозмашин с электроприводом активных рабочих органов, на транспортных работах при наличии прицепов с активной осью, а также как источник электроснабжения сезонных сельскохозяйственных потребителей: насосных станций оросительных систем, дождевальных установок, пунктов по очистке и сушке зерна, агрегатов для приготовления витаминной травяной муки и т. п. МЭС включает: синхронный генератор мощностью 200 кВт, систему передачи (два вала и редукторы), шкаф с пускозащитной аппаратурой, пульт управления с контрольно-измерительными приборами, системой электробезопасности и сигнализации, комплект кабелей и щиток с клеммами для подключения потребителей. Все оборудование размещают на тракторе. Система регулирования напряжения генератора допускает прямой пуск короткозамкнутых асинхронных двигателей мощностью до 125 кВт.

При использовании МЭС в качестве передвижной электростанции трактор закрепляют стояночным тормозом, к щиту на тракторе при помощи гибкого кабеля подключают шины ТП 0,38 кВ или распределительный пункт (щит) потребителя. Использование МЭС только в качестве резервного источника электроснабжения на молочных фермах, животноводческих комплексах, птицефабриках в течение 50 ... 60 ч в год окупает дополнительные затраты на электрическую систему отбора мощности.

В качестве резервных источников электроснабжения могут быть использованы и другие электростанции, предназначенные для сезонных потребителей, в частности навесная электростанция типа СНТ-12А для электроснабжения выносных стригальных цехов и передвижных установок профилактической обработки овец, которая агрегируется с тракторами МТЗ-50, МТЗ-80, навесная электростанция типа ДП-11000 для электроснабжения широкозахватных дождевальных машин типа ДФ-120 «Днепр», агрегируемая с трактором ЮМЗ-6АЛ и др.

Сравнение технико-экономических показателей резервных источников электроснабжения разных типов — стационарных электростанций, передвижных электростанций и электроагрегатов с приводом от тракторов — показало, что стоимость 1 кВт·ч электроэнергии от электроагрегатов значительно меньше, чем от других электростанций, за счет меньших капитальных затрат, а также расходов на амортизацию и обслуживание.

13.4. ВЫБОР МОЩНОСТИ РЕЗЕРВНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Существует несколько различных подходов к выбору мощности резервных станций. Значение этой мощности можно принять равным суммарной мощности электроприемников первой категории. Это самое простое, хотя в определенной степени формальное решение задачи.

Более обоснованно сопоставлять ожидаемый ущерб от перерывов в электроснабжении с дополнительными затратами на резервные станции. При этом можно не только определить эффективность резервирования электроприемников первой категории, которое является обязательным, и выбрать для них наиболее экономичное решение, но и экономически обосновать целесообразность хотя бы частичного резервирования электроприемников второй категории, а также использование электростанции при наличии сетевого резерва.

Как показывают проведенные расчеты, с достаточной точностью можно принять, что суммарные годовые приведенные затраты определяются числом агрегатов и мощностью станции и не зависят от продолжительности ее работы. Установка резервной электростанции будет экономически целесообразна, если ожидаемый годовой ущерб от перерывов в электроснабжении будет равен годовым приведенным затратам Z на электростанцию или больше них.

Суммарный годовой ущерб от перерывов в электроснабжении составляет:

$$Y = nty_0, \quad (13.1)$$

где n — ожидаемое число перерывов в электроснабжении в год; t — средняя длительность одного перерыва, ч; y_0 — удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии, руб. на 1 кВт·ч.

Целесообразность использования резервной электростанции при мощности резервируемой нагрузки P_n определяется выражением

$$3 \leq P_{nnty_0}. \quad (13.2)$$

При этом целесообразно выбрать электростанцию с наименьшей мощностью, при которой обеспечивается резервирование нагрузки.

Такой подход к выбору мощности резервной станции при использовании средних значений исходных данных достаточно прост, однако он может привести к ошибочным решениям. Дело в том, что показатели надежности работы сетей в зависимости от района их прокладки, уровня эксплуатации и других факторов могут колебаться в широких пределах. Большой разброс может быть и в значениях удельных ущербов y_0 . Кроме того, ущерб зависит не только от частоты и длительности отключений, но и от момента начала каждого отключения, то есть соответственно от числа и типа технологических процессов, которые совпадают с перерывом в электроснабжении.

При наличии указанных условий часто применяют вероятно-статистические методы оценки надежности электроснабжения, при которых отказы элементов системы, характеризующиеся частотой, длительностью и моментом начала отключений, рассматривают как случайные события. В этом случае можно использовать законы распределения соответствующих случайных величин, установленных по данным за многолетний период. Однако законы распределения, найденные таким путем, нельзя безоговорочно считать справедливыми и на будущее. Различие между минимально и максимально возможными значениями ущерба весьма велико, а законы распределения их неизвестны, поэтому использование в качестве расчетной величины его среднего значения, как обычно делают при упрощенном подходе, требует специальных обоснований. В связи с изложенным для получения более обоснованного решения в МИИСП и ВИЭСХ были разработаны Методические рекомендации по выбору резервных электростанций животноводческих ферм и комплексов молочного направления, утвержденные Минсельхозом СССР, на базе использования математических методов теории исследования операций. Эта методика учитывает, что практически мощность резервной станции при проектировании приходится выбирать в условиях неопределенности (неопределенной исходной информации).

В соответствии с этой методикой для выбора мощности станции необходимо определить, какой зоне оптимальности соответствуют значения ущерба при отсутствии резервного источника. Для этого достаточно грубо оценить минимально и максимально возможные значения ущерба при отсутствии резервирования, то есть оценить пределы изменения показателей надежности и соответственно ущерба для конкретной схемы электроснабжения

рассматриваемого потребителя. Затем по заранее рассчитанным предельным значениям ущерба, при которых наиболее целесообразно применение той или другой станции, определить ее оптимальную мощность для рассматриваемого случая.

Например, если с учетом данных системы электроснабжения, в первую очередь длины линии 10 кВ, молочного комплекса на 400 голов ущерб от перерывов в электроснабжении находится в пределах (границы зоны оптимальности) от 3,3 до 4,6 тыс. руб. в год, оптимальная мощность резервной станции равна 30 кВт. При увеличении длины линии, а соответственно вероятности ее повреждения и ущерба мощность резервной станции будет повышаться.

В приложении 28 приведены данные по резервируемой нагрузке, а также мощности и числу резервных агрегатов («Сельэнергопроект», РУМ, сентябрь 1986 г.). Мощность агрегатов выбиралась с учетом реальных особенностей объектов, в частности возможного территориального размещения отдельных электроприемников (котельные, насосные и другие установки), выделения группы электроприемников второй категории, не допускающих перерыва в электроснабжении длительностью более 0,5 ч и т. п.

В большинстве случаев номинальная мощность электростанций меньше расчетных нагрузок сельскохозяйственных предприятий, так как в первую очередь предусматривается резервирование электроприемников первой категории, перерывы в электроснабжении которых приводят к наибольшим ущербам. Например, суммарные расчетные нагрузки молочных ферм и комплексов с поголовьем от 400 до 2000 коров составляют от 120 до 406 кВт, а мощности резервных агрегатов — от 30 до 200 кВт.

Резервируемые электроприемники чаще всего питаются от электростанции по тем же линиям 0,38 кВ, что и от основного источника. Следовательно, при перерывах в электроснабжении и работе резервной электростанции необходимо от этих линий отключать электроприемники, не подлежащие резервированию.

Расчеты, выполненные ВИЭСХ, показали, что для молочных ферм и комплексов с поголовьем от 200 до 2000 голов средние значения годового эффекта от применения резервных электростанций соответственно составляют от 0,8 до 60,7 тыс. руб. на одно предприятие.

13.5. ОБСЛУЖИВАНИЕ РЕЗЕРВНЫХ ДИЗЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Безотказная и безаварийная работа электростанции возможна лишь при условии четкого и бесперебойного функционирования всех ее узлов и систем.

При обслуживании электростанции необходимо соблюдать Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ), Правила техники безопасности при эксплуатации

электроустановок потребителей (ПТБ) и др., а также выполнять указания инструкции по эксплуатации дизель-электрических агрегатов и аппаратуры, входящей в ее комплектацию.

Пуск и остановка станции могут быть ручными, дистанционными или автоматическими. Ручной пуск и остановку выполняет с местного щитка управления дизелем. Дистанционный автоматический пуск и остановку выполняют с пульта дистанционного управления или шкафа управления при помощи кнопок (ключей) управления. После нажатия кнопки (ключа) все дальнейшие операции по пуску и остановке электроагрегата в требуемой последовательности выполняет схема автоматики. Автоматический пуск и остановку в определенной технологической последовательности выполняет схема автоматики без вмешательства обслуживающего персонала. В случае удачного пуска обычно загорается сигнальная лампочка «Нормальная работа», при повреждениях срабатывает аварийная сигнализация.

При обслуживании дизеля, работающего без соответствующих устройств автоматики, необходимо: следить за показаниями приборов контроля температуры масла и воды, давления масла и т. д., за наличием охлаждающей жидкости в системе, подачей масла к частям дизеля и работой различных его датчиков; при необходимости пополнять топливные баки топливом; обращать внимание на наличие посторонних шумов или стуков в дизеле; следить за частотой вращения дизеля и при необходимости регулировать ее.

При обслуживании генератора, работающего без устройств автоматики, необходимо: следить за показаниями амперметров, вольтметров, ваттметров, не допуская превышения номинальных значений (допускаются несимметричная нагрузка до 25 % номинального тока и перегрузка по току не более 10 % в течение 1 ч); контролировать температуру подшипников термометром или на ощупь (температура крышек не должна превышать 80 °С); проверять на ощупь вибрацию (при необходимости вибрацию измеряют специальным виброметром); регулировать напряжение и частоту в пределах номинальных значений; наблюдать за показаниями приборов контроля изоляции, аварийными и предупредительными сигналами, принимая при необходимости меры по устранению ненормальных режимов; периодически наблюдать за работой щеточного аппарата возбуждателя и контактных колец ротора; периодически выслушивать генератор, убеждаясь в отсутствии стуков и посторонних шумов.

Во время работы станции следует также осматривать щиты и панели управления, аппаратуру возбуждения и силовое электрооборудование.

В промежутках между работой станции обслуживающий персонал должен периодически осматривать, проверять и испытывать электрооборудование. Перечень и сроки проведения обязательных работ по техническому обслуживанию оборудования станции определяются соответствующими инструкциями по эксплуатации и

оговариваются в журнале технических осмотров и уходов. Все сведения, касающиеся технического состояния, учета работы, ремонта и хранения электрооборудования, необходимо вносить в паспорт-формуляр электроагрегата.

Своевременное проведение технического обслуживания обеспечивает поддержание постоянной готовности станции к работе.

При обслуживании станции с работающим электроагрегатом запрещается: присутствовать посторонним лицам; чистить, смазывать, регулировать, ремонтировать дизель и прикасаться руками или инструментом к вращающимся его частям; проводить ремонтные работы на частях схемы, находящихся под напряжением. Допускается под напряжением проверять и регулировать блоки автоматики и защиты, используя при этом диэлектрические резиновые перчатки и защитные очки.

Персонал, обслуживающий станцию, обязан пройти теоретическое и практическое обучение, после окончания которого он должен: уметь пользоваться защитными средствами и приборами для измерения сопротивления изоляции; знать, какие элементы установки следует отключить в период ремонтных работ, быстро находить эти элементы и принимать меры безопасности, предусмотренные Правилами технической безопасности и инструкцией по эксплуатации установки; знать правила оказания первой помощи пострадавшему от действия электрического тока.

Необходимо помнить, что после исчезновения напряжения на установке оно может быть восстановлено без предупреждения как при нормальной эксплуатации, так и при аварии. Поэтому после исчезновения напряжения запрещается приступать к каким-либо работам, касаться токоведущих частей, не отключив предварительно соответствующий участок цепи.

Глава 14. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ УСТАНОВОК СЕЛЬСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

14.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

При проектировании установок и систем сельского электроснабжения необходимо обеспечить выбор наиболее целесообразного, то есть имеющего лучшие технико-экономические показатели, варианта. Варианты могут отличаться как капитальными вложениями, так и текущими затратами (ежегодными издержками производства, эксплуатационными расходами). Если есть вариант, у которого и наименьшие капитальные вложения, и минимальные текущие затраты по сравнению с другими, естественно, он будет наилучшим. Однако в большинстве случаев у одних вариантов большие капитальные вложения, у других — повышенные текущие затраты. Для выбора целесообразного варианта в этом случае можно оценить сравнительную экономическую эффективность дополнительных капитальных вложений путем сопоставления разности капитальных вложений (K_1 и K_2 — соответственно для первого и второго сравниваемых вариантов) с экономией текущих затрат (C_2 и C_1) на годовую продукцию (себестоимость).

При этом срок окупаемости дополнительных капитальных вложений

$$t_{\text{ок}} = (K_1 - K_2)/(C_2 - C_1). \quad (14.1)$$

Значение $t_{\text{ок}}$ следует сравнить с заранее установленным нормативным сроком окупаемости $T_{\text{н}}$. Если $t_{\text{ок}} < T_{\text{н}}$, предпочтение следует отдать первому варианту (с большими капитальными вложениями), при $t_{\text{ок}} > T_{\text{н}}$ — второму.

Величина, обратная нормативному сроку окупаемости, называется нормативным коэффициентом сравнительной эффективности капитальных вложений $E_{\text{н}}$:

$$E_{\text{н}} = 1/T_{\text{н}}. \quad (14.2)$$

Аналогично вышеуказанному выбор целесообразного варианта можно проводить, используя коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений

$$E = (C_2 - C_1)/(K_1 - K_2). \quad (14.3)$$

При этом вариант с большими капитальными вложениями будет целесообразен при $E \geq E_{\text{н}}$. Величину $E_{\text{н}}$ принимают равной 0,12 (для новой техники $E_{\text{н}} = 0,15$).

На практике при сравнении вариантов в качестве показателя сравнительной экономической эффективности наиболее часто используют приведенные затраты. Это особенно удобно при сравнении нескольких вариантов.

Приведенные затраты Z (руб. в год) по каждому варианту представляют собой сумму текущих затрат C (годовых издержек на эксплуатацию, руб. в год) и капитальных вложений K (руб.) на строительство и реконструкцию по рассматриваемому варианту, приведенных к одинаковой размерности при помощи нормативного коэффициента E_n (1/год):

$$Z = E_n K + C. \quad (14.4)$$

Из сравниваемых вариантов оптимальным (наилучшим) будет тот, у которого Z будут минимальными.

При определении капитальных вложений учитывают следующие составляющие:

$$K = K_{см.р} + K_{об} + K_{пр} + K_{обор}, \quad (14.5)$$

где $K_{см.р}$ — затраты на строительно-монтажные работы; $K_{об}$ — затраты на приобретение оборудования, транспортных средств и инвентаря; $K_{пр}$ — затраты на проектно-изыскательские и другие, связанные со строительством подготовительные работы; $K_{обор}$ — затраты на формирование (пополнение) оборотных средств.

Текущие затраты (ежегодные издержки производства) включают ряд составляющих, которые можно записать в следующем варианте:

$$C = I_{рен} + I_{к.р} + I_3 + I_{проч} + I_3 = I_a + I_{обс} + I_3 = I_a + I_{\Sigma}, \quad (14.6)$$

где $I_{рен}$ — амортизационные отчисления на реновацию, предназначенные для полного возмещения основных фондов по истечении срока службы объекта; $I_{к.р}$ — амортизационные отчисления на капитальный ремонт, предназначенные для частичного восстановления и модернизации оборудования; I_3 — зарплата обслуживающего персонала; $I_{проч}$ — прочие производственные и внепроизводственные расходы, включающие затраты на вспомогательные материалы (смазочные, обтирочные и т. п.), текущий ремонт, услуги вспомогательных производств, а также общесетевые; I_3 — затраты на потери электроэнергии; I_a — амортизационные отчисления на реновацию и капитальный ремонт ($I_{рен} + I_{к.р}$); $I_{обс}$ — затраты на обслуживание ($I_3 + I_{проч}$); I_{Σ} — текущие затраты без суммарных амортизационных отчислений на реновацию и капитальный ремонт ($I_3 + I_{проч} + I_3$).

Если продолжительность сооружения установок (систем) по сравниваемым вариантам более одного года, а капитальные вложения по этим вариантам осуществляются в разные сроки и текущие затраты изменяются во времени, то для сравнения таких вариантов приводят затраты к одному сроку (часто к первому году). При этом капитальные затраты K_t , сделанные в году t , приводят к году t_0 по следующему выражению:

$$K_0 = K_t / (1 + E_{н.п})^{t-t_0}, \quad (14.7)$$

где $E_{н.п}$ — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат, равный 0,08.

Соответственно для текущих затрат

$$I_0 = I_t / (1 + E_{\text{н. п}})^{t-t_0}. \quad (14.8)$$

При изменении приведенных затрат на рассматриваемые варианты установок (систем) по годам величина $З_t$ для года t составит:

$$З_t = (E_{\text{н}} + P_a) K_t + I_{\Sigma t}, \quad (14.9)$$

где $I_{\Sigma t}$ — текущие затраты в год t без амортизационных отчислений; K_t — суммарные капитальные вложения, сделанные за срок, истекший до года t включительно; $P_a = I_a/K$ — норма амортизационных отчислений.

При сравнении вариантов, для которых изменяются затраты по годам, используют суммы ежегодных затрат за определенный расчетный срок T_c . При этом ежегодные затраты должны быть приведены к одному моменту времени:

$$З_{T_c} = \sum_{t=1}^{T_c} \frac{З_t}{(1 + E_{\text{н. п}})^{t-1}}. \quad (14.10)$$

За срок суммирования затрат, в частности при технико-экономическом сравнении вариантов реконструкции сети, часто принимают расчетный период. Этот период, как указывалось в главе 3, определяется временем, истекшим с момента ввода установки в эксплуатацию до установления нагрузки, равной расчетной (обычно 5 ... 10 лет).

Все сопоставляемые варианты сетей должны быть взаимозаменяемыми и обеспечивать одинаковый энергетический эффект, то есть одинаковую пропускную способность и одинаковые уровни надежности и качество электрической энергии у потребителя.

В целом порядок выполнения технико-экономических расчетов при проектировании сетей (установок) обычно принимается следующий.

1. Определяют капитальные вложения на строительство (сооружение) и реконструкцию сетей (установок) для каждого из вариантов за рассматриваемый расчетный период с использованием показателей стоимости элементов сетей (установок). При этом элементы сетей, повторяющиеся во всех вариантах, не учитывают.

Для правильного сопоставления вариантов стоимости элементов сетей разных вариантов следует определять по одному источнику. В качестве таких источников могут быть, например, укрупненные показатели стоимости строительства и реконструкции электрических сетей.

2. Определяют ежегодные текущие затраты на амортизацию и капитальный ремонт, на обслуживание сетей, на возмещение потерь электроэнергии для каждого рассматриваемого варианта.

Рассчитывают приведенные затраты для каждого варианта в соответствии с указанными выше выражениями и определяют оптимальный вариант.

При проведении сравнительной оценки вариантов значения приведенных затрат в ряде случаев могут мало отличаться одно от другого. Обычно при технико-экономических расчетах равно-экономичными считаются варианты, различающиеся по приведенным затратам не более чем на 5 %. В этих случаях целесообразный вариант выбирают на основе оценки дополнительных критериев (показателей), к которым относятся затраты тех или других материалов (например, металла), перспективность варианта, удобство эксплуатации и т. п.

14.2. СТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ (КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ)

Капитальные затраты, как и приведенные затраты на сельские электрические сети в целом, зависят от большого числа факторов: номинальных напряжений, числа и мощности подстанций, длин линий, марки и площади поперечного сечения используемых для них проводов, материала и конструкции опор, сетевого оборудования и т. п.

Основными составляющими капитальных затрат являются следующие:

$$K = K_{\text{л}} + K_{\text{пс}} + K_{\text{в.я}}, \quad (14.11)$$

где $K_{\text{л}}$ — суммарные капитальные затраты (стоимость) на электрические линии; $K_{\text{пс}}$ — то же, на подстанции; $K_{\text{в.я}}$ — то же, на выходную ячейку с выключателем в распреустройстве 35 ... 110 кВ системы, от которой отходит линия, питающая подстанцию 35 ... 110/10 кВ, если стоимость этой ячейки требуется отдельно учесть при расчетах.

Для получения достаточно точных показателей первоначальные затраты следовало определить по сметам, соответствующим прейскурантным ценам или ценникам на строительство или реконструкцию электрических сетей. Однако это, особенно на этапе технико-экономического сравнения вариантов, связано с большими практическими трудностями. Поэтому обычно используют усредненные данные о стоимости сетей. Для расчета средней стоимости воздушной линии может быть использовано следующее выражение:

$$K_{\text{л}} = a + bF, \quad (14.12)$$

где a — постоянная часть стоимости, не зависящая от площади сечения проводов и соответствующая стоимости опор, изоляции и монтажа линий, руб. на 1 км; b — постоянный коэффициент, руб. на 1 км·мм²; F — площадь поперечного сечения проводов, мм².

Для линий напряжением 0,38 кВ с числом проводов μ от двух до четырех

$$K_{\text{л}} = a + b\mu F. \quad (14.13)$$

Значения коэффициентов a для некоторых типов линий (для второго района по гололеду) приведены в таблице 14.1.

14.1. Значения коэффициента a

Характеристика линии	Напряжение, кВ	a , руб. на 1 км
На деревянных опорах	0,38	1860
	10	1300
На железобетонных опорах	0,38	2600
	10	1600
Одноцепные на железобетонных опорах	35	4600
	110	5900

Для воздушных линий напряжением 10, 20 и 35 кВ со стальными, сталеалюминиевыми и алюминиевыми проводами, а также для линий 110 кВ со сталеалюминиевыми проводами значение коэффициента b в среднем равно 11,6 руб. на 1 км·мм², для линий 0,38 кВ с алюминиевыми проводами $b = 4$ руб. на 1 км·мм².

Среднюю стоимость однотипных по конструктивному выполнению и применяемому оборудованию районных трансформаторных подстанций 35 ... 110/10 кВ можно определить по выражению

$$K_{\text{пс}} = m + nS, \quad (14.14)$$

где m — постоянная составляющая стоимости подстанции, не зависящая от мощности. Для однотрансформаторных тупиковых РТП 35/10 кВ с отделителями и короткозамыкателями $m = 38$ тыс. руб., для двухтрансформаторных $m = 63$ тыс. руб.; n — постоянный коэффициент, который для подстанции 35/10 кВ, мощностью 1 ... 10 МВ·А в среднем равен 1,65 тыс. руб. на 1 МВ·А; S — мощность подстанции, МВ·А.

Средняя стоимость ТП напряжением 10/0,38 кВ, мощностью 25 ... 100 кВ·А составляет 1,4 тыс. руб.

Наиболее часто для сравнения вариантов используют укрупненные показатели стоимости строительства и реконструкции электрических сетей, зависящие от напряжения, марки и сечения проводов, климатического района. Укрупненные показатели стоимости строительства ВЛ 110 и 35 кВ приведены в приложениях 20 и 21, строительства и реконструкции ВЛ 10 и 0,38 кВ — в приложении 23, строительства подстанций 110 и 35 кВ, а также расширения и реконструкции подстанции 35/10 кВ — в приложении 24, стоимости подстанций 10 кВ — в приложении 25.

При электроснабжении потребителей от местных дизельных электростанций капитальные затраты определяются выражением

$$K_{\text{ДЭС}} = K_{\text{с}} + K_{\text{пс}} + K_{\text{тх}} + K_{\text{л}}, \quad (14.15)$$

где $K_{\text{с}}$ — затраты на станцию, равные стоимости здания и электроагрегата с другим оборудованием внутри здания; $K_{\text{тх}}$ — затраты на топливохранилище.

Капитальные затраты на повышающую подстанцию $K_{\text{пс}}$ учитываются, если требуется передача электроэнергии не на генераторном напряжении. Если приводятся данные по стоимости электростанций с топливохранилищем (или также с повышающей

подстанцией), то в выражении (14.15) составляющая $K_{тх}$ (или $K_{пс} + K_{тх}$) отдельно не учитывается.

При технико-экономической оценке резервных дизельных станций обычно не требуется также отдельно учитывать составляющую $K_{л}$, так как чаще всего при этом используют существующие сети 0,38 кВ.

Значения капиталовложений для этих станций приведены в приложении 27.

14.3. ГОДОВЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ

Текущие затраты (годовые эксплуатационные расходы), согласно выражению (14.6) включают издержки на амортизацию, обслуживание сетей и на потери электроэнергии.

Издержки на амортизацию I_a для каждого из вариантов сети определяют суммированием издержек на m_a соответствующих элементов сети. Их рассчитывают по выражению

$$I_a = \sum_{i=1}^{m_a} (P_{ai} K_i / 100), \quad (14.16)$$

где P_{ai} — норма амортизационных отчислений i -го элемента сети, % (прил. 29); K_i — капиталовложения в i -й элемент.

Издержки на обслуживание сетей включают расходы на зарплату обслуживающего персонала и прочие производственные и внепроизводственные расходы, в первую очередь общесетевые расходы и затраты на текущий ремонт. Затраты на обслуживание так же, как и на амортизацию, определяются суммированием издержек для соответствующих элементов сетей:

$$I_{обс} = \gamma \sum n_{у.е}, \quad (14.17)$$

где γ — издержки на обслуживание одной условной единицы ($\gamma = 28$ руб. в год); $\sum n_{у.е}$ — сумма условных единиц по обслуживанию элементов сетей.

Нормы удельных условных единиц по обслуживанию электрических сетей приведены в приложении 30.

Стоимость потерь электрической энергии, входящая составной частью в ежегодные издержки, также определяется для каждого из вариантов сети в соответствующих элементах. При технико-экономическом сравнении вариантов потери энергии следует учитывать как в новых, так и в существующих элементах сетей, так как новые линии и подстанции могут приводить к перераспределению нагрузок в действующих сетях. Для расчета издержек (руб.) на потери электроэнергии в линиях $I_{э.л}$ и трансформаторах $I_{э.т}$ могут быть использованы следующие выражения:

$$I_{э.л} = (S_p / U_H)^2 r_0 l \tau c_{л} 10^{-5}, \quad (14.18)$$

$$I_{э.т} = [(S_p / S_H)^2 \Delta P_K \tau c_K + \Delta P_X T_B c_X] 10^{-2}, \quad (14.19)$$

где S_p — расчетная электрическая нагрузка элемента сети, $\text{kB} \cdot \text{A}$; U_H — номинальное напряжение линии электропередачи, kB ; r_0 — удельное активное сопротивление проводов линии, Om/km (прил. 1); l — расчетная длина линии электропередачи с нагрузкой S_p , km ; c_l , c_k , c_x — удельные затраты на потери электроэнергии соответственно в линиях, обмотках трансформаторов (потери к. з.) и в стали трансформаторов (потери холостого хода), коп. на 1 $\text{kBt} \cdot \text{ч}$; τ — время потерь, ч в год; S_H — номинальная мощность трансформатора, $\text{kB} \cdot \text{A}$; ΔP_K — номинальные потери в обмотках трансформаторов (потери к. з.), kBt ; ΔP_x — номинальные потери в стали трансформаторов (потери холостого хода), kBt (прил. 19); T_B — продолжительность включенного состояния трансформатора при работе круглый год $T_B = 8760$ ч.

Удельные затраты (коп. на 1 $\text{kBt} \cdot \text{ч}$) на потери электроэнергии в элементах электрических сетей сельских районов можно определить по формуле

$$c_m = M + N/h. \quad (14.20)$$

Средние значения коэффициентов M и N для энергосистем европейской части СССР, а также для Сибири приведены в таблице 14.2.

Показатель режима нагрузки $h = \tau/K_M$. Усредненные значения времени потерь τ , коэффициента участия максимума потерь в максимуме энергосистемы K_M и показателя h для различных элементов сетей приведены в таблице 14.3.

Для потерь холостого хода трансформаторов $h = T_B$.

Характеристики смешанных нагрузок линий 110, 35 и 10 kB , а также подстанций 35 ... 110 kB , приведенные в таблице 14.3, относятся также к случаям, когда часть нагрузок несельскохозяйственная.

Эксплуатационные расходы при электроснабжении потребителей от местных дизельных электростанций определяются выражением

$$И_{дэс} = И_a + И_{т.р} + И_z + И_q = K_{дэс} \frac{P_a + P_{т.р}}{100} + И_z + Q_q, \quad (14.21)$$

где $И_{т.р}$ — ежегодные издержки на текущий ремонт; $И_z$ — годовые затраты на дизельное топливо; $K_{дэс}$ — капитальные затраты на дизельную электростан-

14.2. Средние значения коэффициентов для расчета удельных затрат на потери электроэнергии

Элементы сети	Европейская часть СССР		Сибирь	
	M , коп. на 1 $\text{kBt} \cdot \text{ч}$	N , коп. на 1 kBt в год	M , коп. на 1 $\text{kBt} \cdot \text{ч}$	N , коп. на 1 kBt в год
Линия 110 kB	0,79	3270	0,69	1290
Подстанция 110 kB и линия 35 kB	0,82	4200	0,73	2350
Подстанция 35 kB	0,83	4500	0,74	2600
Линия 10 kB	0,84	5000	0,75	3100
Подстанция 10 kB	0,87	6100	0,77	4100
Линия 0,38 kB	0,90	6800	0,84	4750

14.3. Средние значения показателей режима потерь электроэнергии

Элемент сети	Вид нагрузки	τ , ч в год	K_m	Δ , ч в год
Линия 110 кВ	Смешанная (производственная и коммунально-бытовая)	3100	0,85	3600
Подстанция 110 кВ	То же	3000	0,85	3500
Линия 35 кВ	»	2500	0,82	3500
Подстанция 35/10 кВ	»	2000	0,8	2500
	Смешанная с орошением	3100	0,5	6200
	Птицефабрика	6200	1,0	6200
	Свиноводческий комплекс	4400	1,0	4400
	Теплично-парниковый комбинат	400	0,45	900
Линия 10 кВ	Смешанная	1900	0,70	2700
Подстанция 10/0,38 кВ	Коммунально-бытовая	1100	0,64	1700
	Производственная	1500	0,4	3700
	Смешанная с преобладанием производственной	1800	0,65	2800
	Смешанная с преобладанием коммунально-бытовой	1400	0,90	1600
	Молочнотоварная ферма	3500	0,65	5500
	Свинооткормочная ферма	2500	0,85	10000
	Мастерская	1600	0,10	16000
Линия 0,38 кВ	Смешанная	1200	0,65	1900
	Коммунально-бытовая	900	0,64	1400
	Производственная	1000	0,40	2500

цию, определяемые по выражению (14.15); P_a и $P_{т.р}$ — отчисления на амортизацию и текущий ремонт, %; Q — необходимое количество топлива при данном числе часов использования установленной мощности; γ — стоимость тонны топлива; I_a — затраты на заработную плату персонала и обслуживание дизельной электростанции.

При определении эксплуатационных расходов на резервные дизельные электростанции с учетом возможной длительности перерывов централизованного электроснабжения, когда они включаются в работу, можно ограничиться с погрешностью до 5 % использованием лишь двух составляющих: I_a и $I_{т.р}$. Значения $I_{дэс}$ для резервных станций мощностью от 30 до 200 кВт изменяются в пределах от 1,3 до 6 тыс. руб. в год.

14.4. ЗАТРАТЫ НА ПРОИЗВОДСТВО И ПЕРЕДАЧУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Приведенные затраты на производство и передачу электрической энергии сельскохозяйственным потребителям можно рассматривать как сумму трех составляющих — затрат на электроэнергию, отпускаемую с шин энергосистемы, затрат на

передачу электроэнергии по сельским питающим и распределительным сетям 110, 35 и 10 кВ с учетом подстанции 35 (110)/10 кВ, затрат на ее передачу через трансформаторную подстанцию напряжением 10/0,38 кВ и линии 0,38 кВ. При этом учитываются резерв мощности в энергосистеме, затраты на собственные нужды станций, потери мощности и энергии в электрических сетях.

Средние удельные (на единицу энергии) приведенные затраты на электроэнергию в энергосистемах составляют: $z_c = 0,024$ руб. на 1 кВт·ч.

Средние удельные затраты на передачу электроэнергии по сельским сетям напряжением 35 (110) и 10 кВ определяются выражением

$$z_v = (E_n K_v + I_v) / W_v = (E_n K_v + I_v) / (P_{35(110)/10} T_{10}), \quad (14.22)$$

где K_v — суммарные капитальные затраты на рассматриваемые сети; I_v — текущие затраты; W_v — общее количество энергии, передаваемой через подстанцию 35 (110)/10 кВ; $P_{35(110)/10}$ — максимальная мощность подстанции 35 (110)/10 кВ; T_{10} — число часов использования максимальной мощности этой подстанции.

Средние удельные затраты на передачу электроэнергии по сетям напряжением 0,38 кВ составляют:

$$z_n = (E_n K_n + I_n) / W_n = (E_n K_n + I_n) / (P_{10/0,38} T_{0,38}), \quad (14.23)$$

где $P_{10/0,38}$ — максимальная мощность ТП 10/0,38 кВ; $T_{0,38}$ — число часов использования максимальной мощности ТП 10/0,38 кВ.

Удельные затраты на электроэнергию (руб. на 1 кВт·ч) для потребителей, питающихся непосредственно от сетей напряжением 10 кВ, составляют:

$$c_{10} = z_c + z_v.$$

При этом значение T_{10} для определения z_v по формуле (14.22) принимают равным числу часов использования максимальной мощности рассматриваемой группы потребителей (например, высоковольтных двигателей, применяемых для орошения).

Затраты на электроэнергию для потребителей, питающихся от сетей 0,38 кВ:

$$c_{0,38} = z_c + z_v + z_n,$$

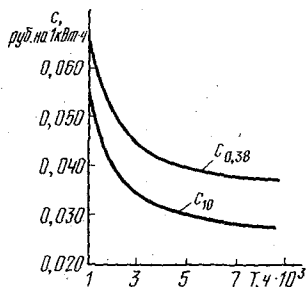
где z_v — средние затраты по выражению (14.22).

Значение $T_{0,38}$ для определения z_n по формуле (14.23) принимают равным числу часов использования максимальной мощности рассматриваемых потребителей.

На рисунке 14.1 приведены зависимости удельных затрат на электроэнергию c_{10} и $c_{0,38}$ от числа часов использования максимальной мощности T для схемы сети, включающей питающую линию напряжением 35 кВ, подстанцию 35/10 кВ, линии 10 и 0,38 кВ.

Анализ приведенных зависимостей и выражений показывает, что для уменьшения стоимости электроэнергии следует увеличить

Рис. 14.1. Зависимости приведенных затрат на электроэнергию от числа часов использования максимальной мощности.



потребление энергии сельскими потребителями (при этом соответственно увеличивается число часов использования), снизить затраты на производство и передачу электроэнергии в энергосистемах, а также повысить экономичность сельских электрических сетей.

При определении приведенных затрат на электроэнергию, когда электроснабжение сельских потребителей обеспечивается от местной дизельной электростанции, используют те же выражения, но значения входящих в них величин принимают с учетом отмеченных выше особенностей применительно к этим станциям ($K_{дэс}$, $I_{дэс}$ и т. д.). В частности, учитывают количество электроэнергии W , выработанной рассматриваемой электростанцией. Это относится и к резервным дизельным электростанциям.

Для оценки работы электростанций, кроме рассмотренных показателей, используют также себестоимость выработанной электроэнергии, которая определяется отношением суммарных годовых эксплуатационных расходов к количеству выработанной электроэнергии за год:

$$C_{дэс} = I_{дэс} / W,$$

где $I_{дэс}$ определяется выражением (14.21).

В связи с малой продолжительностью работы резервных электростанций и соответственно значительными затратами на вырабатываемую электроэнергию (приведенные затраты составляют 0,5 ... 2,0 руб. на 1 кВт·ч) для повышения их эффективности следует вводить принудительный график электропотребления, то есть отключать неответственные потребители и сдвигать во времени технологические процессы.

Один из путей повышения эффективности резервного электроснабжения — использование синхронных генераторов резервных станций для выработки реактивной мощности. Известно, что при централизованном электроснабжении электроприемники получают реактивную мощность от синхронных генераторов основных источников (электростанций системы) или от специально устанавливаемых батарей статических конденсаторов. При этом появляются дополнительные затраты — в первом случае из-за потерь энергии при передаче реактивной мощности, во втором — из-за необходимых капитальных вложений в батареи конденсаторов. При использовании синхронных генераторов резервных электростанций для выработки реактивной мощности их отъединяют от первичных двигателей, и они работают в режиме двигателя как

синхронные компенсаторы. В этом случае отсутствуют указанные дополнительные затраты. Если же повреждается основной источник электроэнергии, генератор автоматически соединяется с первичным двигателем и агрегат начинает работать в качестве резервной электростанции.

Украинским отделением института «Сельэнергопроект» разработана специальная методика определения целесообразности комплексного применения резервных электростанций для местного резервирования и компенсации реактивной мощности. По данным «Сельэнергопроекта», затраты на выработку реактивной мощности с помощью резервной дизельной электростанции мощностью 75 кВт составляют 351 руб. в год, а затраты на передачу этой же реактивной мощности при типовой схеме электроснабжения равны 752 руб. в год.

14.5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СРЕДСТВ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для проведения технико-экономической оценки и обоснования средств повышения надежности электроснабжения (СПН) «Сельэнергопроект» совместно с МИИСП и Белорусским отделением «Энергосетьпроект» разработаны Методические указания по определению экономической эффективности применения средств повышения надежности в сельских электрических сетях. Указания позволяют: выбрать наиболее эффективное СПН из нескольких рассматриваемых, определить экономический эффект от применения СПН в сельских электрических сетях, выбрать наиболее эффективный набор СПН и т. п. Выбор наиболее эффективного СПН из рассматриваемых определяется по минимуму приведенных затрат с учетом удельных нормативных затрат на надежность:

$$Z_i^{(n)} = E_n K_i + I_i + z_n \Delta W_i, \quad (14.24)$$

где K_i , I_i — соответственно капитальные и текущие затраты на i -е СПН; z_n — удельные нормативные затраты на надежность; ΔW_i — годовой ожидаемый недоотпуск электроэнергии при использовании i -го СПН.

Удельные нормативные затраты на надежность z_n представляют собой предельные приведенные затраты на предотвращение недоотпуска 1 кВт·ч электроэнергии, которые учитывают ущерб от нарушения электроснабжения сельскохозяйственных потребителей и ущерб энергосистеме, включая недоиспользование оборудования и обслуживающего персонала, дополнительные потери электроэнергии в послеаварийном режиме работы, затраты на восстановление нормального режима работы сети (затраты на оплату обслуживающего персонала по поиску и ремонту повре-

жденного оборудования, материалов, стоимость оборудования и эксплуатации механизмов и др.):

$$z_n = 75 \text{ коп. на } 1 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Годовой экономический эффект от применения СПН определяется как разность приведенных затрат по вариантам до и после применения СПН:

$$\mathcal{E} = Z_0^{(n)} - Z_{\text{СПН}}^{(n)} = \Delta L - \Delta Z = z_n (\Delta W_0 - \Delta W_{\text{СПН}}) - (Z_{\text{СПН}} - Z_0), \quad (14.25)$$

где $Z_0^{(n)}$, $Z_{\text{СПН}}^{(n)}$ — приведенные затраты, определяемые по формуле (14.24) для вариантов соответственно до и после применения СПН; ΔL — снижение народнохозяйственных потерь от нарушений электроснабжения в результате применения СПН; ΔW_0 , $\Delta W_{\text{СПН}}$ — годовой недоотпуск электроэнергии соответственно до и после установки СПН; $Z_{\text{СПН}}$, Z_0 — приведенные затраты по вариантам [первые два слагаемых формулы (14.24)].

Таким образом, для оценки экономической эффективности технических решений и выбора оптимального из них следует определить недоотпуск электроэнергии ΔW_0 и $\Delta W_{\text{СПН}}$, значение $\Delta L = 0,75 (\Delta W_0 - \Delta W_{\text{СПН}})$, разность в приведенных затратах по исходному и рассматриваемому вариантам ΔZ и по выражению (14.25) подсчитать величину $\mathcal{E}$. При этом установка СПН будет целесообразна при условии $Z_{\text{СПН}}^{(n)} < Z_0^{(n)}$ или $\mathcal{E} > 0$. При рассмотрении нескольких СПН соответственно определяют значения $Z_i^{(n)}$ для каждого из них, и оптимальным будет вариант с минимальным значением $\Delta Z_i^{(n)}$, для которого значение $\mathcal{E}$ будет максимальным.

Наиболее эффективный набор СПН выбирают аналогично на основе сравнения вариантов различных возможных сочетаний (комплексов) СПН.

Для облегчения расчетов «Сельэнергопроектом» разработаны графики для определения снижения потерь от ненадежности ΔL при установке в линиях 10 кВ различных СПН (двукратного АПВ, дистанционных измерителей расстояния до точки к. з., указателей поврежденных участков, линейных разъединителей, пунктов автоматического секционирования, пунктов АВР и др.) в зависимости от нагрузки линии (части линии) при различных сочетаниях с ранее установленными СПН. Разработаны графики для определения целесообразности оснащения линии 10 кВ СПН при различных условиях (линии, присоединенной к однострансформаторной или двухтрансформаторной подстанции 35 (110)/10 кВ, с односторонним или двусторонним питанием и т. п.) в зависимости от ее нагрузки и длины.

Для определения оптимальных наборов СПН разработана программа для ЭВМ, обеспечивающая направленный перебор вариантов.

Глава 15. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ СЕЛЬСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

15.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Абсолютное большинство сельскохозяйственных потребителей получает электроэнергию от централизованного источника — государственных энергосистем. При этих условиях основной системы сельского электроснабжения являются электрические сети. К электрическим сетям сельскохозяйственного назначения относят те, по которым более 50 % расчетной нагрузки передается и распределяется между производственными сельскохозяйственными потребителями, а также непроизводственными и бытовыми потребителями в сельской местности.

Систему сельского электроснабжения необходимо спроектировать таким образом, чтобы она имела наилучшие технико-экономические показатели, то есть чтобы при минимальных затратах денежных средств, оборудования и материалов она обеспечивала требуемые надежность электроснабжения и качество электроэнергии. Задача обеспечения электроэнергией потребителей при проектировании систем сельского электроснабжения должна решаться комплексно, с учетом развития в рассматриваемой зоне всех отраслей народного хозяйства, в том числе и несельскохозяйственных. Проектирование сельских электрических сетей необходимо проводить в соответствии как с общими директивными и нормативными документами (Правила устройства электроустановок, Правила технической эксплуатации и др.), так и со специально разработанными институтом «Сельэнергопроект» применительно к сельскому электроснабжению нормативными и методическими материалами (Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения, Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38 ... 110 кВ сельскохозяйственного назначения и др.).

Существует мощный энергетический комплекс, обеспечивающий сельскохозяйственных потребителей электроэнергией, — система сельских электрических сетей напряжением 0,38 ... 110 кВ. Однако непрерывный рост нагрузки при появлении новых потребителей в зонах, уже охваченных централизованным электроснабжением, и при освоении новых сельскохозяйственных районов, необходимость повышения надежности электроснабжения и качества электроэнергии, изменение планировки населенных пунктов и т. д. требуют дальнейшего развития электрических сетей. Оно включает как новое строительство, так и расширение и реконструкцию сетей. При этом под новым строительством подразумевают сооружение новых электрических линий и подстанций, под расширением — установку на однотрансформаторной подстанции

второго трансформатора с соответствующим оборудованием, под реконструкцией — замену проводов на линиях 0,38 и 10 кВ, перевод сетей с напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ, замену трансформаторов, установку средств компенсации реактивной мощности, секционирования, автоматизации, регулирования напряжения и т. п. Таким образом, реконструкция действующих электрических сетей связана в первую очередь с изменением электрических параметров линий и подстанций при частичном или полном сохранении строительной части объектов, а также с установкой дополнительных аппаратов и оборудования. Реконструкция позволяет повысить пропускную способность действующих сетей, надежность электроснабжения и качество электроэнергии у потребителей.

Большое значение в области проектирования систем сельского электроснабжения имеют предпроектные работы (схемы), в которых обосновываются технические решения по развитию электрических сетей в сельской местности на перспективу. Они подразделяются на схемы развития электрических сетей 35 ... 110 кВ, выполняемые по каждой области, краю, автономной или союзной республике, и схемы развития распределительных сетей 10 кВ, выполняемые по районам электрических сетей (РЭС). Эти схемы предназначаются для использования при текущем и перспективном планировании развития электрических сетей. Одновременно они являются исходным материалом для составления технико-экономических проектов строительства и реконструкции сетей, а также выполняют роль их технико-экономических обоснований. При разработке схем развития сетей определяют расчетные электрические нагрузки, конфигурацию и основные параметры сетей (марки и сечения проводов, места размещения новых подстанций, число и мощности трансформаторов на подстанциях и др.), выбирают средства регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, рассчитывают нормальные и послеаварийные режимы работы сетей, токи к. з., разрабатывают мероприятия по снижению потерь электроэнергии и т. д.

Схемы развития сетей 35 ... 110 кВ на очередную пятилетку разрабатывают за 1 ... 2 года до начала этой пятилетки. Необходимость сооружения новых объектов, расширения и реконструкции этих сетей определяется нагрузками, которые предполагаются в конце рассматриваемой пятилетки, и требованиями к надежности электроснабжения. Для выбора схем электроснабжения новых животноводческих комплексов, а также существующих потребителей при росте их нагрузок проводят технико-экономическое сравнение вариантов при питании от действующих подстанций 35/10, 110/10 и 110/35/10 кВ по сетям 10 кВ с учетом их развития с вариантами строительства разукрупняющих подстанций 35/10 или 110/10 кВ.

Схемы развития сетей 10 кВ разрабатывают на пятилетнюю перспективу, не считая года их составления. Схемы сетей 10 кВ

выполняют в увязке со схемами сетей 35 ... 110 кВ. При этом учитывают перспективные схемы районных планировок, перспективы развития населенных пунктов, возможность осуществления комплексной автоматизации сетей.

Первым этапом рабочего проектирования сельских электрических сетей, основанием для разработки проектно-сметной документации является задание на проектирование, которое выдает заказчик.

В задании, кроме общих пунктов (основание для проектирования, сроки выполнения, размер капиталовложений и т. п.), указываются:

для линий электропередачи 6 ... 110 кВ — ориентировочная длина и число цепей, пункты присоединения, требования по разработке вариантов, мероприятия по освоению земель взамен занимаемых под опоры;

для трансформаторных подстанций 35 ... 110 кВ — вид строительства (новое, расширение, реконструкция), месторасположение подстанции, способ ее присоединения к сетям энергосистемы, тип подстанции (комплектная, блочная и т. д.), требования к средствам диспетчерского и технологического управления, требования к организации эксплуатации, требования по защите окружающей среды;

для электрических сетей 380/220 В (линий и подстанций 10/0,38 кВ) — район и вид строительства (новое, взамен пришедших в негодность, реконструкция), ориентировочная протяженность линий, тип трансформаторных подстанций, дополнительные требования (типы светильников уличного освещения, возможность применения различных марок проводов для устройства ответвлений от линии к вводам и др.).

В тех случаях, когда исходные данные для проектирования отсутствуют или оказываются неполными, необходимые дополнительные материалы для проектирования получают путем проведения энергоэкономического обследования потребителей.

При обследовании потребителей колхозов и совхозов собирают сведения об электрических нагрузках, их категоричности по надежности электроснабжения, источникам резервирования электроснабжения, количеству, мощности и месту расположения трансформаторных подстанций 6 ... 10/0,38 кВ; уточняют генеральные и топографические планы населенных пунктов, на которые наносят существующие жилые дома, общественные постройки (в том числе и те, которые будут построены в ближайшие 5 лет) с указанием площади помещений и установленной мощности электроприемников; получают в службе энергосбыта данные об удельном годовом потреблении электроэнергии на одну квартиру.

Важными этапами проектирования являются технический проект и рабочая документация. Для объектов сельского электроснабжения, при сооружении которых предполагается использо-

вать типовые или повторно применяемые экономичные индивидуальные проекты, а также для технически несложных объектов проектирование выполняют в одну стадию — техно-рабочий проект. При таком одностадийном проектировании разрабатывают технический проект объекта, который дополняют рабочей документацией на его сооружение.

Для крупных и сложных объектов в случаях применения новой технологии производства при специальном обосновании допускается выполнять проект в две стадии.

Основные методы расчетов, которые проводятся при проектировании сельских электрических сетей (выбор нагрузок, электрический расчет сетей по различным показателям, механический расчет линий, расчет токов к. з., выбор аппаратуры и т. д.), рассмотрены в предыдущих главах. Поэтому ниже приводятся только некоторые дополнительные материалы, связанные с проектированием сетей.

15.2. ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЛИНИЙ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Выбор схем электроснабжения включает выбор номинальных напряжений сети, ее конфигурацию, выбор и размещение трансформаторных подстанций различных напряжений, схемы их присоединения к источникам питания.

Система централизованного электроснабжения сельского хозяйства, как известно, включает сети трех типов: питающие сети, состоящие из линий электропередачи напряжением 35 и 110 кВ и трансформаторных подстанций 110/35, 110/20, 110/10, 35/10 или 35/6 кВ; распределительные сети напряжением выше 1 кВ, включающие линии напряжением 35, 20, 10 и 6 кВ и трансформаторные подстанции 35/0,38, 20/0,38, 10/0,38 и 6/0,38 кВ; распределительные сети напряжением ниже 1 кВ, состоящие из линий напряжением 0,38/0,22 кВ.

При этом небольшая часть устаревших сетей напряжением 6 кВ постепенно заменяется на сети 10 кВ, сети 20 кВ используются только в Прибалтике, а основной является система электроснабжения 110/35/10/0,38 кВ с тремя ступенями трансформации. В последние годы все более широко начинает использоваться также двухступенчатая система распределения электроэнергии 110/10/0,38 кВ. В будущем, очевидно, найдет также применение система 110/35/0,38 кВ. При двухступенчатой системе распределения электроэнергии снижаются потребность в трансформаторной мощности (примерно на 30 %) и потери энергии, улучшается качество напряжения у потребителя.

Особенность схем сельских электрических сетей, в первую очередь распределительных напряжением 10 кВ, определяется

большой разбросанностью потребителей по территории при малой плотности нагрузки. С этим связано использование разветвленных (с глухими ответвлениями) радиальных сетей. В последние годы в связи с повышением требований к надежности электроснабжения проводится большая работа по уменьшению протяженности и разветвленности электрических линий, колецеванию (с работой в условно-замкнутом режиме) сетей 10 кВ и по использованию двустороннего питания подстанций 35 ... 110/10 кВ. Двустороннее питание этих подстанций рекомендуется, если на них по условиям надежности электроснабжения должны быть установлены два трансформатора или хотя бы одна из отходящих линий 10 кВ не обеспечивается резервированием по сети 10 кВ от соседнего центра питания.

Конфигурация схем электрических сетей зависит от ряда факторов, в том числе от числа, размещения электрических нагрузок и категоричности по надежности электроснабжения потребителей, числа и размещения опорных подстанций энергосистем. Разнообразие этих факторов может приводить к большому числу вариантов схем построения и конфигураций сетей с различными технико-экономическими показателями. Поэтому выбор оптимального варианта — весьма сложная задача проектирования, которая еще более усложняется при наличии в рассматриваемом районе ранее сооруженных сетей. В связи с указанным для сравнения возможных вариантов схем электроснабжения и выбора наиболее экономичных из них целесообразно использовать ЭВМ. Ряд программ для решения подобных оптимизационных задач уже разработан, в частности в институте «Сельэнергопроект».

В соответствии с нормами технологического проектирования по условиям защиты окружающей среды трассы воздушных линий следует по возможности прокладывать по землям несельскохозяйственного назначения, непригодным для сельского хозяйства, или по сельскохозяйственным угодьям худшего качества, приближать их к дорогам и существующим линиям. На землях государственного лесного фонда трассы линий должны прокладываться преимущественно по участкам, не покрытым лесом или занятым кустарником и малоценными насаждениями, с использованием существующих просек, вдоль лесных полос.

Выбранные сети должны быть приспособлены к разным режимам работы при изменении нагрузки, а также в послеаварийных ситуациях. Целесообразно предусматривать, чтобы конфигурация и параметры сетей обеспечивали возможность последующего развития без серьезных изменений.

Схемы электрических сетей 35 ... 110 кВ следует строить таким образом, чтобы шины (секции шин) 10 кВ подстанций 35 ... 110 кВ, от которых осуществляется питание взаимно резервирующих линий 10 кВ, были независимыми источниками питания. Две секции шин 10 кВ двухтрансформаторной подстанции 35 ... 110 кВ считаются независимыми источниками питания, если питание

этой подстанции осуществляется не менее чем по двум линиям 35 ... 110 кВ. Если две подстанции 35 ... 110/10 кВ, питающие взаимно резервирующие линии 10 кВ, присоединены к одной линии 35 ... 110 кВ, отключение которой приводит к обесточиванию обеих подстанций, одна из них должна иметь двустороннее питание с возможностью автоматической подачи резервного питания при отключении общего участка линии 35 ... 110 кВ.

Если пропускная способность новых линий 35 кВ к концу рассматриваемой пятилетки будет близка к пределу, следует рассмотреть вопрос технико-экономической целесообразности сооружения вместо них линий 110 кВ с временной эксплуатацией на напряжении 35 кВ. Это допускается в тех случаях, когда длительность их эксплуатации на напряжении 35 кВ не будет превышать 5 лет.

Номинальные мощности районных трансформаторных подстанций (РТП) 35 ... 110/10 и 110/35/10 кВ зависят от значения, характера и размещения нагрузки. В сельскохозяйственных районах на РТП обычно используют трансформаторы, имеющие мощность: на напряжение 35/10 кВ — от 630 до 6300 кВ·А, на 110/10 кВ — 2500 ... 10 000 кВ·А, на 110/35/10 кВ — 6300 ... 16 000 кВ·А. Рекомендуется устанавливать трансформаторы с автоматическим регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Установку двух трансформаторов на РТП необходимо предусматривать в следующих случаях: при расчетной нагрузке на шинах 10 кВ, требующей установки трансформатора мощностью выше 6300 кВ·А; при числе отходящих линий 10 кВ шесть и более; при расстоянии до ближайшей соседней подстанции 35 ... 110 кВ, превышающем 45 км; при невозможности зарезервировать хотя бы одну из линий 10 кВ, питающую потребителей первой и второй категорий по надежности от соседней подстанции 35 ... 110 кВ (например, из-за преград по местности); когда заменой сечения проводов на магистрали линии 10 кВ не обеспечиваются нормированные отклонения напряжения у потребителей в послеаварийном режиме.

Двухтрансформаторные подстанции рекомендуется присоединять к линии по схеме «заход—выход», то есть в разрыв линии с установкой соответствующей коммутационной аппаратуры, либо к двум разным линиям. Допускается при специальном обосновании присоединять двухтрансформаторную РТП 35 ... 110/10 кВ ответвлениями к двухцепной линии 35 ... 110 кВ. Однако в этом случае потребители первой категории по надежности электроснабжения должны обеспечиваться резервным питанием от независимого источника напряжения 10 кВ или резервной электростанции. РТП 110/35/10 кВ следует размещать в узлах сети, где возможно распределение нагрузки на напряжении как 10, так и 35 кВ.

Число отходящих от РТП линий 10 кВ не превышает 5 ... 6. Схемы электрических сетей 10 кВ следует основывать на исполь-

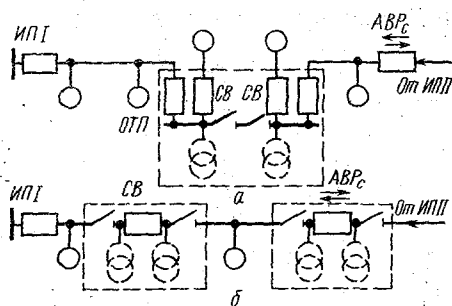


Рис. 15.1. Схемы присоединения ТП 10/0,38 кВ, питающих потребителей первой категории:

ИПТ — источник питания (п/ст 35 ... 110/10 кВ); СВ — секционирующий выключатель; АВР_с — сетевое АВР; ОТП — опорная ТП.

зовании воздушных взаимно резервирующих секционированных линий. Схемы этих сетей нужно строить по магистральному принципу: к

магистралям, по которым осуществляется взаимное резервирование линий, кроме ТП обычного типа, присоединять опорные трансформаторные подстанции 10/0,38 кВ (ОТП). Они представляют собой ТП 10/0,38 кВ, как правило, в закрытом исполнении, с развитым РУ 10 кВ, предназначенным для присоединения радиальных линий 10 кВ, автоматического секционирования и резервирования магистрали, размещения устройств автоматики и телемеханики. ОТП устанавливают у потребителей первой категории или на хозяйственных дворах центральных усадеб колхозов и совхозов, если на линии требуется установка секционирующего выключателя. На рисунке 15.1, а приведена одна из возможных схем ОТП, а на рисунке 15.1, б — еще один вариант схемы присоединения ТП 10/0,38 кВ, питающих потребителей первой категории. В узлах сети, особенно где в перспективе будут сооружаться подстанции 35 ... 110/10 кВ, можно устанавливать распределительные пункты 10 кВ. Взаимно резервирующие линии 10 кВ должны иметь по возможности, а если имеются потребители первой категории без местного резервирования, то обязательно сетевой резерв от независимого источника питания и оснащаться секционирующими аппаратами — выключателями и разъединителями. Магистральную часть этих вновь сооружаемых или реконструируемых линий рекомендуется выполнять сталеалюминиевым проводом одного сечения не менее 70 мм². Линия 10 кВ, как правило, обеспечивается только одним сетевым резервом от независимого источника питания. ТП 10/0,38 кВ, присоединенные к магистрали ответвлениями, рекомендуется по возможности переводить на питание от шин 10 кВ ОТП (РП).

На трансформаторных подстанциях (ТП) напряжением 10/0,38 кВ в большинстве случаев устанавливают трансформаторы мощностью от 25 до 630 кВ·А. При наличии потребителей первой категории предусматриваются двухтрансформаторные ТП. Эти ТП целесообразно присоединять к линии 10 кВ по схеме «заход—выход» (рис. 15.1).

Для электроснабжения потребителей второй категории с расчетной нагрузкой 120 кВт и более применяется схема с двусторонним питанием ТП 10/0,38 кВ (рис. 15.2). Допускается присоеди-

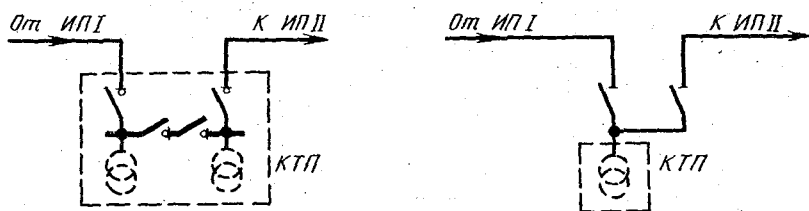


Рис. 15.2. Схемы присоединения ТП 10/0,38 кВ с расчетной нагрузкой 120 кВт и более, питающих потребителей второй категории.

нять эти ТП с нагрузкой меньше 120 кВт к линии 10 кВ ответвлением, если длина нерезервируемого участка линии 10 кВ (повреждение которого приводит к перерыву в электроснабжении на время ремонта линии) не более 0,5 км. Для питания потребителей второй категории с нагрузкой 250 кВт и более следует применять двухтрансформаторные ТП 10/0,38 кВ. При меньшей нагрузке применяют, как правило, однитрансформаторные подстанции.

ТП 10/0,38 кВ нужно проектировать с применением комплектных трансформаторных подстанций (КТП) заводского изготовления наружной установки.

Более надежные, но дорогие ТП закрытого типа рекомендуется применять в следующих случаях: для электроснабжения потребителей первой категории при суммарной мощности трансформаторов 250 кВт·А и более; со сложными схемами распределительных устройств, к которым присоединяется более двух линий 10 кВ; в условиях стесненной застройки поселков городского типа, центральных усадеб колхозов и совхозов; в районах с холодным климатом ($t \leq -40^\circ\text{C}$), или с загрязненной атмосферой (III степени и более), или со значительным снежным покровом (более 2 м).

Трансформаторы 10/0,4 кВ, как правило, применяют с переключением ответвлений без возбуждения. При соответствующем обосновании и наличии оборудования можно применять трансформаторы с РПН на крупных животноводческих комплексах.

ТП 10/0,38 кВ наиболее часто применяют с воздушными вводами 10 кВ.

В отдельных случаях мелкие нагрузки могут питаться от однофазных трансформаторов мощностью 5 и 10 кВт·А, присоединяемых к двухпроводным ответвлениям от линий 10 кВ.

Мощность трансформаторов на однитрансформаторных подстанциях выбирают по экономическим интервалам нагрузки при работе в нормальном режиме с учетом допустимых систематических перегрузок. При возможных дополнительных нагрузках в послеаварийном режиме выбранный трансформатор следует проверить на нагрузочную способность при этих условиях так же, как при наличии короткозамкнутых асинхронных электродвигателей соизмеримой мощности — на условия их пуска.

При выборе мощности трансформаторов на двухтрансформаторных подстанциях учитывают условия их работы в нормальном и аварийных режимах.

ТП 10/0,38 кВ, от которых обычно отходят по 3 ... 4 линии, располагают в «центре тяжести» нагрузок или при наличии более крупных потребителей — вблизи них.

Схемы электрических сетей 0,38 кВ основывают на использовании радиальных нерезервируемых линий напряжением 0,38/0,22 кВ, отходящих от ТП 10/0,38 кВ. Линии в большинстве случаев выполняют четырехпроводными, с глухозаземленной нейтралью. При этом однофазные электроприемники на напряжение 220 В включают между фазным и нулевым проводами. При установке однофазных трансформаторов можно использовать трехпроводные линии напряжением 2×220 В с одним нейтральным проводом.

Электроснабжение электроприемников первой категории должно осуществляться по двум отдельным линиям 0,38 кВ, подключенным к независимым источникам питания. Выбранные по экономическим интервалам (по минимуму приведенных затрат) провода и кабели линий 0,38 кВ должны быть проверены: на допустимые потери напряжения в сети, на допустимые длительные токовые нагрузки по условию нагрева в нормальном и послеаварийных режимах (в основном для изолированных проводов и кабелей), на обеспечение надежного срабатывания устройств защиты (предохранителей, автоматических выключателей), на пуск асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором (см. гл. 5).

Проводимость нулевого провода линий 0,38 кВ, питающих преимущественно (более 50 % по мощности) однофазные электроприемники, а также животноводческие и птицеводческие фермы, должна быть не менее проводимости фазного провода.

Более подробные данные по выбору схем сетей, в частности числа и типа трансформаторных подстанций приведены в справочной литературе [5 и 6].

15.3. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ НОРМАТИВНЫХ УРОВНЕЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В соответствии с ранее действовавшими Рекомендациями по учету требований надежности электроснабжения потребителей при проектировании электрических сетей сельскохозяйственного назначения в качестве основного показателя надежности принималось допустимое (нормативное) время отключения потребителя за год. При этом фактически не учитывались экономические аспекты задачи повышения надежности электро-

снабжения, в первую очередь получаемый экономический эффект. Не учитывались также мощность потребителя и другие важные его характеристики. В настоящее время предложен новый подход к учету надежности электроснабжения при проектировании сельских электрических сетей.

В соответствии с разработанными «Сельэнергопроектом» совместно с МИИСП, ВИЭСХ и Белорусским отделением «Энергосетьпроект» рекомендациями учет надежности электроснабжения должен проводиться на технико-экономической основе. Краткие сведения по используемой при этом методике приведены в п. 14.5. На такой основе разработаны Методические указания по обеспечению при проектировании нормативных уровней надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей («Сельэнергопроект», РУМ, сентябрь, 1986 г.).

В соответствии с этими указаниями для электроприемников второй категории установлены следующие нормативные показатели надежности: допустимая частота отказов в электроснабжении ω_{II} для специально выделенной группы электроприемников, не допускающих длительности перерывов электроснабжения τ более 0,5 ч (прил. 31), $\omega_{II} (\tau \leq 0,5 \text{ ч}) = 2,5$ отказа в год, для остальных электроприемников второй категории $\omega_{II} (\tau \leq 4 \text{ ч}) = 2,3$ отказа в год, $\omega_{II} (4 \text{ ч} < \tau \leq 10 \text{ ч}) = 0,1$ отказа в год при расчетной нагрузке 120 кВт и более, $\omega_{II} (4 \text{ ч} < \tau \leq 10 \text{ ч}) = 0,2$ отказа в год при нагрузке менее 120 кВт. Для электроприемников третьей категории $\omega_{III} (\tau \leq 24 \text{ ч}) = 3$ отказа в год.

При этом для электроприемников и потребителей первой категории (прил. 31) в соответствии с ПУЭ допускается перерыв в подаче энергии лишь на время автоматического восстановления питания от резервного источника при нарушении электроснабжения от основного.

Для упрощения и повышения технологичности проектирования непосредственный расчет показателей надежности не проводят. Выбор средств повышения надежности (СПН) осуществляется в соответствии с рекомендациями, приведенными в Методических указаниях. Рекомендации, касающиеся выбора схем сетей 0,38 ... 110 кВ, учтены в материалах п. 15.2.

Выбор целесообразного количества и мест установки СПН в сетях 10 кВ проводят следующим образом.

В первую очередь рассматривают СПН для потребителей первой категории. Местное резервирование их целесообразно при условии

$$l_{\text{рез}} < l_{\text{вых}} + 0,5 \text{ км},$$

где $l_{\text{рез}}$ — длина резервной линии 10 кВ; которую необходимо соорудить для осуществления местного резерва; $l_{\text{вых}}$ — длина магистрального участка линии 10 кВ, который необходимо соорудить для осуществления схемы питания ОТП, км (рис. 15.3).

При условии $l_{\text{рез}} > l_{\text{вых}} + 0,5 \text{ км}$ следует принять схему с ОТП и пунктом сетевого АВР на линии 10 кВ (см. рис. 15.1).

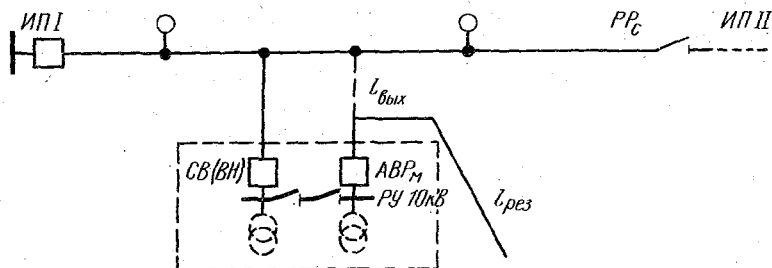


Рис. 15.3. Выбор способа резервирования потребителей первой категории (вариант местного резервирования):

$РР_c$ — линейный разъединитель; $АВР_m$ — местный АВР; $СВ$ — секционирующий выключатель; $ВН$ — выключатель нагрузки.

Выбор количества и мест установки автоматических коммутационных аппаратов (АКА), обеспечивающих нормативы надежности электроснабжения потребителей второй и третьей категорий, зависит от схемы подстанции 35 ... 110/10 кВ (одно- или двухтрансформаторная, с одно- или двусторонним питанием), суммарной длины l_{Σ} и расчетной нагрузки P_{Σ} линии 10 кВ. При этом максимальная длина участка линии, включая ответвления, к которому присоединены эти потребители, ограниченная АКА, не должна превышать 12 км. Число АКА выбирают по номограммам, одна из которых приведена на рисунке 15.4. Откладывая на графике точку с координатами P_{Σ} и l_{Σ} , определяем целесообразный набор секционирующих выключателей (СВ) и автоматического (АВР_с) или ручного при помощи разъединителя (РР_с) сетевого

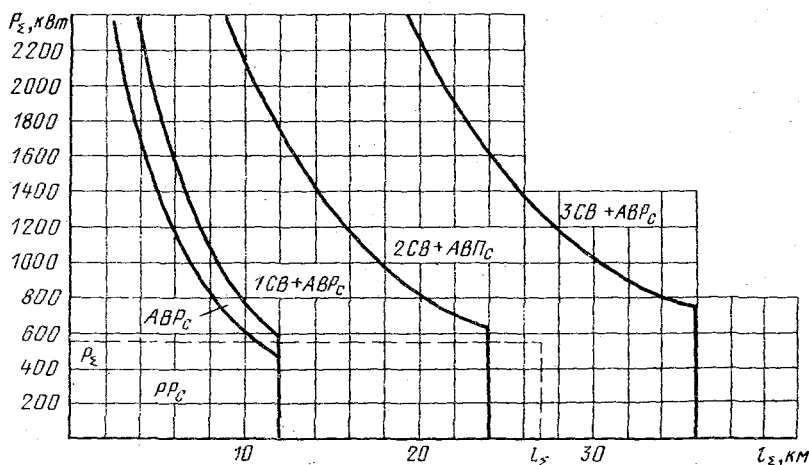


Рис. 15.4. Номограмма (графики) для определения числа устройств автоматического секционирования и резервирования в линии 10 кВ, отходящей от двухтрансформаторной РТП с двусторонним питанием.

резервирования. Номограмма (рис. 15.4) предназначена для случая, когда к линии присоединен потребитель первой категории с местным резервированием (при этом его нагрузка при определении P_{Σ} не учитывается) или только потребители второй и третьей категорий. Примерное место размещения устройства автоматического секционирования выбирают между точками, одна из которых делит линию (участки линии) на равные части по суммарной длине, а вторая — на равные части по нагрузке.

Во всех случаях линейные разъединители 10 кВ устанавливают на магистрали для ограничения длины участка линии по 3,5 км, включая ответвления, и на ответвлении при его длине более 2,5 км. Возле каждого линейного разъединителя следует устанавливать указатели короткого замыкания (УКЗ). Каждая линия 10 кВ должна быть оснащена: устройством двукратного АПВ (2АПВ) на головном и секционирующих выключателях, устройством для дистанционного измерения расстояния до места к. з. (ДИ) на выключателе ввода 10 кВ подстанции 35 ... 110/10 кВ, телесигнализацией (ТС) положения головного выключателя линий 10 кВ и наличия замыкания на землю в сети 10 кВ, а также телесигнализацией положения СВ и выключателей пункта АВР, при ее экономической эффективности.

На рисунке 15.5 показан один из примеров набора СПН на линии напряжением 10 кВ, обеспечивающий нормативы надежности электро-

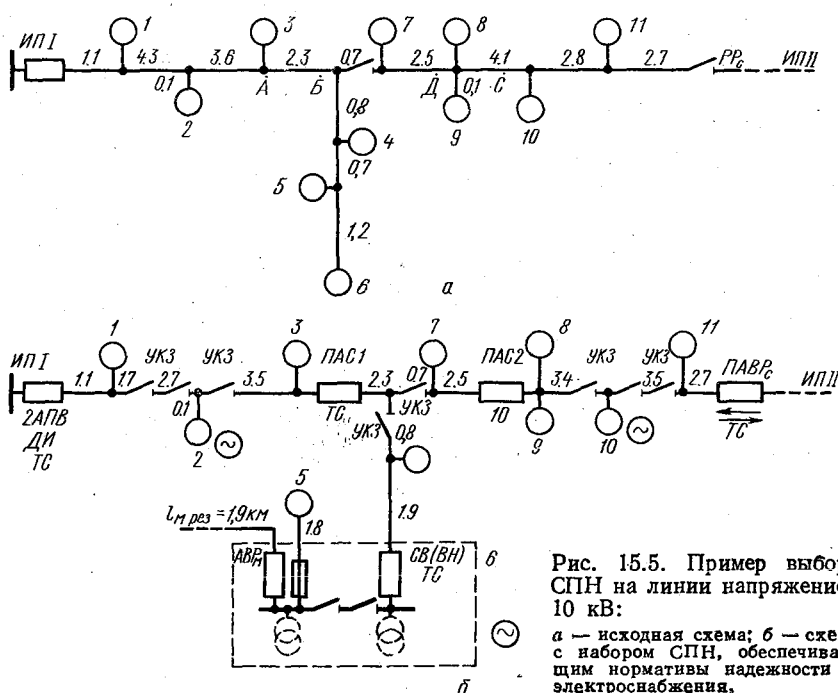


Рис. 15.5. Пример выбора СПН на линии напряжением 10 кВ:

а — исходная схема; б — схема с набором СПН, обеспечивающим нормативы надежности электроснабжения.

снабжения, приведенный в рассматриваемых Методических указаниях. Линия питается от двухтрансформаторной подстанции 35/10 кВ, имеющей двустороннее питание. Линия резервируется от соседней подстанции. Суммарная длина линии $l_{\Sigma} = 27,2$ км. К ней присоединены: комплекс по производству молока на 800 коров (ТП6) — потребитель первой категории; свиноварные фермы (2 и 10) — потребители второй категории с расчетными нагрузками 100 и 75 кВт; потребители третьей категории (1, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 11) с нагрузками 20, 60, 100, 40, 40, 20, 50, 100 кВт. В первую очередь выбирают способ резервирования потребителя первой категории. Так как условие $l_{рез} < l_{вых} + 0,5$ выполняется ($l_{рез} = 1,9$ км, $l_{вых} = 2,7$ км), то целесообразно местное резервирование. По графикам рисунка 15.4, предназначенным для рассматриваемой схемы питания подстанции 35/10 кВ, при $P_{\Sigma} = 565$ кВт (без учета нагрузок 6 и 5) и $l_{\Sigma} = 27,2$ км определяется, что необходимо установить пункт АВР_о (ПАВР) и два пункта автоматического секционирования (ПАС). С учетом приведенных выше рекомендаций выбирают места установки ПАС1 (между точками А и Б) и ПАС2 (между точками С и Д), расставляют линейные разъединители и УКЗ (на магистрали предполагается установка модернизированных УКЗ, отстроенных от действия АВР), а также оснащают линию другими устройствами автоматизации.

15.4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПРОВОДОВ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЯХ

К электропроводам относится совокупность проводов и кабелей совместно с их креплениями, поддерживающими защитными конструкциями и деталями, предназначенная для передачи и распределения электроэнергии непосредственно к электроприемникам.

В зависимости от характера помещения, наличия материалов и требований эксплуатации выбирают соответствующие виды электропроводок:

открытые, проложенные по поверхности стен, потолков, по фермам и другим строительным элементам зданий и сооружений, по опорам и т. п.;

скрытые, проложенные внутри конструктивных элементов зданий и сооружений (в стенах, полах, фундаментах, перекрытиях), а также по перекрытиям в подготовке пола, под съемным полом и т. п.;

наружные, проложенные по наружным стенам зданий и сооружений, под навесами, а также между зданиями на опорах вне улиц и дорог (наружная электропроводка может быть открытой и скрытой).

К электропроводам относятся также вводы в здания от изоляторов (ответвления воздушной линии), установленных на наружной поверхности (стене, крыше), до зажимов вводного устройства.

Марки проводов определяются при проектировании в соответствии с условиями окружающей среды и пожарной безопасности.

Правильно спроектированные электропроводки должны обеспечивать: ограничение нагрева проводников, отклонений напряжения и потерь допустимыми пределами, надежное срабатывание защиты, достаточную механическую прочность проводов, безотказный пуск электродвигателей. При этом проект электропроводок выполняют с учетом электрических сетей напряжением 0,38 кВ, подводящих электроэнергию к зданию (сооружению).

При выборе способа прокладки электропроводки следует максимально использовать типовые конструктивные решения, обеспечивающие возможность проведения электромонтажных работ современными промышленными методами.

Категории зданий и сооружений, в том числе сельскохозяйственных, рекомендуемые для них типы электропроводок, способы их крепления и наибольшие расстояния между крепежными деталями приводятся в справочниках.

Открытые, не защищенные от механических повреждений изолированные провода прокладывают или подвешивают на высоте не менее 2,5 м от пола. Провода, проложенные на меньшей высоте и не имеющие защитных оболочек, защищают от механических повреждений трубами, коробами, ограждениями или применяют скрытую электропроводку. Вертикальные спуски к щиткам, выключателям, розеткам защищают на высоте не менее 1,5 м. В помещениях без повышенной опасности, к которым, в частности, относятся бытовые помещения предприятий, жилые помещения, допускается прокладывать провода на высоте 2 м от пола, а вертикальные спуски к выключателям, розеткам и щиткам не защищать.

При проектировании электропроводок комплексов и ферм по производству продуктов животноводства на промышленной основе в соответствии с методическими указаниями по их проектированию необходимо учитывать также следующее.

Проект электропроводок — это самостоятельный раздел проекта электрических сетей внутреннего электроснабжения комплекса. Стадийность проектирования определяется стадийностью проектирования объекта в целом. Система электропроводок, как правило, принимается четырехпроводной напряжением 380/220 В с глухозаземленной нейтралью. Для местного и переносного электроосвещения необходимо применять напряжение 36 В и ниже от специальных понижающих трансформаторов.

При проектировании электропроводок следует предусматривать группировку потребителей первой, второй и третьей категорий с питанием их от самостоятельных расщеплительных устройств.

Провода и кабели освещения и силовых сетей вне основных производственных помещений следует прокладывать открытым способом без применения труб.

Электропроводки от распределительных шкафов до одиночных электроприемников нужно выполнять нерезервируемыми для всех категорий электроприемников.

В основных производственных помещениях комплексов рекомендуется выполнять скрытую проводку в пластмассовых трубах или в штробах — несменяемую без труб, а открытую проводку — силовым небронированным кабелем или проводами в пластмассовых трубах — на скобах, в лотках, на тросах.

В помещениях, где содержатся скот и птица, следует предусматривать дежурное освещение, для чего необходимо выделить 10 ... 15 % светильников рабочего освещения с самостоятельным управлением.

При проектировании наружного освещения его питание рекомендуется выполнять воздушными линиями с централизованным автоматическим управлением.

Провода для силовых и осветительных сетей, источники света и вариант размещения осветительных установок, облучающие установки и т. д. выбирают в соответствии с имеющимися руководствами и указаниями («Руководство по выбору и применению проводов для силовых и осветительных сетей», «Руководство по проектированию освещения животноводческих помещений», «Указания по применению в сельскохозяйственном производстве ультрафиолетовых лучей для непосредственного воздействия на процессы роста и развития животных организмов» и др.).

Глава 16. МОНТАЖ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ УСТАНОВОК СЕЛЬСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Ремонт силовых трансформаторов рассматривается в дисциплине «Эксплуатация и ремонт электрооборудования». Там же излагаются вопросы эксплуатации электрооборудования на сельскохозяйственных предприятиях. Поэтому в настоящей главе изложены только вопросы, связанные с электрическими сетями высокого и низкого напряжения. Следует иметь в виду, что на электрические сети приходится преобладающая часть денежных и материальных вложений во все энергетическое хозяйство. Поэтому и затраты на монтаж, эксплуатацию и ремонт сетей оказываются наибольшими из общих затрат в установках сельского электроснабжения.

16.1. МОНТАЖ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Трассой называют полосу поверхности земли, по которой проходит воздушная линия.

При проектировании линии сначала определяют трассу на карте, стремясь выбрать ее направление возможно более прямолинейным, но в то же время избегая прокладки линии в лесу, по болотам и другим неудобным местам, а также излишних переходов через другие линии, дороги и прочие препятствия. Линии высокого напряжения, кроме случая совместной подвески их с низковольтными линиями, не следует прокладывать по населенным местностям. При выборе трассы предусматривают наличие дорог в непосредственной близости от нее для удобства монтажа и обслуживания будущей воздушной линии. Окончательное направление трассы линии выбирают при обследовании местности.

При прохождении воздушной линии напряжением свыше 1 кВ в лесу прорубают просеку. Ширина просеки для сельских воздушных линий напряжением до 35 кВ включительно при высоте леса $H < 4$ м должна быть не менее чем $D + 6$ м, а при высоте леса $H > 4$ м — не менее чем $D + 2H$, где D — расстояние между крайними проводами линии, м. При высоте леса $H < 4$ м деревья, растущие на краю просеки, необходимо вырубить, если их высота больше высоты основного лесного массива. Для воздушных линий напряжением до 1 кВ просеку в лесу вырубать не нужно. При этом вертикальные и горизонтальные расстояния от проводов до вершин деревьев, кустов и прочей растительности должны быть не менее 1 м.

Наиболее трудоемкая часть сооружения воздушных линий — это земляные работы. На рисунке 16.1 показан котлован для одно-

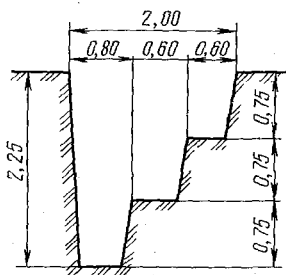


Рис. 16.1. Котлован для установки одно-
стоечной опоры.

стоечной опоры, вырытый вручную (размеры даны в метрах). Для удобства при работе и облегчения последующей установки опоры его роют уступами. На прямых участках котлованы роют вдоль линии. Для угло-

вых опор роют так, чтобы нетронутая стенка была со стороны тяжения проводов. На дно кладут большой камень, а при слабом грунте укрепляют дно несколькими камнями. Для сложных опор котлованы роют так же, как для одностоечной. Если сложная опора не имеет подземных стяжек, то для каждой ее ноги заготавливают отдельный котлован. Деревянные опоры развозят вдоль трассы и укладывают возле вырытых котлованов.

Предварительно на опоры укрепляют крюки или штыри с изоляторами. На крюки или штыри навивают кабельную пряжу или пеньку, пропитанную суриком, смешанным с олифой. Для этих целей применяют также пластмассовые колпачки.

Крюки с закрепленными на них изоляторами ввертывают в стойку опоры. Для этого в опоре буравом высверливают отверстия, в которые специальным ключом ввертывают крюки. Изоляторы на штырях устанавливают на траверсах, к которым штыри прикрепляют гайками.

При сооружении отдельных линий небольшой длины работы ведут вручную. Все линии значительной протяженности сооружают при помощи механизмов.

Одностоечные опоры устанавливают вручную — баграми и ухватами, бригадой в 6 ... 7 рабочих. Тяжелые и сложные опоры устанавливают неподвижной стрелой в виде столба длиной около 10 м. Подъемный трос натягивают трактором или лебедкой. Можно также использовать «падающую стрелу», то есть мачту, которую поднимают вместе с устанавливаемой опорой.

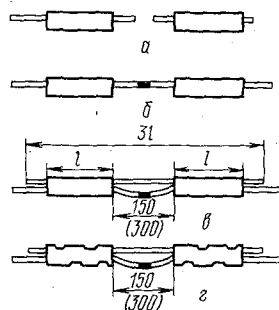
Правильность установки поднятых опор проверяют отвесом, а также по оси линии. Выверенные опоры закрепляют в яме вынутым из нее грунтом. Грунт засыпают слоями толщиной 150 ... 200 мм. Каждый слой тщательно утрамбовывают.

После установки опор под ними вдоль трассы линии раскатывают провода, которые обычно доставляют на барабанах. Раскатывают их на поднятых барабанах, чтобы избежать закручивания провода и образования петель.

Соединять однопроволочные провода в пролете скруткой с последующей пропайкой можно лишь на линиях напряжением до 1 кВ. В остальных случаях провода соединяют овальными обжимными соединителями. Соединяемые провода вводят в овальную

Рис. 16.2. Соединение алюминиевых и сталеалюминиевых проводов термитной сваркой:

а — подготовленные концы проводов; *б* — концы проводов после сварки; *в* — в соединители вставлен шунт из отрезка провода; *г* — провод и шунт после обжима соединителей.



гильзу-соединитель и скручивают 3,5...4 раза либо специальными клещами на гильзе делают в шахматном порядке насечки.

Алюминиевые и сталеалюминиевые провода соединяют также термитной сваркой. Затем при помощи соединителей укрепляют шунт из провода той же марки (рис. 16.2), чтобы разгрузить место сварки от механических усилий. Сварку ведут термитными патронами, поджигаемыми специальными термитными спичками.

Соединения проводов должны обладать механической прочностью, составляющей не менее 90 % прочности целого провода. Места соединения проводов защищают от влаги. Для этого концы соединителей закрашивают суриком. Сращивать провода в пролете, пересекающем другие линии, не допускается.

Раскатанные по земле провода поднимают на опоры шестами или веревками, для чего монтер влезает на опору. Поднятые провода укладывают на крюки изоляторов или на специальные монтажные ролики. После этого провода закрепляют на одной из анкерных опор и натягивают во всем анкерном пролете.

Провода линий низкого напряжения натягивают вручную — полиспастом, линий высокого напряжения с большими пролетами — трактором или лебедкой. Алюминиевые провода при этом зажимают в специальном деревянном зажиме, а стальные и медные захватывают металлическими клиновыми зажимами.

Стрелу провеса проводов устанавливают в соответствии с монтажной таблицей в зависимости от температуры воздуха или определяют по усилию, с которым натягивают провод. Усилие отсчитывают по динамометру, присоединенному к проводу. Стрелу провеса определяют визированием с одной опоры на другую. Для этого на двух смежных опорах укрепляют рейки с делениями. На одну из опор поднимается монтажник. По его команде натягивание провода прекращают, когда стрела провеса достигнет заданного значения.

На воздушных линиях низкого напряжения, если на одной и той же опоре закрепляют провода разных сечений, стрелу провеса у всех проводов делают одинаковой.

Когда провод натянут, его крепят к конечной анкерной опоре, а затем к изоляторам всех промежуточных опор. К штыревым изоляторам провода прикрепляют специальными зажимами или проволокой — вязкой (рис. 16.3).

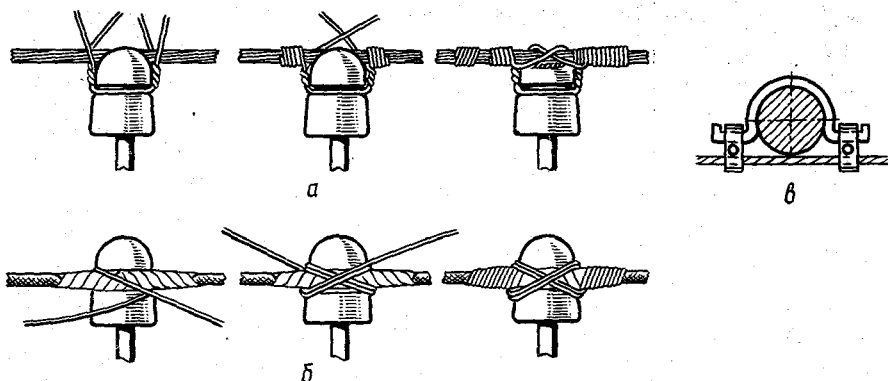


Рис. 16.3. Крепление провода к штыревым изоляторам на промежуточной опоре:

а — проволокой к головке изолятора; *б* — проволокой к шейке изолятора; *в* — зажимом к шейке изолятора.

Алюминиевый провод привязывают к изолятору алюминиевой проволокой, стальной провод — мягкой стальной оцинкованной проволокой диаметром соответственно 3,5 мм и 2,0 ... 2,7 мм.

На штыревых изоляторах провода прикрепляют к шейке или головке изолятора. На угловых опорах провода прикрепляют только к шейке изолятора. Применяют также зажимы. На гирляндах подвесных изоляторов провода закрепляют только зажимами. Для защиты наружной поверхности алюминиевых и сталеалюминиевых проводов их обматывают алюминиевой лентой толщиной 1 мм.

Сооружение воздушных линий — трудоемкая работа, требующая затраты значительного количества рабочего времени. В связи с этим разработано много механизмов, ускоряющих работы и облегчающих труд.

На транспортных и погрузочно-разгрузочных работах применяют тракторы, автомобили, автопогрузчики и автокраны для перевозки по трассе опор, проводов и других материалов. В сельских условиях эти механические средства широко используют.

Рубка просек для линий высокого напряжения — трудоемкая работа. На рубке деревьев для просек с успехом применяют бензомоторные или электрические пилы, которые механизмируют самую тяжелую операцию — валку леса. При большом объеме работ целесообразно использовать трелевочные тракторы для перевозки срубленных деревьев. Для корчевания пней используют специальный корчеватель на гусеничном тракторе, а для очистки просеки от кустарников — кусторез на тракторе.

Большое значение имеет механизация работ по рытью ям и установке опор. Бурильно-крановая машина на тракторе бурит яму диаметром 0,4 ... 0,7 м за 4 ... 10 мин и ставит опору специальной стрелой. Для установки одностоечной опоры, кроме

механика, требуется один рабочий. За смену машина роет ямы и устанавливает в них 10 ... 20 опор. Бурильно-крановые машины могут быть установлены на автомобилях, в том числе на вездеходах. Эти машины во много раз сокращают потребность в рабочей силе для рытья ям и установки опор. В результате стоимость таких работ значительно снижается.

При укладке проводов на крюки, привязывании их к изоляторам, установке фонарей уличного освещения пользуются подъемной вышкой, изготовленной из нескольких труб разных диаметров. В походном положении трубы входят одна в другую, поэтому вышку называют телескопической. В рабочем положении ее устанавливают отвесно и раздвигают двигателем автомобиля. Два монтера становятся на площадку с сетчатыми стенками и поднимаются на высоту до 26 м.

Для подъема на высоту до 20 м применяют гидроподъемники также на автомобилях. Гидроподъемник состоит из вращающейся башни—турели и двух трубчатых колен, на концах которых помещены две люльки для монтеров. Поворачивают башню и приводят в рабочее движение колена при помощи гидроцилиндров. Управление дистанционное как с земли, так и из люльки подъемника. Благодаря этому, а также большому вылету люлек с одной стоянки машины можно выполнять все верховые работы на опоре при монтаже воздушных линий напряжением до 35 кВ.

Все работы по сооружению воздушных линий в сельской местности, которых монтируют в нашей стране до 200 тыс. км в год, ведут механизированные колонны, в состав которых входят буростолбоставы на тракторах и вездеходах, автокраны, автомобили и тракторы, лебедки, автомастерские, передвижные автосварочные агрегаты, передвижные дизельные электростанции, телескопические вышки на автомобилях и прочее оборудование. Механизированные колонны почти полностью устраняют ручной труд.

16.2. ПРОКЛАДКА КАБЕЛЕЙ

В сельской местности наиболее распространена прокладка кабелей в земле. Кабели укладывают в траншеях глубиной 700 мм в один горизонтальный ряд, на постель из слоя песка или просеянной земли (рис. 16.4). Сверху кабель засыпают таким же слоем.

Земля плотно облегает кабель и хорошо отводит от него теплоту. Для защиты кабеля от механических повреждений на него кладут ряд кирпичей вдоль направления траншеи.

При прокладке кабелей в земле более 75 % времени уходит на рытье и засыпку траншей, если эту работу выполнять вручную. В сельских местностях при выполнении земляных работ применяют многоковшовый экскаватор для рытья траншей и бульдозер для их засыпки. Грунт утрамбовывает самоходная вибрационно-трамбующая машина или самоходные катки.

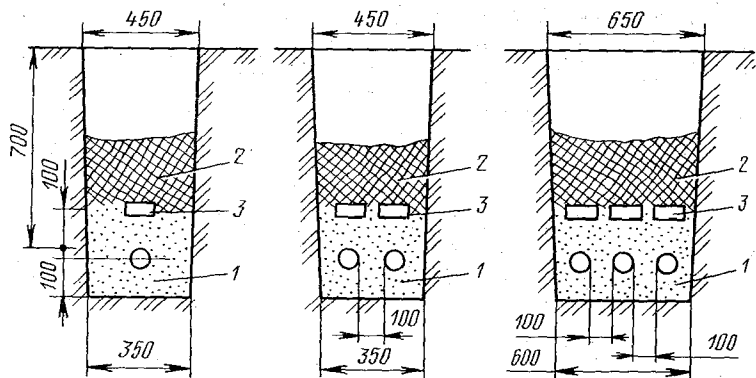


Рис. 16.4. Разрез траншеи для прокладки кабеля напряжением до 10 кВ:
1 — песок или просеянная земля; 2 — грунтовая земля; 3 — кирпичи.

При механизированной прокладке кабелей их можно не защищать от повреждений кирпичом, но тогда глубина траншеи должна быть увеличена до 1000 ... 1200 мм.

На поворотах траншею роют так, чтобы радиус закругления трехжильного оцинкованного кабеля с бумажной изоляцией был не менее 15 наружных диаметров (одножильного — 25 диаметров), с алюминиевой оболочкой — не менее 20 наружных диаметров. В местах соединения кабелей в муфтах траншеи расширяют до 1,5 м на участке длиной 2 м.

Кабель можно укладывать в траншею вручную. Для облегчения этой работы, а также для сокращения времени на ее проведение применяют механизированную прокладку. При механизированной прокладке кабельный барабан устанавливают на домкраты и поднимают на нужную высоту. Кабель перемещают вручную или лебедкой на автомобиле по специальным роликам, устанавливаемым на дне траншеи, и укладывают на дно траншеи змейкой. Длина кабеля должна быть примерно на 1 % больше длины траншеи.

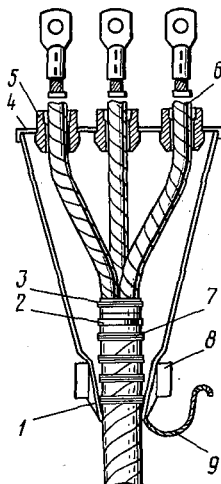
В населенных местах при переходе через дорогу и т. п. целесообразно укладывать кабели в блоках из керамических или асбестоцементных труб. Применяют также бетонные блоки с одним и несколькими отверстиями. Диаметр отверстия в блоке должен превышать наружный диаметр кабеля не менее чем в 1,5 раза.

Блоки кладут на дно траншеи и соединяют жидким цементным раствором, гудроном или смолой. Через каждые 70 ... 100 м делают колодцы, которые служат для протяжки кабелей в отверстия блоков, для соединения и ответвления кабелей в муфтах. Блоки укладывают с некоторым уклоном, чтобы вода из них стекала.

Предварительно через блоки протягивают специальный цилиндр, чтобы проверить, нет ли в трубах выступов. Если выступы есть, их очищают, протягивая металлическую щетку. Затем в блоки

Рис. 16.5. Заделка кабеля в стальной концевой воронке:

1 — толевая бумага и просмоленная лента; 2 — свинцовая оболочка; 3 — бандаж из суровой нитки на поясной изоляции; 4 — крышка воронки; 5 — фарфоровая втулка; 6 — жила, обмотанная изоляционной лентой; 7 — место припайки заземляющего провода; 8 — стальной комут для крепления воронки; 9 — заземляющий провод.



втягивают кабель, смазав его поверхность техническим вазелином. Обычно при сборке блоков в них оставляют проволоку для протяжки кабеля. Укладывают кабели отрезками от одного колодца до другого, где их соединяют муфтами.

В помещениях кабели прокладывают открыто на скобах или в хомутах. Расстояние между соседними креплениями кабеля составляет 800 ... 1000 мм при горизонтальной и до 2000 мм при вертикальной прокладке. Применяют кабели без защитного покрова. Наружную поверхность свинцовой оболочки кабеля покрывают битумом или окрашивают. Расстояние между силовыми кабелями в свету должно быть не менее 35 мм. В проходах через стены и перекрытия кабели укладывают в отрезках стальных или асбоцементных труб. В местах, где возможны механические повреждения кабелей, их защищают стальными трубами или отрезками угловой стали на высоте до 2 м от уровня пола.

В помещениях применяют также скрытую прокладку кабелей в каналах или в стальных трубах. Сверху каналы закрывают железобетонными или стальными плитами. Для лучшего охлаждения расстояние между кабелями в каналах должно быть не менее 50 мм.

Все соединения и ответвления кабелей делают в муфтах, которые защищают кабель от попадания влаги и предохраняют место соединения от механических повреждений. Перед установкой муфты кабель разделяют, то есть с него снимают защитные оболочки, предварительно наложив на кабель два проволоочных бандажа на расстоянии 150 ... 200 мм один от другого. Жилы кабеля разводят и изгибают так, чтобы радиус изгиба жилы был не менее десяти ее диаметров. Затем их вводят в отверстия распорных фарфоровых пластинок (мостиков). Соединяют жилы гильзами с последующей пропайкой или опрессовкой гидравлическим прессом. Металлические оболочки кабеля заземляют. Муфту заливают кабельной массой.

Концевую заделку кабеля при напряжениях 6 и 10 кВ выполняют в стальной воронке (рис. 16.5). Воронку заливают кабельной массой. Для кабелей напряжением выше 1 кВ используют свинцовые муфты, выполненные в виде отрезка свинцовой трубы, надвигаемой на место соединения и припайваемой с двух сторон к свинцовой оболочке кабеля (рис. 16.6). В верхней части муфты

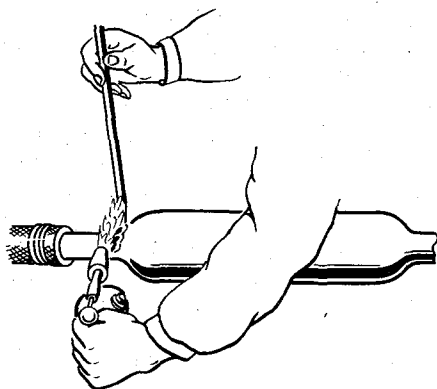


Рис. 16.6. Припайка свинцовой муфты к свинцовой оболочке кабеля.

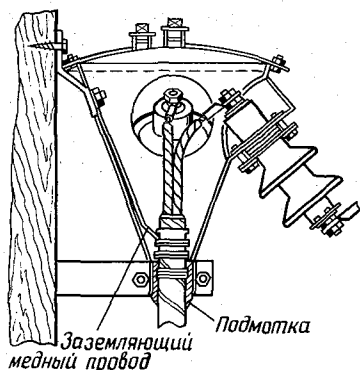
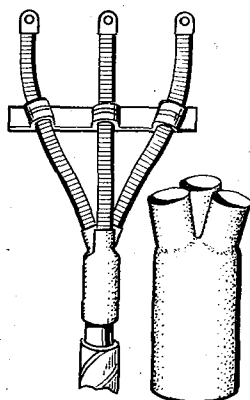


Рис. 16.7. Мачтовая стальная муфта.

прорубают два отверстия, через одно из которых заливают муфту кабельной массой. Жилы кабеля в свинцовой муфте изолируют бумажной лентой или пряжей. Фарфоровые мостики не применяют.

При переходе с кабельной линии на воздушную или наоборот используют мачтовые муфты (рис. 16.7). Муфты такого типа устанавливают на опорах на открытом воздухе.

Заливка муфт кабельной массой — сложная и ответственная операция, которую могут выполнять только рабочие высокой квалификации. Она требует тщательного соблюдения правил техники безопасности. Чтобы избежать применения громоздких концевых муфт, залитых кабельной массой, применяют концевую заделку кабелей с бумажной изоляцией без муфт — сухую заделку. При этом способе разделанные жилы кабеля изолируют хлопчатобумаж-



ной лентой локоткани. Каждый слой ленты покрывают изоляционным лаком. На жилы, обмотанные лентой, надевают свинцовый колпачок-перчатку с отростками-пальцами (рис. 16.8). Нижнюю часть перчатки припайвают к свинцовой оболочке кабеля. Жилы кабеля, часть пальцев и кабельных наколенников обматывают тафтяной лентой, покрывают лаком, а свинцовую перчатку заливают маслосиликоновой массой. В некоторых случаях не применяют и свинцовую перчатку, а ограничиваются обматыванием

Рис. 16.8. Сухая заделка кабеля в свинцовой перчатке

жил кабеля лентами из лакоткани с последующим покрытием лаком. В последнее время сухие заделки кабелей выполняют с применением хлорвиниловой ленты, которая не требует покрытия лаком каждого слоя обмотки. Всю заделку покрывают полихлорвиниловой эмалью.

Кабели напряжением до 10 кВ соединяют эпоксидными муфтами. На место соединения надевают форму и заливают эпоксидный компаунд. Через сутки компаунд затвердевает и превращается в монолитное соединение кабеля. Тогда форму удаляют — и заделка готова. Необходимо иметь в виду, что эпоксидные компаунды ядовиты и обращаться с ними следует с осторожностью.

16.3. МОНТАЖ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ И ПУНКТОВ

В настоящее время применяются преимущественно комплектные трансформаторные подстанции на 35/6 ... 10 кВ и комплектные трансформаторные пункты (КТП) на 6 ... 10/0,38 кВ, описанные в главе 11. Все элементы их и подстанции либо пункты в целом изготовляют на заводах. Задача монтажника сводится к подготовке территории под подстанцию или трансформаторный пункт, доставке оборудования и сборке его на месте. Такой метод позволяет значительно удешевить трансформаторные подстанции и пункты и в несколько раз сократить затраты труда и времени на их монтаж.

Для электроснабжения ответственных потребителей, например животноводческих комплексов, применяют более надежные закрытые трансформаторные пункты на 6 ... 10/0,38 кВ в кирпичных или асбоцементных киосках. Они требуют сооружения соответствующих помещений, и их монтируют в основном из отдельных деталей. Поэтому стоимость и сроки монтажа закрытых ТП выше, чем комплектных.

Монтаж трансформаторной подстанции или пункта начинают с выбора участка. Он должен быть расположен недалеко от дороги в центре электрической нагрузки и, как правило, не на территории сельскохозяйственных угодий. Участок подготавливают к монтажу, то есть очищают от кустарника и деревьев, выравнивают и проводят на нем земляные работы. Выкапывают котлованы под фундаменты, причем для комплектных и мачтовых ТП используют обычные буровые машины, а для подстанций на 35/6 ... 10 кВ — экскаваторы. Одновременно изготовляют заземления, электроды которых забивают, ввертывают или вдавливают в грунт при помощи различных приспособлений.

Перед монтажом силовые трансформаторы осматривают без вскрытия бака и выемки сердечника. Удаляют все временные уплотнения, пробки и заглушки в масляной системе. После установки трансформатора или КТП в целом проверяют обмотки трансформатора на обрыв, измеряют сопротивление изоляции и контура

заземления, проверяют соединения и крепления и составляют исполнительную документацию.

На подстанциях 35/6 ... 10 кВ и закрытых ТП все работы обычно выполняют наладочные группы, которые используют передвижные электролаборатории на автомобилях.

16.4. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Правильная эксплуатация — важнейшее условие нормальной работы сети. Для того чтобы потребитель бесперебойно получал электрическую энергию высокого качества, необходимо систематически наблюдать за работой электрической сети, устранять мелкие неисправности, своевременно проводить текущий и капитальный ремонт. Только при соблюдении этих требований можно свести к минимуму, а при появлении быстро устранить аварии в электрических сетях, затрудняющие развитие электрификации сельского хозяйства, особенно его производственных процессов.

Эксплуатация сельских электрических установок, в том числе и электрических сетей, должна вестись в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей. Все указания этих Правил необходимо точно выполнять, так как нарушение их может привести к серьезным авариям и расстройству электроснабжения целых сельских районов. Само собой разумеется, что при проведении работ по эксплуатации и ремонту электрических сетей нужно соблюдать все требования техники безопасности.

Поскольку в сельском хозяйстве применяются почти исключительно воздушные электрические сети, а кабельные есть пока только в виде отдельных установок, в настоящей главе излагаются вопросы эксплуатации и ремонта только воздушных сетей.

Наружные сети высокого и низкого напряжения расположены в районах, получающих электроэнергию от энергетических систем, и, как правило, находятся на балансе и в эксплуатации соответствующих сетевых предприятий Министерства энергетики и электрификации СССР. Только небольшая часть их по разным причинам осталась в ведении сельскохозяйственных предприятий. В районах, не присоединенных к энергосистемам, главным образом в необжитой части СССР, сельские сети почти целиком эксплуатируются совхозами, колхозами и другими сельскохозяйственными предприятиями. В этом случае эксплуатация ведется на основе Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, которые повторяют и несколько развивают Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Для обслуживания сетей высокого напряжения назначают участковых монтеров-обходчиков. За монтером-обходчиком закрепляют участок сети высокого напряжения — 6 ... 10 кВ, про-

тяженностью до 40 км. Как правило, это соответствует одной-двум отходящим от подстанций на 35/6 ... 10 кВ линиям со всеми их ответвлениями.

Основной метод наблюдения за состоянием линии заключается в обходе-осмотре ее участковым монтером. Цель обхода-осмотра — тщательно проверить трассу и все элементы линии электропередачи, выявить возникающие неисправности для своевременного устранения их и предупреждения аварий.

Обходы-осмотры бывают периодические и внеочередные. Периодические осмотры на линиях делают в дневное и ночное время один раз в 6 месяцев. Во время ночных обходов удобно определять неисправные зажимы проводов, так как они вследствие повышения температуры начинают светиться. Частичные электрические разряды на изоляторах позволяют судить о степени их загрязнения. Кроме периодических обходов-осмотров, проводят внеочередные осмотры в периоды гололеда, сильных туманов, после грозы, бури, ледохода и разлива рек, при лесных и степных пожарах и т. д.

Внеочередные обходы-осмотры проводят немедленно после каждого аварийного отключения линии с целью установить причины аварийного отключения и обнаружить повреждения. Для проверки работы монтеров-обходчиков инженерно-технический персонал систематически проводит контрольные обходы-осмотры не реже одного раза в год.

Во время обходов и осмотров выявляют и записывают в путевой листок неисправности опор, проводов, изоляторов и др. Мелкие дефекты, которые можно устранить, не поднимаясь на опору (оседание почвы вокруг опоры, ослабление бандажа и др.), исправляет участковый монтер-обходчик. Об остальных неисправностях он сообщает руководству эксплуатационного участка.

Кроме перечисленных выше обходов-осмотров, периодически, не реже одного раза в 6 лет, следует проводить верховые осмотры проводов, тросов и креплений их у опор. В этом случае линию отключают и монтеры для осмотра поднимаются на каждую опору.

На линиях напряжением не свыше 20 кВ верховые осмотры проводят по мере необходимости.

16.5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Электрическая часть сетей. В процессе эксплуатации сети следует периодически, не реже двух раз в год, измерять нагрузки и напряжения в характерных точках сети — в первую очередь у трансформаторных пунктов и на наиболее удаленных участках. Измерения нужно делать в периоды максимальных нагрузок, а в точках, где возможно превышение напряжения относительно допустимого, — и в периоды минимальных нагрузок.

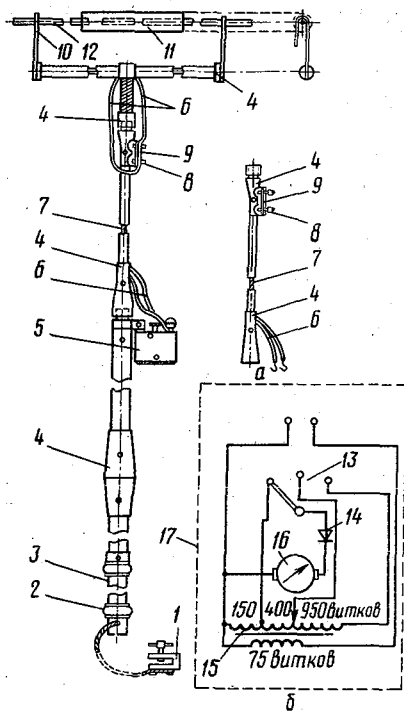


Рис. 16.9. Штанга для измерения сопротивления проводов воздушных линий:

а — часть штанги; б — схема контрольного прибора; 1 — заземляющая скоба; 2 — ограничивающее кольцо; 3 — место захвата руками; 4 — соединительная муфта; 5 — контрольный прибор; 6 — провода к прибору; 7 — соединительные провода; 8 — зажим; 9 — стойка с пластиной; 10 — контактный крючок; 11 — соединение проводов, подлежащее проверке; 12 — провод воздушной линии; 13 — переключатель чувствительности; 14 — выпрямитель; 15 — автотрансформатор; 16 — миллиамперметр; 17 — корпус прибора.

Во время измерений нагрузка следует проверять правильность распределения их по фазам и в случае значительного несоответствия перераспределять нагрузки, добиваясь наибольшего приближения к равномерному распределению. Одновременно следует проверять нагрузку проводов и трансформаторов, и если она превышает допустимую, принимать меры к ее уменьшению либо проводить

реконструкцию сети. Необходимо определять режим напряжений у потребителей, не допуская, чтобы отклонения напряжения выходили за допустимые пределы.

Наконец, нужно проверять правильность подбора плавких вставок предохранителей и уставок реле защиты сетей от сверхтоков. На передовых эксплуатационных участках применяют сплошную замену плавких вставок новыми после 3 ... 6 месяцев эксплуатации. Это повышает избирательность действия защиты плавкими предохранителями, так как старые плавкие вставки, особенно испытывавшие несколько сквозных коротких замыканий, перегорают при токах, меньших, чем новые.

При обходах-осмотрах особое внимание следует уделять состоянию соединителей проводов, так как в них наиболее часто возникают неисправности, ухудшающие контакт. При этом соединитель греется, что можно обнаружить в бинокль по косвенным признакам — потемнению, стайванию инея и снега, появлению пара во время дождя и, наконец, свечению в ночное время.

Наиболее совершенен электрический метод оценки состояния соединителя штангой (рис. 16.9). При этом методе измеряют падение напряжения в соединителе и сравнивают с падением напряжения в целом месте провода. Если отношение этих величин превышает 2, то соединитель подлежит немедленной замене. Со-

противления соединений проводов на линиях напряжением 35 кВ измеряют в следующие сроки: медных, алюминиевых и стале-алюминиевых, выполненных методом прессования и обжаты, — один раз в 6 лет, переходных соединений для проводов из разных металлов и болтовых зажимов — ежегодно.

Особое внимание следует уделять состоянию изоляторов и электрической прочности их. Прежде всего нужно следить за целостью их поверхности, осматривая ее в бинокль. Изоляторы, на которых обнаружены повреждения (трещины, отбита юбка, ребро), подлежат замене. В первую очередь нужно заменять изоляторы, в которых есть трещины, идущие от края к головке.

Наиболее ответственными являются подвесные изоляторы. Поэтому их следует подвергать электрическим испытаниям при помощи измерительной штанги. Испытания проводят перед пуском линии в эксплуатацию, а также через каждые 6 лет ее работы. Измерительная штанга снабжена двумя электродами, которые прикладывают к головке и серье каждого изолятора в гирлянде, когда линия находится под напряжением. Между шариками штанги, приложенной к исправному изолятору, проскакивает искра. У неисправного изолятора искра либо вовсе не появляется, либо возникает при расстоянии между шариками, значительно меньшем, чем у исправного. Выявленные во время испытаний неисправные подвесные изоляторы должны быть заменены. Более совершенна штанга, снабженная вольтметром, который показывает напряжение на изоляторе и позволяет найти неисправный.

Состояние штыревых изоляторов определяют визуально при осмотре линии.

Перекрытие изоляторов происходит чаще всего в сырую погоду вследствие загрязнения их поверхности. Особенно сильно загрязняются изоляторы линий, проходящих вблизи заводов, железнодорожных станций и вообще в местах, где в воздухе находится много пыли. Необходимо регулярно очищать изоляторы, протирая их тряпками или волосяными щетками при снятом напряжении. Если образовалась прочная пленка грязи, то изоляторы следует протирать тряпкой, смоченной водой или мыльным раствором.

Во время эксплуатации силовые трансформаторы также периодически осматривают. На трансформаторных пунктах наружный осмотр делают не реже одного раза в шесть месяцев, на подстанциях без постоянного дежурного — один раз в месяц и при наличии дежурных или при дежурстве на дому — один раз в сутки. При наружном осмотре проверяют уровень и температуру масла, состояние изоляторов, кабелей, ошинок, отсутствие подтеков масла, состояние аппаратуры и заземления.

Необходимо следить за нагрузкой трансформаторов, не допуская их чрезмерной перегрузки в нормальном режиме. Как правило, перегрузка не должна быть больше 30 % номинальной мощ-

ности. В аварийных режимах трансформаторов продолжительность работы не должна быть более 45 мин при нагрузке 1,5 номинальной, 20 мин при 1,75, 10 мин при 2,0 и 2 мин при 3,0.

Ток в нулевом проводе при неравномерной нагрузке фаз не должен быть более 25 % номинального фазного тока.

Кроме наружных осмотров, трансформаторы подвергают текущему ремонту на подстанциях 35/6 ... 10 кВ не реже одного раза в год, а на ТП — один раз в три года. Ремонт проводят с отключением напряжения, но без выемки сердечника. Во время текущего ремонта чистят и окрашивают бак трансформатора, ремонтируют заземляющие проводники, пробивные предохранители, маслоуказатели. Измеряют сопротивление обмоток мегомметром на напряжение 2500 В с верхним пределом измерений не ниже 10 000 МОм. Значение сопротивления в эксплуатации не нормируется, но учитывается при общей оценке состояния трансформатора. При всех условиях оно не должно быть ниже 70 % значения, указанного в паспорте трансформатора.

Необходимо постоянно наблюдать за состоянием масла в баке трансформатора. Пробы масла следует брать не реже одного раза в три года, а также при текущих ремонтах. Пробы масла берут в совершенно сухую и чистую посуду. Летом это делают в сухую погоду, а зимой — в морозную. Масло берут в количестве примерно 0,75 л для испытания на пробу и 1,5 л для сокращенного химического анализа.

Пробу масла исследуют в лаборатории. Если оно не отвечает нормам на трансформаторное масло, то его немедленно заменяют.

Особенно большое внимание следует уделять состоянию масляных выключателей и разъединителей. При наружном осмотре масляных выключателей нужно проверять уровень масла в их баках, а также, не потемнело ли оно.

У трехполюсных разъединителей подвижные ножи должны одновременно входить в неподвижные контакты, поверхности которых нужно смазывать вазелином с примесью графита. Должны быть приняты необходимые меры борьбы с обледенением.

Профилактические испытания масляных выключателей проводят при капитальном ремонте, то есть через каждые три года. В эти же сроки испытывают приводы дистанционного управления, контакты соединений шин и приспособлений аппаратуры, релейную защиту и автоматику подстанции. Счетчики электроэнергии и другие приборы проходят государственную проверку в установленные сроки.

Измерение сопротивления заземляющих устройств и выборочную проверку их соединений, в том числе находящихся в земле, проводят через год после включения в эксплуатацию электростанции или подстанции, а затем каждые шесть лет.

Механическая часть сетей. При эксплуатации механической части сетей нужно уделять внимание состоянию опор. Особенно следует наблюдать за деревянными опорами.

Состояние древесины опоры определяют простукиванием во время осмотров в сухую и неморозную погоду. Здоровая древесина при этом издает чистый, звонкий звук, а загнившая — глухой.

Глубину загнивания древесины определяют шилом с делениями или буравом диаметром 12 мм. Бурав пустой внутри, что позволяет получить столбик древесины и определить по нему характер и глубину загнивания. Отверстия, сделанные в опоре во время испытаний, забивают деревянными пробками и тщательно замазывают противогнилостным составом.

Наиболее подвержены гниению опоры или приставки на глубине 30 ... 40 см от поверхности земли, на уровне поверхности земли и в местах сопряжения траверсы со стойкой.

Пропитанную древесину проверяют на загнивание один раз в 3 года.

В среднем загнивание опор за год по радиусу в глубину составляет (см):

для дуба, лиственницы и пропитанной сосны	0,5
для непитанной сосны и пропитанной ели	1,0
для непитанного бука	2,0

В южных районах страны гниение происходит быстрее.

Предельно допустимый диаметр здоровой древесины опоры может быть определен из соотношения

$$D_{\text{пр}} = D_{\text{расч}} C.$$

Коэффициент износа $C = 0,7 \dots 0,8$, а для одностоечных опор из ели $C = 0,85$.

При обходах-осмотрах необходимо проверять уклоны опор вдоль и поперек линии, а также перекосы траверс. Проверку уклонов и перекосов нужно проводить один раз в год.

Допустимые значения уклонов деревянных опор:

поперек линии	1 : 100
вдоль линии	1 : 100
перекос траверсы	1 : 50

Для металлических и железобетонных опор допускаются меньшие уклоны. Чаще всего наклоняются опоры, поставленные зимой в мерзлую почву, а также расшатанные сильными ветрами. Опору, уклон которой превышает допустимые нормы, выравнивают при отключенной линии веревкой, привязанной к вершине и натягиваемой полиспастом. При этом основание опоры подкапывают, а вязки на изоляторах ослабляют. После того как опора выровнена, что проверяют по отвесу, под основание засыпают землю и утрамбовывают, а затем закрепляют провода на изоляторах.

При обходах-осмотрах следует обращать внимание на соблюдение габаритов линий, то есть расстояний проводов от поверхности земли, воды, от других линий и сооружений. Отклонения до-

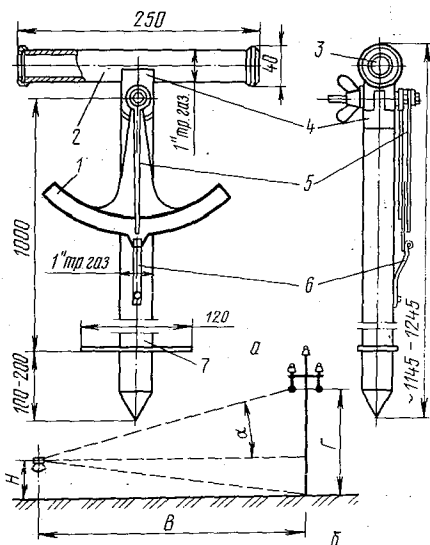


Рис. 16.10. Прибор для проверки габаритов воздушных линий:

а — общий вид; *б* — схема измерений; 1 — лимб-отвес; 2 — визирная трубка; 3 — прозрачные кружки; 4 — шарниры; 5 — стрелки; 6 — пружины; 7 — стойка с ограничителем; *H* — высота оси визирной трубки; *B* — горизонтальное расстояние до линии; *Г* — измеряемый габарит линии; α — угол для определения габарита.

пускаются не более чем на $\pm 5\%$ нормы. Оценивают габариты на глаз или при помощи инструментов. При отключенной линии габариты измеряют во время верховых осмотров рулеткой или шестом. Если линия находится под напряжением, то габариты можно измерять с поверхности земли угловыми

инструментами — теодолитом и специальным прибором для проверки габаритов (рис. 16.10). На лимбе прибора вместо углов можно указать измеряемые габариты в метрах. Тогда следует принять $H = 1$ м и $B = 20$ м. При измерении габарита учитывают температуру окружающего воздуха и вносят поправку на изменение габарита по монтажной таблице.

Провода и тросы воздушных линий часто подвергаются повреждениям вследствие коррозии и механических воздействий. При обходах-осмотрах необходимо в бинокль осматривать их поверхность для выявления обрыва жил. Если сечение оборванных жил не превышает 17 % общего, то на место повреждения достаточно поставить бандаж. Если эта величина превышает 17 %, а у сталеалюминиевых проводов 34 % алюминиевой части, то поврежденный участок провода должен быть заменен новым.

В ряде районов серьезную опасность для линий представляет гололед. Воздушные линии рассчитывают на работу при определенном слое гололеда — 0,5 ... 2 см, в зависимости от района гололедности. Однако иногда толщина гололеда значительно превышает расчетные значения. Для того чтобы в этих случаях предохранить воздушные линии от разрушений, необходимо принимать меры для удаления слоя гололеда.

Прежде всего в гололедных районах должно быть организовано наблюдение за образованием гололеда на проводах и измерение температуры воздуха и силы ветра. Для этого рекомендуется сооружать опытные пролеты в местах, удобных для наблюдения и имеющих такие же метеорологические условия, как и линия электропередачи. На опытных пролетах для определения интенсивности образования гололеда взвешивают его слой, осажден-

ный на единице длины провода. Кроме этого, постоянно поддерживают связь с ближайшей метеорологической станцией и получают от нее необходимые сведения. Если интенсивность образования гололеда приобретает опасный для линии характер, принимают срочные меры для удаления его с проводов.

Существуют механический и электрический способы удаления гололеда с проводов. Для механического удаления гололеда применяют шесты из бакелитовых трубок или бамбука длиной до 10 м, деревянные рогатки, специальные ледорезы в виде роликов или коньков, перебранные тросики и пр.

Механический способ удаления гололеда требует большого количества людей и выключения линий на длительный период. Особенно осложняется его применение на пересеченной местности. При широком развитии сельских сетей он не может обезпечить их от аварий при гололеде.

Более совершенен электрический способ борьбы с гололедом — плавка гололеда на линиях напряжением выше 1 кВ электрическим током. С этой целью по линии пропускают ток такой силы, при которой выделяющейся теплоты достаточно для плавления образовавшегося гололеда.

Для нагрева проводов применяют следующие основные способы: короткое замыкание обогреваемой линии, встречное включение трансформаторов через обогреваемую линию, прогрев токами наложения. Продолжительность плавления гололеда обычно не превышает 2 мин. При плавлении гололеда повышенными токами нужно обращать особое внимание на соединители проводов, которые при неисправном их состоянии могут выйти из строя.

Плавку гололеда электрическим током следует применять в IV и особо гололедных районах, а также на участках линий, находящихся во II и III районах, на которых наблюдаются частые гололеды, сочетающиеся с сильными ветрами.

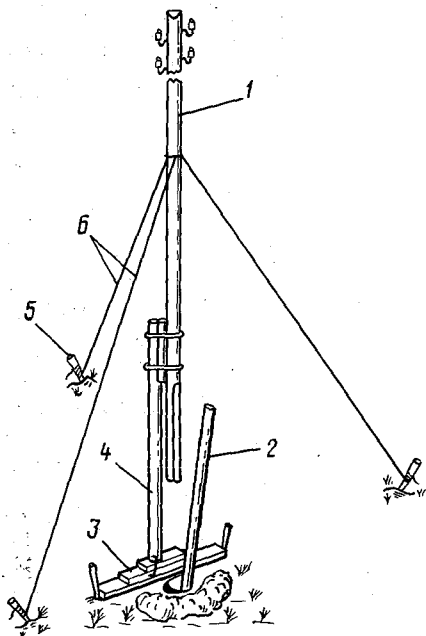
16.6. РЕМОНТ ВОЗДУШНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Планово-предупредительный и аварийный ремонты. Мелкие неисправности воздушных линий, как это уже указывалось, устраняют участковые монтеры во время обходов и особенно при верховых осмотрах. К таким неисправностям относятся: ослабление бандажей и болтов, скрепляющих деревянные части опор; небольшие крены и перекосы опор; осадка земли в котлованах опор; ослабевшие вязки провода на штыревых изоляторах; незначительные повреждения провода, требующие установки бандажей, и пр.

Остальные неисправности устраняют в порядке планово-предупредительных капитальных ремонтов в специальные ремонтные бригады, которые выполняют следующие работы: замену изоляторов, крюков и штырей; восстано-

Рис. 16.11. Замена приставки одно-
стоечной опоры при помощи вспомо-
гательной приставки:

1 — стойка опоры; 2 — новая приставка;
3 — подкладка из досок; 4 — вспомога-
тельная приставка; 5 — якорь оттяжки;
6 — оттяжки.



ление ослабленных соедините-
лей проводов; местную пропитку
деревянных опор; окраску ме-
таллических частей опор, а так-
же работы, которые связаны со
сменой основных элементов сети
для восстановления ее работо-
способности (замена опор, под-
становка и замена приставок,
перетяжка и замена проводов).

Вне системы планово-преду-
предительных ремонтов нахо-
дится аварийный ремонт,
то есть вызванный не естествен-
ным износом элементов линии,

а поломками по тем или другим причинам. Правильная экс-
плуатация сети характеризуется минимальным объемом или
полным отсутствием аварийных ремонтов, которые всегда до-
роже плановых и ведут к неожиданным перерывам в электро-
снабжении потребителей, часто на длительный период.

Некоторые ремонтные работы на линиях напряжением до
35 кВ включительно можно проводить под напряжением (антигни-
лостная пропитка нижних частей опор, подтяжка болтов и бан-
дажей внизу опор, установка и замена приставок).

На линиях напряжением 110 кВ и выше разработаны методы
проведения многих других ремонтных работ под напряжением.
Разработаны также приемы выполнения почти всех основных ра-
бот на линиях напряжением до 35 кВ под напряжением, но пока
большинство ремонтных работ в этих сетях проводится при отклю-
ченной линии. Поэтому ремонт необходимо тщательно подгото-
вливать и выполнять организованно и быстро. Все подготовительные
работы нужно проводить заранее, подвозить материалы, инструк-
тировать рабочих и расставлять их на местах.

Значительную часть ремонтных работ проводят теми же мето-
дами, что и монтажные работы. Для некоторых случаев приме-
няют особые приемы. Перечислим важнейшие из них.

Установка приставок к опорам. Если стойки опор были без
приставок и загнивание их в нижней части превысило допустимые
пределы, к ним устанавливают приставки. Для этого укрепляют
стойку тремя оттяжками, расположенными под углом 120° одна

к другой и прикрепленными на высоте 4 ... 5 м над поверхностью земли. С внешней стороны опоры роют яму, опускают в нее приставку и прикрепляют к стойке проволочным бандажом или хомутом. Яму засыпают и трамбуют, после чего оттяжки снимают. Загнившую древесину на поверхности стойки в месте соприкосновения ее с приставкой удаляют.

Замена приставок. Если у опоры необходимо заменить приставку, это делают следующим образом. Опору укрепляют оттяжками, как в предыдущем случае. Затем с противоположной стороны опоры роют яму. В нее устанавливают новую приставку по предыдущему методу. После этого старую удаляют, а яму засыпают и утрамбовывают.

Во время смены приставки стойку опоры укрепляют на вспомогательной приставке (рис. 16.11) в виде отрезка бревна необходимой длины. Старую приставку можно удалять из земли полиспастом.

Замена опор на линии. Если опора на линии полностью вышла из строя, то новую опору обычно устанавливают рядом со старой. При этом старую, если она достаточно прочна, используют для подъема новой. Затем старую опору удаляют и провод крепят к изоляторам вновь установленной опоры. Работы проводят при отключенной линии.

Замена поврежденных участков провода. Для удаления поврежденных участков провода его снимают с изоляторов на нескольких опорах и опускают на землю. Затем с двух сторон поврежденного участка закрепляют веревки и стягивают полиспастом. Ослабленный участок вырезают и на его место вставляют исправный кусок провода той же длины. После этого удаляют полиспаст, провод поднимают на опоры и крепят к изоляторам.

При ремонтных работах применяют те же средства механизации, что и при монтаже. Особенно важно использовать телескопическую вышку для верховых осмотров, ремонта и замены изоляторов и проводов, а также бурильно-крановые машины.

16.7. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В системе Министерства энергетики и электрификации СССР эксплуатацию и ремонт электрических сетей проводят соответствующие эксплуатационные организации — предприятия, районы и участки. Эти подразделения создаются по территориальному признаку в зависимости от объема работ, выраженного в условных единицах. За одну условную единицу принимают эксплуатацию одного километра воздушной одноцепной линии электропередачи напряжением 110 кВ на металлических или железобетонных опорах. На один километр такой же линии, но на деревянных опорах требуется 1,4 условной единицы, а при

напряжении 0,38 и 10 кВ — 1,7. Таблица условных единиц приведена в приложении 30.

Низовое эксплуатационное подразделение — участок электрических сетей создают для обслуживания до 1,5 тыс. условных единиц в радиусе до 30 км. При малой плотности электрических сетей участки создают не менее чем при 0,5 тыс. условных единиц. Три-четыре участка объединяют в район электрических сетей, обслуживающий 4 ... 6 тыс. условных единиц в радиусе до 50 км, обычно в пределах административного района. При малых плотностях сетей район может обслужить минимум 1,5 тыс. условных единиц в радиусе не более 100 км. Наконец, три—пять районов объединяют в предприятие электрических сетей, которое обслуживает 8 ... 16 тыс. условных единиц в радиусе 70 ... 100 км. В отдельных случаях организуются предприятия для обслуживания не менее 4 тыс. условных единиц в радиусе 120 ... 150 км.

На ремонтно-производственных базах размещаются ремонтно-механизированные станции, которые выполняют эксплуатационные и ремонтные работы на воздушных линиях. Для этого станции оснащены специальными линейными машинами, механизмами и транспортными средствами в соответствии с существующими нормами. Машины и механизмы станций закреплены за предприятием электрических сетей, его районами или даже участками.

Ремонтно-механизированные станции бывают трех типов. Типы I и II обслуживают сети напряжением 35 ... 500 кВ. Тип III предназначен для эксплуатационного обслуживания и капитального ремонта распределительных электрических сетей городских и сельских напряжением 20 кВ и ниже и рассчитан на 2000...2500 км линий и 300 ... 400 сетевых трансформаторных пунктов, то есть на 6000 ... 7000 условных единиц. Для него утвержден табель комплектования оборудованием, механизмами, инструментом и приспособлениями.

Для оперативно-эксплуатационного обслуживания электрических сетей, выполнения переключений на линиях, ликвидации аварий и т. п. создаются оперативные выездные бригады (ОВБ) в районах и на крупных участках. Одна бригада обслуживает до 400 км линий напряжением 20 кВ и ниже и до 50 сетевых трансформаторных пунктов.

Весь оперативный автотранспорт оборудован автомобильными радиостанциями, обеспечивающими надежную связь с районами электрических сетей и их диспетчерами.

В ряде энергетических систем электромонтеры колхозов и совхозов, сдав соответствующие испытания, получают право устранять неисправности в воздушных линиях напряжением 380/220 В на территории хозяйства. Для этого они имеют ключ от щита низкого напряжения трансформаторного пункта и могут выполнять на нем переключения. Такая система позволяет сократить время для ликвидации аварий в сети напряжением 380/220 В.

Колебания приведенных выше размеров эксплуатационных подразделений определяются большим разнообразием различных зон страны, плотностью населения и производственных потребителей, географическими условиями и т. д. Предприятия электрических сетей входят в состав районного энергетического управления. Районы и участки представляют собой производственные подразделения предприятия.

Обслуживание электрических сетей ведется с ремонтно-производственных баз, с которых также происходит оперативное и диспетчерское управление сетями. Всего существует шесть типов баз. База типа VI относится к участку электрической сети. На ней размещаются персонал участка, механическая мастерская, закрытая стоянка на одну машину, склад и узел связи.

База типа V относится к крупному участку или небольшому району. Кроме перечисленного выше, на ней могут быть диспетчерский пункт, мастерская релейной защиты и телемеханики, помещения бригад централизованного обслуживания.

База типа IV — это база обычного района электрических сетей. Кроме перечисленного выше, на ней помещается центральное масляное хозяйство района.

Базы типов I, II и III представляют собой центральные базы предприятий электрических сетей, на них помещаются административно-управленческий персонал предприятия, мастерские, гаражи, склады и диспетчерский пункт с узлом связи.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Номинальное сечение и расчетные данные алюминиевых и и сталеалюминиевых неизолированных проводов

1.1. Характеристики алюминиевых проводов марок А и АКП

Номинальное сечение, мм ²	Сечение провода, мм ²	Диаметр провода, мм	Удельное электрическое сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км, не более	Разрывное усилие алюминиевого провода, Н, не менее		Масса провода, кг/км
				из проволоки АТ	из проволоки АТп	
16	15,9	5,1	1,80	2 570	2 870	43
25	24,9	6,4	1,140	4 020	4 290	68
35	34,3	7,5	0,830	5 380	5 860	94
50	49,5	9,0	0,576	7 750	8 460	135
70	69,2	10,7	0,412	10 850	11 500	189
95	92,4	12,3	0,308	14 050	14 900	252
120	117,0	14,0	0,246	18 340	20 010	321
150	148,0	15,8	0,194	23 200	24 600	406
185	183,0	17,5	0,157	28 680	30 420	502
240	239,0	20,0	0,120	36 330	38 590	655
300	288,0	22,1	0,100	45 140	47 880	794
350	346,0	24,2	0,083	54 240	57 520	952

1.2. Характеристики алюминиевых проводов марок АН, АЖ, АНКП и АЖКП

Номинальное сечение, мм ²	Число проволок	Диаметр проволок, мм	Число повивов	Сечение провода, мм ²	Диаметр провода, мм	Электрическое сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км, не более		Разрывное усилие провода, кН, не менее		Масса 1 км провода (без смазки), кг	Масса смазки для проводов АНКП и АЖКП, кг/км	Строительная длина, м, не менее
						АН, АНКП	АЖ, АЖКП	АН, АНКП	АЖ, АЖКП			
16	7	1,70	1	15,9	5,1	1,951	2,113	3,55	4,66	43	0,5	4500
25	7	2,13	1	24,9	6,4	1,237	1,340	5,11	6,97	68	0,5	4000
35	7	2,50	1	34,3	7,5	0,902	0,978	7,03	9,60	94	0,5	4000
50	7	3,00	1	49,5	9,0	0,624	0,676	10,14	13,83	135	0,5	3500
120	19	2,80	2	117,0	14,0	0,266	0,289	23,97	32,69	321	16	1500
150	19	3,15	2	148,0	15,8	0,211	0,229	30,33	41,36	406	20	1250
185	19	3,50	2	182,3	17,5	0,171	0,185	37,45	51,06	502	25	1000

Примечание. Провода алюминиевые марки АН скручены из проволок нетермообработанного, а АЖ термообработанного сплава. Провода с приставкой КП имеют междупроволочное пространство, заполненное смазкой.

1. 3. Характеристики сталеалюминиевых проводов марок АС, АСКС, АСКП и АСК

Номинальное сечение (алюминий/сталь), мм²	Сечение, мм²		Диаметр, мм		Сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км, не более	Разрывное усилие провода, Н, не менее		Масса, кг/км				
	алюминия	стали	провода	стального сердечника		из проволоки АТ	из проволоки АТп	алюминия	стали	провода (без смазки)	смазки	
											провод АСКС	провод АСКП
10/1,8	10,6	1,77	4,5	1,5	2,695	3 770	3 960	28,9	13,8	42,7	1,0	1,0
16/2,7	16,1	2,69	5,6	1,9	1,772	5 720	6 020	44,0	20,9	65	1,0	1,0
25/4,2	24,9	4,15	6,9	2,3	1,146	8 710	8 940	67,9	32,4	100	1,5	1,5
35/6,2	36,9	6,15	8,4	2,8	0,773	12 740	13 230	100	48,0	149	2,5	2,5
50/8,0	48,2	8,04	9,6	3,2	0,592	16 320	16 750	132	63,0	194	3,0	3,0
70/11	68,0	11,3	11,4	3,8	0,420	22 980	23 290	188	88,0	274	4,5	4,5
70/72	68,4	72,2	15,4	11,0	0,420	93 250	94 620	188	567	755	38	38
95/16	95,4	15,9	13,5	4,5	0,299	31 850	32 700	261	124	384	6,0	6,0
95/15	91/7	15,0	13,5	5,0	0,314	32 020	33 850	253	117	370	8,5	31
95/141	91/2	141,0	19,8	15,4	0,316	174 900	176 730	251	1106	1357	69	69
120/19	118	18,8	15,2	5,6	0,245	40 640	41 820	324	147	471	11	35
120/27	116	26,6	15,5	6,6	0,249	48 850	51 170	320	208	528	14	37
150/19	148	18,8	16,8	5,5	0,195	45 000	47 220	407	147	554	12	42
150/24	149	24,2	17,1	6,3	0,194	51 080	53 310	409	190	600	14	44
150/34	147	34,3	17,5	7,5	0,196	60 860	63 060	406	269	675	18	48
185/24	187	24,2	18,9	6,3	0,154	57 350	59 220	515	190	705	14	51
185/29	181	29,0	18,8	6,9	0,159	60 810	63 530	500	228	728	16	52
185/43	185	43,1	19,6	8,4	0,156	76 520	79 300	509	337	846	23	61

Номинальное сечение (алюминий/сталь), мм²	Сечение, мм²		Диаметр, мм		Сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км, не более	Разрывное усилие провода, Н, не менее		Масса, кг/км				
	алюминия	стали	провода	стального сердечника		из проволоки АТ	из проволоки АТп	алюминия	стали	провода (без смазки)	смазки	
											провод АСКС	провод АСКП
185/128	187	128	23,1	14,7	0,155	176 490	180 230	517	1008	1525	63	101
205/27	205	26,6	19,8	6,6	0,140	62 950	65 000	566	208	774	15	57
240/32	244	31,7	21,6	7,2	0,118	74 090	76 530	673	248	921	17	66
240/39	236	38,6	21,6	8,0	0,122	80 130	82 490	650	902	952	22	71
240/56	241	56,3	22,4	9,6	0,120	97 780	100 190	665	441	1106	30	78
300/39	301	38,6	24,0	8,0	0,096	89 350	92 360	830	302	1132	22	83
300/48	295	47,8	24,1	8,9	0,098	99 690	101 160	812	374	1186	27	87
300/66	288	65,8	24,5	10,5	0,100	121 910	124 790	796	517	1313	37	95
300/204	298	204	29,2	18,6	0,097	273 980	278 450	823	1605	2428	102	164
330/27	325	26,6	24,4	6,6	0,089	84 370	90 870	898	208	1106	12	112
330/43	332	43,1	25,2	8,4	0,087	100 780	105 750	918	337	1255	23	113
400/22	394	22,0	26,6	6,0	0,073	89 100	95 000	1089	172	1261	12	133

Примечание. Провода алюминиевые АКП и сталеалюминиевые АСКП имеют междупроволочное пространство всего провода, за исключением наружной поверхности, заполненное смазкой.

Провода сталеалюминиевые АСКС имеют междупроволочное пространство стального сердечника, включая его наружную поверхность, заполненное смазкой.

Провода сталеалюминиевые АСК имеют сердечник, изолированный двумя лентами из полиэтилентерефталевой пленки, заполненной смазкой.

Провода сталеалюминиевые с защитой КП применяются преимущественно на побережьях морей, соленых озер, в промышленных зонах и в районах засоленных песков, а также в прилегающих к ним районах с атмосферой воздуха типов II и III в случаях, когда содержание в атмосфере сернистого газа превышает 150 мг/м³ в сутки (1,5 мг/м³) и хлористых солей 2 мг/м³ в сутки на суше всех макроклиматических районов по ГОСТ 15150—69.

Провода в исполнении с защитой КС и К применяются в тех же районах, что и КП, но в случае, когда содержание в атмосфере сернистого газа не более 150 мг/м³ в сутки (1,5 мг/м³) и хлористых солей не более 200 мг/м³ в сутки на суше всех макроклиматических районов по ГОСТ 15150—69, кроме районов ТВ.

Провода А и АС без антикоррозийной защиты применяются в атмосфере воздуха типов I и II, но при условии содержания в атмосфере сернистого газа не более 150 мг/см³ в сутки (1,5 мг/м³) на суше всех макроклиматических районов, кроме районов ТС и ТВ, по ГОСТ 15150—69.

Провода стальные однопроволочные и многопроволочные
для электрических воздушных линий

Марка провода	Число и диаметр проволок, мм	Фактическая площадь сечения, мм ²	Расчетный диаметр провода, мм	Масса 1 км провода, кг	Разрывное усилие провода, Н *

Проволока стальная оцинкованная

ПСТЗ	1×3,0	7,1	3,0	56	4 950
ПСТ4	1×4,0	12,6	4,0	99	6 910
ПСТ5	1×5,0	19,6	5,0	154	10 800

Многопроволочные провода

ПС25	5×2,5	24,6	6,8	194	15 800
ПС35	7×2,5	34,4	7,5	272	21 200
ПС50	12×2,3	49,4	9,2	382	30 500
ПС70	19×2,3	73,9	11,5	617	47 100

* Временное сопротивление на разрыв 370 МПа.

3.1. Некоторые силовые кабели, прокладываемые в сельских сетях

Марка	Число жил	Сечение жил, мм ² , при напряжении, кВ		Основное применение
		до 1	10	
ААБл	3	6 ... 240	16 ... 240	В земле при отсутствии растягивающих усилий, без блуждающих токов и с низкой коррозионной активностью грунта
	4	10 ... 185	—	
ААШт	3	6 ... 240	16 ... 240	То же, и в грунте с высо- кой коррозионной актив- ностью и блуждающими токами
	4	10 ... 185	—	
АСБ2л	3	6 ... 240	16 ... 240	То же, но для подводной прокладки и в особо опас- ных коррозионных зонах
	4	10 ... 185	—	
ААПл	3	25 ... 240	16 ... 240	При больших растяги- вающих усилиях
ААШв	3	6 ... 240	16 ... 240	В земле и внутри помеще- ний при отсутствии растя- гивающих усилий
ААГ	3	6 ... 240	16 ... 240	Внутри помещений при отсутствии механических воздействий, в среде, ней- тральной по отношению к алюминию
	4	10 ... 185	—	
АВВ (АВВГ—С)	2 ... 7	2,5 ... 50	—	В земле (в помещениях) при отсутствии растяги- вающих усилий

Марка	Число жил	Сечение жил, мм ² , при напряжении, кВ		Основное применение
		до 1	10	
АПВГ	1 ... 4	2,5 ... 35	—	Внутри помещений
АВРГ	1	4 ... 240	—	Внутри помещений при
	2; 3	4 ... 185	—	отсутствии механических воздействий на кабель и при наличии агрессивных сред (кислот, щелочей и др.)
АНРГ	1	4 ... 240	—	Внутри помещений при
	2; 3	4 ... 185	—	отсутствии механических воздействий
АВВБ	1 ... 3	2,5 ... 240	—	Для открытой прокладки
	4	2,5 ... 185	—	при наличии опасности механических воздей- ствий в эксплуатации
АПсВБГ	1 ... 4	2,5 ... 50	—	В сырых помещениях с коррозионно-активной средой, при опасности ме- ханических повреждений

3.2. Буквенные символы в обозначении марок силовых кабелей

Конструктивный элемент кабеля и место символа в обозначении марки кабеля	Значение символа
Токопроводящая жила (символ в на- чале обозначения):	
А	Алюминий
Нет символа	Медь
Изоляция жил (символ в середине обо- значения)	
Р	Резина
В	Поливинилхлоридный пластикат
П	Полиэтилен
Ц	Бумага, пропитанная натекающей мас- сой (церезином)
Оболочка (символы в середине обозна- чения):	
С	Свинец
А	Алюминий
АШ	Алюминий со сварным швом
В	Поливинилхлорид
П	Полиэтилен
Пс	Полиэтилен самозатухающий
Защитное покрытие (символы в конце обозначения):	
Б	Броня из стальных лент
Л	Подушка:
2Л	из битумного состава
п	из пластмассовых лент
в	из пропитанной пряжи
	из вязкого подклеивающего со- става

Конструктивный элемент кабеля и место символа в обозначении марки кабеля	Значение символа
б	Без подушки
Шп	Шланг полиэтиленовый защитный
Шв	Шланг поливинилхлоридный защитный
Г	Голый (без джутового покрытия)
Кабель специального назначения (символ в конце обозначения)	
С	Для сельского хозяйства

Примечание. Бумажная изоляция с вязкой пропиткой и джутовое покрытие поверх брони символов не имеют.

Приложение 4

Допустимый длительный ток для неизолированных проводов

Сечение (алюминий/ сталь), мм ²	Ток (А) для проводов марок					
	АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А и АКП	М	А и АКП
	вне помещений	внутри помещений	вне помещений		внутри помещений	
10/1,8	84	53	95	—	60	—
16/2,7	111	79	133	105	102	75
25/4,2	142	109	183	136	137	106
35/6,2	175	135	223	170	173	130
50/8	210	165	275	215	219	165
70/11	265	210	337	265	268	210
95/16	330	260	422	320	341	255
120/19	390	313	485	375	395	300
120/27	375	—	—	—	—	—
150/19	450	365	570	440	465	355
150/24	450	365	—	—	—	—
150/34	450	—	—	—	—	—
185/24	520	430	650	500	540	410
185/29	510	425	—	—	—	—
185/43	515	—	—	—	—	—
240/32	605	505	760	590	685	490
240/39	610	505	—	—	—	—
240/56	610	—	—	—	—	—
300/39	710	600	880	680	740	570
300/48	690	585	—	—	—	—
300/66	680	—	—	—	—	—
330/27	730	—	—	—	—	—
400/22	830	713	1050	815	895	690
400/51	825	705	—	—	—	—
400/64	860	—	—	—	—	—

**Допустимый длительный ток для проводов и шнуров
с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с медными жилами**

Сечение токопрово- дящей жилы, мм ²	Ток (А) для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одно- жильных	трех одно- жильных	четырех одножиль- ных	одного двухжиль- ного	одного трех- жиль- ного
0,5	11	—	—	—	—	—
0,75	15	—	—	—	—	—
1	17	16	15	14	15	14
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	—	—	—
185	510	—	—	—	—	—
240	605	—	—	—	—	—
300	695	—	—	—	—	—
400	830	—	—	—	—	—

**Допустимый длительный ток для проводов с резиновой
и поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами**

Сечение токопрово- дящей жилы, мм ²	Ток (А) для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одно- жильных	трех одно- жильных	четырех одножиль- ных	одного двухжиль- ного	одного трех- жиль- ного
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	26
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток (А) для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одно- жильных	трех одно- жильных	четырех одножиль- ных	одного двухжиль- ного	одного трех- жиль- ного
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
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	—	—	—
185	390	—	—	—	—	—
240	465	—	—	—	—	—
300	535	—	—	—	—	—
400	645	—	—	—	—	—

Приложение 7

Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами, с бумажной, пропитанной маслосланифольной и нестекающей массой изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в земле

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток (А) для кабелей					
	одножиль- ных до 1 кВ	двухжиль- ных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четы- рехжиль- ных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	80	70	—	—	—
10	140	105	95	80	—	85
16	175	140	120	105	95	115
25	235	185	160	135	120	150
35	285	225	190	160	150	175
50	360	270	235	200	180	215
70	440	325	285	245	215	265
95	520	380	340	295	265	310
120	595	435	390	340	310	350
150	675	500	435	390	355	395
185	755	—	490	440	400	450
240	880	—	570	510	460	—
300	1000	—	—	—	—	—
400	1220	—	—	—	—	—
500	1400	—	—	—	—	—
625	1520	—	—	—	—	—
800	1700	—	—	—	—	—

Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами, с бумажной, пропитанной маслосифоной и нестекающей массой изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм²	Ток (А) для кабелей					
	одно-жильных до 1 кВ	двух-жильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четыре-жильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	55	45	—	—	—
10	95	75	60	55	—	60
16	120	95	80	65	60	80
25	160	130	105	90	85	100
35	200	150	125	110	105	120
50	245	185	155	145	135	145
70	305	225	200	175	165	185
95	360	275	245	215	200	215
120	415	320	285	250	240	260
150	470	375	330	290	270	300
185	525	—	375	325	305	340
240	610	—	430	375	350	—
300	720	—	—	—	—	—
400	880	—	—	—	—	—
500	1020	—	—	—	—	—
625	1180	—	—	—	—	—
800	1400	—	—	—	—	—

Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами, с бумажной, пропитанной маслосифоной и нестекающей массой изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле

Сечение токопроводящей жилы, мм²	Ток (А) для кабелей					
	одно-жильных до 1 кВ	двух-жильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четыре-жильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	60	55	—	—	—
10	110	80	75	60	—	65
16	135	110	90	80	75	90
25	180	140	125	105	90	115
35	220	175	145	125	115	135
50	275	210	180	155	140	165
70	340	250	220	190	165	200
95	400	290	260	225	205	240
120	460	335	300	260	240	270
150	520	385	335	300	275	305
185	580	—	380	340	310	345
240	675	—	440	390	355	—
300	770	—	—	—	—	—
400	940	—	—	—	—	—
500	1080	—	—	—	—	—
625	1170	—	—	—	—	—
800	1310	—	—	—	—	—

Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами, с бумажной, пропитанной маслосканифольной и нестекающей массой изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток (А) для кабелей					
	одно-жильных до 1 кВ	двух-жильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четыре-жильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	42	35	—	—	—
10	75	55	46	42	—	45
16	90	75	60	50	46	60
25	125	100	80	70	65	75
35	155	115	95	85	80	95
50	190	140	120	110	105	110
70	235	175	155	135	130	140
95	275	210	190	165	155	165
120	320	245	220	190	185	200
150	360	290	255	225	210	230
185	405	—	290	250	235	260
240	470	—	330	290	270	—
300	555	—	—	—	—	—
400	675	—	—	—	—	—
500	785	—	—	—	—	—
625	910	—	—	—	—	—
800	1080	—	—	—	—	—

Поправочные коэффициенты на токи для кабелей, неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры земли и воздуха

Условная температура среды, °С	Нормированная температура жил, °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С					
		—5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06

Условная температура среды, °C	Нормированная температура жил, °C	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °C					
		-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09

Условная температура среды, °C	Нормированная температура жил, °C	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °C					
		+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25	50	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	—

Приложение 12

Поправочные коэффициенты на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле

Расстояние между кабелями, мм	Коэффициенты при числе кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Активные сопротивления стальных проводов

Ток, А	Активные сопротивления (Ом/км) однопроволочных проводов		Ток, А	Активные сопротивления (Ом/км) многопроволочных проводов			
	ПСТ4	ПСТ5		ПС25	ПС35	ПС50	ПС70
1	11,7	7,6	1	5,25	3,96	2,75	1,70
2	12,7	8,5	2	5,27	3,96	2,75	1,70
3	14,1	9,7	4	5,30	3,99	2,75	1,70
4	15,5	11,1	6	5,35	4,02	2,75	1,70
5	17,0	12,5	8	5,40	4,06	2,76	1,70
6	18,2	13,7	10	5,50	4,10	2,78	1,70
7	18,7	14,5	12	5,64	—	2,79	1,70
8	18,8	15,0	14	5,85	—	2,80	1,70
9	18,7	15,2	16	6,15	4,46	2,81	1,71
10	18,5	15,2	18	6,50	—	2,83	1,71
12	18,0	15,0	20	6,70	4,80	2,85	1,72
14	17,5	14,8	22	6,82	—	2,88	1,73
16	17,0	14,6	24	6,92	—	2,92	1,74
18	16,5	14,3	26	7,00	5,26	2,97	1,75
20	16,0	14,0	28	7,06	—	3,03	1,76
			30	7,10	5,50	3,10	1,77
			35	7,10	5,60	3,25	1,79
			40	7,02	5,65	3,40	1,83
			45	6,92	5,63	3,52	1,88
			50	6,85	5,60	3,61	1,93

Приложение 14

Приближенные значения внешних индуктивных сопротивлений воздушных линий со сталеалюминиевыми проводами

Среднее геометрическое расстояние между проводами, мм	Внешние индуктивные сопротивления (Ом/км) для линии с проводами сечением, мм ²							
	35	50	70	95	120	150	185	240
2000	0,403	0,382	0,392	0,371	0,365	0,358	—	—
2500	0,417	0,406	0,396	0,385	0,379	0,372	0,365	0,357
3000	0,429	0,418	0,408	0,397	0,391	0,384	0,377	0,369
3500	0,438	0,427	0,417	0,406	0,400	0,398	0,386	0,378
4000	0,446	0,435	0,425	0,414	0,408	0,401	0,394	0,386
4500	—	—	0,433	0,422	0,416	0,409	0,402	0,394
5000	—	—	0,440	0,429	0,423	0,416	0,409	0,401
5500	—	—	0,446	0,435	0,429	0,442	0,415	0,407
6000	—	—	—	—	—	—	—	0,413

Приближенные значения внешних индуктивных сопротивлений для воздушных линий с проводами из меди, алюминия и стали

Среднее геометрическое расстояние между прово- дами, мм	Индуктивное сопротивление (Ом/км) провода при диаметре или сечении, мм или мм ²															
	Ø 4	Ø 5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
400	0,332	0,318	0,385	0,371	0,355	0,333	0,319	0,308	0,297	0,283	0,274	—	—	—	—	—
600	0,359	0,345	0,411	0,397	0,381	0,358	0,345	0,336	0,325	0,309	0,300	0,292	0,287	0,280	—	—
800	0,375	0,361	0,429	0,415	0,399	0,377	0,363	0,352	0,341	0,327	0,318	0,310	0,305	0,298	—	—
1000	0,389	0,375	—	0,429	0,413	0,391	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,319	0,313	0,305	0,298
1250	0,403	0,389	—	0,443	0,427	0,405	0,391	0,380	0,369	0,355	0,346	0,338	0,333	0,327	0,319	0,312
1500	0,414	0,400	—	—	0,438	0,416	0,402	0,391	0,380	0,366	0,357	0,349	0,344	0,338	0,330	0,323
2000	—	—	—	—	0,457	0,435	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368	0,363	0,357	0,349	0,342
2500	—	—	—	—	—	0,449	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,377	0,371	0,363	0,356
3000	—	—	—	—	—	0,460	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,388	0,382	0,374	0,367
3500	—	—	—	—	—	0,470	0,456	0,445	0,433	0,420	0,411	0,403	0,398	0,392	0,384	0,377
4000	—	—	—	—	—	0,478	0,464	0,453	0,441	0,428	0,419	0,411	0,406	0,400	0,392	0,385
4500	—	—	—	—	—	—	0,471	0,460	0,448	0,435	0,426	0,418	0,413	0,407	0,399	0,392
5000	—	—	—	—	—	—	—	0,467	0,456	0,442	0,433	0,425	0,420	0,414	0,406	0,399
5500	—	—	—	—	—	—	—	—	0,462	0,443	0,439	0,434	0,426	0,420	0,412	0,405
6000	—	—	—	—	—	—	—	—	0,468	0,454	0,445	0,437	0,432	0,426	0,418	0,411

Внутренние индуктивные сопротивления однопроволочных стальных проводов

Ток, А	Индуктивные сопротивления (Ом/км) проводов		Ток, А	Индуктивные сопротивления (Ом/км) проводов	
	ПСТ4	ПСТ5		ПСТ4	ПСТ5
1	3,1	3,0	9	8,3	7,1
2	3,8	3,5	10	8,2	7,1
3	4,9	4,3	12	8,0	7,1
4	6,2	4,6	14	7,8	7,0
5	7,4	5,0	16	7,6	7,0
6	8,0	6,6	18	7,3	6,9
7	8,2	6,9	20	7,0	6,8
8	8,3	7,1			

Внутренние индуктивные сопротивления многопроволочных стальных проводов

Ток, А	Индуктивные сопротивления (Ом/км) проводов				Ток, А	Индуктивные сопротивления (Ом/км) проводов			
	ПС25	ПС35	ПС50	ПС70		ПС25	ПС35	ПС50	ПС70
1	0,54	0,36	0,23	0,16	20	1,63	1,16	0,42	0,25
2	0,55	0,38	0,24	0,17	22	1,73	—	0,44	0,26
4	0,59	0,40	0,25	0,18	24	1,85	—	0,48	0,27
6	0,67	0,46	0,27	0,19	26	1,94	1,50	0,52	0,28
8	0,77	0,53	0,28	0,20	28	2,00	—	0,55	0,29
10	0,93	0,62	0,30	0,21	30	2,05	1,66	0,59	0,30
12	1,11	—	0,31	0,22	35	2,06	1,73	0,69	0,33
14	1,26	—	0,33	0,23	40	2,09	1,78	0,80	0,37
16	1,40	0,90	0,36	0,23	45	2,08	1,80	0,91	0,41
18	1,51	—	0,38	0,24	50	2,07	1,80	1,00	0,45

Значение угла φ , $\sin \varphi$ и $\operatorname{tg} \varphi$ для данного $\cos \varphi$

$\cos \varphi$	φ	$\sin \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$\cos \varphi$	φ	$\sin \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
1	0	0	0	0,88	28° 21'	0,4750	0,5398
0,99	8° 06'	0,1412	0,1425	0,87	29° 32'	0,4931	0,5668
0,98	11° 29'	0,1990	0,2031	0,86	30° 41'	0,5103	0,5934
0,97	14° 04'	0,2430	0,2505	0,85	31° 47'	0,5267	0,6197
0,96	16° 16'	0,2800	0,2917	0,84	32° 52'	0,5426	0,6459
0,95	18° 12'	0,3123	0,3287	0,83	33° 54'	0,5578	0,6520
0,94	19° 57'	0,3412	0,3630	0,82	34° 55'	0,5724	0,6980
0,93	21° 34'	0,3676	0,3953	0,81	35° 54'	0,5864	0,7240
0,92	23° 04'	0,3919	0,4260	0,80	36° 52'	0,6000	0,7500
0,91	24° 30'	0,4146	0,4556	0,79	37° 11'	0,6131	0,7761
0,90	25° 51'	0,4360	0,4844	0,78	38° 44'	0,6257	0,8023
0,89	27° 08'	0,4560	0,5124	0,77	39° 39'	0,6380	0,8286

Продолжение

$\cos \varphi$	φ	$\sin \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$\cos \varphi$	φ	$\sin \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
0,76	40° 32'	0,6499	0,8551	0,60	53° 08'	0,8000	1,334
0,75	41° 25'	0,6614	0,8819	0,59	53° 51'	0,8071	1,368
0,74	42° 16'	0,6726	0,9089	0,58	54° 33'	0,8145	1,403
0,73	43° 07'	0,6834	0,9362	0,57	55° 15'	0,8214	1,441
0,72	43° 57'	0,6937	0,9635	0,56	55° 57'	0,8282	1,482
0,71	44° 46'	0,7042	0,9918	0,55	56° 38'	0,8350	1,520
0,70	45° 34'	0,7140	1,020	0,54	57° 19'	0,8419	1,559
0,69	46° 22'	0,7238	1,049	0,53	58° 00'	0,8480	1,600
0,68	47° 09'	0,7330	1,078	0,52	58° 40'	0,8544	1,643
0,67	47° 56'	0,7424	1,108	0,51	59° 20'	0,8599	1,686
0,66	48° 42'	0,7511	1,138	0,50	60° 00'	0,8660	1,732
0,65	49° 27'	0,7592	0,169	0,45	63° 15'	0,8930	1,984
0,64	50° 12'	0,7686	1,201	0,40	66° 25'	0,9164	2,290
0,63	50° 57'	0,7768	1,233	0,35	69° 31'	0,9366	2,674
0,62	51° 41'	0,7845	1,265	0,30	72° 32'	0,9539	3,180
0,61	52° 25'	0,7924	1,299	0,25	75° 31'	0,9680	3,867

Приложение 19

Параметры однофазных двухобмоточных трансформаторов
(ТУ 34-1385—75)

Тип трансформатора	Мощность трансформатора, кВ·А	Напряжение обмоток, кВ		Потери, Вт	
		ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания
ОМ-4/10	4	6,10	0,4 с ответвлением 0,23	55	140
ОМ-10/10	10	6,10	0,23 0,4 с ответвлением 0,23	90	300

Продолжение

Тип трансформатора	Напряже- ние корот- кого замы- кания u_k	Ток холос- того хода i_x	Длина×высота× × ширина, мм	Масса, кг	
	% номинального			общая	масла
ОМ-4/10	4	8	600×750×530	150	54
ОМ-10/10	4	7	604×750×530	165	50

Основные технические данные трехфазных двухобмоточных силовых трансформаторов

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Сочетание напряжений, кВ		Схема и группа соединений обмоток	Потери, Вт			Напряжение короткого замыкания u_k , % U_H	Ток холостого хода I_x , % I_H	Вид переключающей ответвленной обмоток		
		ВН	НН		холостого хода		короткого замыкания					
					уровень А	уровень Б						
Мощность трансформаторов 25 ... 630 кВ·А												
ТМ	25	6 или 10	0,4	Y/Y _H -0	130	135	600	4,5	3,2	ПБВ		
				Y/Z _H -11			690	4,7				
	40	6 или 10	0,4	Y/Y _H -0	175	190	880	4,5	3,0	ПБВ		
				Y/Z _H -11			1000	4,7				
	63	6 или 10	0,4	Y/Y _H -0	240	265	1280	4,5	2,8	ПБВ		
				Y/Z _H -11			1470	4,7				
ТМ	100	6 или 10	0,4	Y/Y _H -0	330	365	1970	4,5	2,6	ПБВ		
				Y/Z _H -11			2270	4,7				
	100	35	0,4	Y/Y _H -0	420	465	1970	6,5	2,6	ПБВ		
				Y/Z _H -11			2270	6,8				
ТМ, ТМФ	160	6 или 10	0,4	Y/Y _H -0	510	565	2650	4,5	2,4	ПБВ		
ТМ	160	35	0,4	Y/Y _H -0	620	700	2650	6,5	2,4	ПБВ		
				Д/Y _H -11			3100	6,8				
				Y/Z _H -11			3100	6,8				
				Y/Y _H -0	740	820	3700	4,5				
ТМ, ТМФ	250	6 или 10	0,4	Y/Y _H -0	900	1000	3700	6,5	2,3	ПБВ		
ТМ	250	35	0,4	Y/Y _H -0	900	1000	3700	6,5	2,3	ПБВ		
				Д/Y _H -11			4200	6,5				
				Y/Z _H -11			4200	6,8				
				Y/Y _H -0	950	1050	5500	4,5				
ТМ, ТМФ, ТМН	400	6 или 10	0,4	Y/Y _H -0					2,1	ПБВ и РПН		
ТМ, ТМН	400	35	0,4	Y/Y _H -0	1200	1350	5500	6,5				
ТМ, ТМФ, ТМН	630	6 или 10	0,4	Y/Y _H -0	1310	1560	7600	5,5	2,0	ПБВ и РПН		
ТМ, ТМН	630	35	0,4	Y/Y _H -0	1600	1900	7600	6,5	2,0	ПБВ и РПН		
				Д/Y _H -11			8500					
				Y/Д-11	1600	1900	7600	6,5			2,0	РПН
							7600					

Мощность трансформаторов 1000 ... 10 000 кВ·А

ТМ, ТМН	1 000	35	0,69	Y/Y _H -0	2,35	2,75	12,2	6,5	1,5	ПБВ и РПН
			11,00				11,6			
ТМ, ТМН	1 600	35	0,69	Y/Y _H -0	3,1	3,65	18,0	6,5	1,4	РПН и ПБВ
			11,0				16,5			
ТМ, ТМН	2 500	35	0,69	Y/Y _H -0	4,35	5,1	25,0	6,5	1,1	ПБВ и РПН
			11,0				25,5			
ТМ, ТМН	4 000	35	11,0	Y/Д-11	5,70	6,7	33,5	7,5	1,0	ПБВ и РПН
ТМ, ТМН	6 300	35	11,0	Y/Д-11	8,00	9,4	46,5	7,5	0,9	ПБВ и РПН
ТД	10 000	38,5	10,50	Y/Д-11	12,3	14,5	65,0	7,5	0,8	ПБВ

Основные технические характеристики трехфазных двухобмоточных силовых трансформаторов с витым магнитопроводом (ТУ 16-517.884—75)

Показатель	ТМБМ-160/6-75У1	ТМБМ-160/10-75У1	ТМБМ-250/6-75У1	ТМБМ-250/10-75У1
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	6	10	6	10
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	0,4	0,4	0,4	0,4
Напряжение ступеней регулирования, кВ	6,3 ... 6, 15 ... 6,0, 5,85 ... 5,7	10,5 ... 10, 25 ... 10, 0 ... 9, 75 ... 9,5	6,3 ... 6, 15 ... 6,0	10,5 ... 10, 25 ... 10, 0 ... 9, 75 ... 9,5
Схема и группа соединения обмоток	Y/Y _Н -0, Y/Z _Н -11	Y/Y _Н -0, Y/Z _Н -11	Y/Y _Н -0, Y/Z _Н -11	Y/Y _Н -0, Y/Z _Н -11
Потери холостого хода, кВт	0,46	0,46	0,66	0,66
Ток холостого хода i_x , % I_N	0,5	0,5	0,5	0,5
Потери короткого замыкания, кВт	2,65	2,65	3,7	3,7
Напряжение короткого замыкания u_K , % U_N	4,5	4,5	4,5	4,5

Приложение 20

Укрупненные удельные показатели стоимости строительства ВЛ 110 кВ

Опоры ВЛ		Марка и сечение провода (алюминий/сталь)	Стоимость строительства (тыс. руб. за 1 км) в районе по гололеду			
			I	II	III	IV
Железобетонные цепные	одно-	АС70/11	6,1	(6,7)	(8,0)	(8,9)
		АС95/16	6,3	6,7	(7,9)	(8,6)
		АС120/19	6,5	6,8	7,7	(8,3)
		АС150/24	7,2	7,8	7,9	8,3
		АС185/29	8,0	8,1	8,5	9,2
		АС240/32	8,8	8,8	9,2	10,0
Железобетонные цепные	двух-	АС70/11	10,5	11,5	(13,2)	(14,6)
		АС95/16	11,3	11,7	13,2	14,4
		АС120/19	12,1	12,5	13,6	(14,9)
		АС150/24	13,2	13,2	13,8	14,9
		АС185/29	14,6	14,6	15,3	16,2
		АС240/32	15,9	15,9	16,6	17,7

Опоры ВЛ	Марка и сечение провода (алюминий/сталь)	Стоимость строительства (тыс. руб. за 1 км) в районе по гололеду			
		I	II	III	IV
Деревянные двухстоечные (одноцепные)	АС70/11	5,0	(5,4)	(5,9)	(6,4)
	АС96/16	(5,3)	(5,6)	(6,0)	(6,4)
	АС120/19	5,2	5,3	5,7	5,9
	АС150/24	6,2	6,3	6,6	7,0
	АС185/29	6,6	6,7	7,0	7,3

Примечания. 1. Все цены, приведенные в книге, можно использовать только для учебных целей. 2. Для линий, стоимость которых приведена в скобках, применять соответствующие провода неэкономично.

Приложение 21

Укрупненные удельные показатели стоимости строительства ВЛ 35 кВ

Опоры ВЛ	Марка и сечение провода (алюминий/сталь)	Стоимость строительства (тыс. руб. за 1 км) в районе по гололеду			
		I	II	III	IV
Железобетонные одноцепные	АЖ50	4,7	5,3	(6,5)	(7,6)
	АС50/8	(4,8)	5,3	(6,3)	(7,1)
	АЖ70	4,9	5,4	(6,3)	(7,1)
	АС70/11	4,9	5,4	6,1	6,7
	АЖ95	5,3	5,6	6,2	(7,0)
	АС95/16	5,3	5,6	(6,3)	6,7
	АЖ120	5,6	(5,8)	(6,4)	(6,9)
	АС120/19	(5,7)	5,7	6,1	6,7
	АЖ150	6,1	6,1	6,5	7,1
Железобетонные двухцепные	АС150/24	(6,3)	(6,3)	6,5	7,4
	АС50/8	10,1	11,0	(12,9)	(14,0)
	АС70/11	10,5	11,1	12,9	13,6
	АС95/16	(13,1)	11,7	13,0	13,8

Опоры ВЛ	Марка и сечение провода (алюминий/сталь)	Стоимость строительства (тыс. руб. за 1 км) в районе по гололеду			
		I	II	III	IV
Железобетонные двух-цепные	АС120/19	11,7	12,0	13,0	13,8
	АС150/24	12,8	12,9	13,7	14,4
	АС150/24	12,8	12,9	13,7	14,4
Деревянные двухстоечные (одноцепные)	АС50/8	5,0	(5,5)	(6,0)	(6,6)
	АС70/11	5,2	5,5	(6,0)	(6,5)
	АС95/16	5,5	5,8	6,1	6,5
	АС120/19	5,8	6,0	6,2	6,6
	АС150/24	6,4	6,5	6,7	7,1

Примечание. Для линий, стоимость которых приведена в скобках, применять соответствующие провода неэкономично.

Приложение 22

Укрупненные показатели стоимости кабельной линии напряжением 6 ... 10 кВ, прокладываемой в траншее

Напряжение, кВ	Марка кабеля	Стоимость кабельной линии (тыс. руб. за 1 км) при сечении кабеля, мм ²								
		3×10	3×16	3×25	3×35	3×50	3×70	3×95	3×120	3×150
6	ААБ	2,91	3,13	3,36	3,58	3,97	4,45	5,03	5,73	6,47
	АБ	3,21	3,62	4,1	4,64	5,53	6,62	7,99	9,5	11,23
	АСБ	3,77	4,27	4,65	4,99	5,50	6,07	6,90	7,76	8,80
	СБ	4,51	5,11	5,83	6,55	7,53	8,80	10,31	12,16	14,12
10	ААБ	—	3,59	3,75	3,98	4,36	4,92	5,70	6,33	7,10
	АБ	—	4,05	4,52	5,09	5,99	7,20	8,60	10,10	11,80
	АСБ	—	4,78	5,09	5,41	6,00	6,60	7,30	8,34	9,30
	СБ	—	4,63	6,24	6,99	8,00	9,5	11,00	12,74	14,80

Примечания. 1. Стоимость защиты кабеля кирпичом составляет 0,53 тыс. руб.
2. Стоимость концевой мачтовой муфты — 0,15 тыс. руб.

Укрупненные показатели стоимости кабельной линии напряжением 0,38 кВ, прокладываемой в траншее

Марка кабеля		Стоимость кабельной линии (тыс. руб. за 1 км) при сечении кабеля, мм ²							
		3×10	3×10+ +1×6	3×16+ +1×10	3×25+ +1×16	3×35+ +1×16	3×50+ +1×25	3×70+ +1×25	3×95+ +1×35
ААБ	2	2,1		2,33	2,64	2,87	3,23	3,64	4,12
АСБ	2,53	2,60		2,66	2,97	3,32	3,80	4,37	4,96

Примечание. При необходимости следует дополнительно учитывать стоимость концевой мачтовой муфты 0,05 тыс. руб.

**Укрупненные удельные показатели стоимости ВЛ 10 кВ
на железобетонных опорах, тыс. руб. за 1 км**

Марка и сечение проводов ВЛ (алюминий/сталь)	Районы по ветру							
	I—II				III			
	Толщина стенки гололеда, мм							
	5	10	15	20	5	10	15	20
АС25/4,2	1,7	1,9	(2,5)	2,8	(1,8)	(2,0)	(2,5)	2,8
АЖ25	1,7	1,9	2,3	(3,2)	1,7	1,9	2,3	(3,2)
АС35/6,2	(1,9)	(2,0)	2,3	2,7	(2,1)	(2,1)	2,3	2,7
АН35	1,8	(2,0)	—	—	1,9	2,0	—	—
АЖ35	1,8	1,8	2,3	(2,8)	(2,0)	2,0	2,3	(2,8)
АС50/8	(2,1)	2,1	2,5	(2,8)	(2,4)	(2,4)	2,5	(2,8)
АН50	2,0	2,1	(2,6)	2,6	2,2	2,2	(2,6)	2,7
АЖ50	(2,1)	2,1	2,5	(2,8)	(2,4)	(2,4)	2,5	(2,8)
А70	2,4	2,4	2,6	2,9	2,6	2,6	2,6	3,1
А95	2,7	2,7	3,0	3,3	3,0	3,0	3,0	3,3

Продолжение

Марка и сечение проводов ВЛ (алюминий/сталь)	Районы по ветру							
	IV				V			
	Толщина стенки гололеда, мм							
	5	10	15	20	5	10	15	20
АС25/4,2	1,8	2,1	(2,4)	3,0	(2,1)	(2,3)	(2,6)	3,0
АЖ25	1,8	2,0	2,3	(3,2)	1,9	2,1	2,4	(3,2)
АС35/6,2	(2,2)	(2,2)	2,3	2,8	(2,5)	(2,5)	(2,6)	(3,0)
АН35	(2,5)	(2,5)	—	—	—	—	—	—
АЖ35	2,0	2,0	2,3	2,8	2,3	2,3	2,4	2,0
АС50/8	(2,5)	(2,5)	2,5	2,8	(2,8)	(2,8)	(2,8)	3,1
АН50	2,3	2,3	2,5	2,8	—	—	—	—
АЖ50	(2,4)	(2,4)	2,5	2,8	(2,7)	(2,7)	2,7	3,1
А70	2,7	2,7	2,7	3,1	3,0	3,0	3,0	3,2
А95	3,2	3,2	3,2	3,4	3,6	3,6	3,6	3,6

Примечание. Для линий, стоимость которых приведена в скобках, применять соответствующие провода неэкономично.

Укрупненные показатели стоимости воздушных линий электропередачи
напряжением 0,38 кВ

Тип опор	Район по гололеду	Стоимость строительства (тыс. руб. за 1 км) при марке и числе проводов				
		2 × А16	3 × А16	4 × А16	5 × А16	4 × А25
Железобетонные опоры	I—II	2,73	2,83	2,93	3,03	2,99
	III	2,84	2,94	3,05	3,15	3,15
	IV	—	—	—	—	—
	Особый	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—
Деревянные опоры с цельными стойками	I—II	1,96	2,06	2,16	2,26	2,22
	III	1,97	2,08	2,18	2,37	2,36
	IV	—	—	—	—	2,85
	Особый	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—
Деревянные опоры на железо- бетонных приставках	I—II	2,13	2,22	2,32	2,42	2,38
	III	2,14	2,24	2,35	2,53	2,52
	IV	—	—	—	—	3,05
	Особый	—	—	—	—	3,43
	—	—	—	—	—	—
Деревянные опоры на деревян- ных приставках	I—II	1,76	1,86	1,96	2,06	2,02
	III	1,77	1,88	1,99	2,15	2,14
	IV	—	—	—	—	2,54
	Особый	—	—	—	—	2,84
	—	—	—	—	—	—

Продолжение

Тип опор	Район по гололеду	Стоимость строительства (тыс. руб. за 1 км) при марке и числе проводов				
		5 × А25	4 × А35	5 × А35	4 × А50	5 × А50
Железобетонные опоры	I—II	3,10	3,19	3,35	3,45	3,68
	III	3,28	3,30	3,47	3,55	3,78
	IV	—	4,2	4,36	4,45	4,68
	Особый	—	4,56	4,73	4,82	5,25
	—	—	—	—	—	—
Деревянные опоры с цельными стойками	I—II	3,33	2,41	2,57	2,67	2,90
	III	2,66	2,68	2,85	2,94	3,06
	IV	3,00	3,13	3,30	3,39	3,62
	Особый	3,21	3,34	3,36	3,61	3,84
	—	—	—	—	—	—
Деревянные опоры на железо- бетонных приставках	I—II	2,50	2,58	2,74	2,84	3,07
	III	2,81	2,83	3,00	3,03	3,43
	IV	3,33	3,35	3,52	3,61	3,84
	Особый	3,56	3,58	3,75	3,84	4,07
	—	—	—	—	—	—
Деревянные опоры на деревян- ных приставках	I—II	2,13	2,21	2,38	2,48	2,71
	III	2,39	2,41	2,88	2,67	2,99
	IV	2,78	2,80	2,97	3,06	3,29
	Особый	2,97	2,99	3,16	3,25	3,48
	—	—	—	—	—	—

Укрупненные показатели стоимости строительства
трансформаторных подстанций 110/35/10 и 110/10 кВ

Тип подстанции	Число и мощность трансформаторов, кВ·А	Расчетная стоимость, тыс. руб.	Тип подстанции	Число и мощность трансформаторов, кВ·А	Расчетная стоимость, тыс. руб.
КТПБ-110/35/10	1×6 300	99,0	КТПБ-110/10	1×16 000	96,7
	1×10 000	109,4		2×2 500	126,4
	1×16 000	130,2		2×6 300	144,8
	2×6 300	194,8		2×10 000	164,1
	2×10 000	214,8		2×16 000	190,2
КТПБ-110/10	2×16 000	256,1	Блок отходящей ВЛ 35 кВ Шкаф отходящей ВЛ 10 кВ	—	3,3
	1×2 500	64,9		—	2,1
	1×6 300	74,1			
	1×10 000	83,7			

Укрупненные показатели стоимости строительства
трансформаторных подстанций 35/10 кВ

Тип подстанции	Число и мощность трансформаторов, кВ·А	Расчетная стоимость, тыс. руб.	Тип подстанции	Число и мощность трансформаторов, кВ·А	Расчетная стоимость, тыс. руб.

Тупиковые подстанции

С предохранителями	1×630	21,6	С короткозамыкателями и отделителями	2×4000	77,0
	1×1000	29,9		2×6300	83,3
	2×630	41,6			
	2×1000	58,1			
С короткозамыкателями и отделителями	1×1600	33,9	С выключателями	1×1600	34,5
	1×2500	36,4		1×2500	37,0
	1×4000	39,4		1×4000	40,0
	1×6300	42,5		1×6300	43,1
	2×1600	66,2		2×1600	67,2
	2×2500	71,2		2×2500	72,2
				2×4000	78,0
				2×6300	84,3

Проходные подстанции

С предохранителями и отделителями	1×1600	50,6	С выключателями	2×1600	79,7
	1×2500	53,1		2×2500	84,7
	2×1600	78,8			
	2×2500	83,8		2×4000	90,6
	2×4000	89,7		2×6300	96,9
	2×6300	96,0			

Узловые подстанции с одиночной секционированной системой шин

2×1600	98,9	2×4000	109,7
2×2500	108,9	2×6300	116,0

Стоимость трансформаторных подстанций 10/0,38 и 35/0,38 кВ

Напряже- ние, кВ	Установка	число транс- форматоров	Конструкция	Стоимость (тыс. руб.) при мощностях трансформаторов, кВ·А									
				4	10	25	40	63	100	160	250	400	630
10/2×0,23	Открытая	1	На опоре ВЛ напряжением 10 кВ однофазная	0,66	0,69	—	—	—	—	—	—	—	—
		1	На П-образной опоре сборного железобетона	—	—	1,24	1,28	1,33	1,45	—	—	—	—
		1	На П-образной деревянной опоре с железобетонными приставками	—	—	1,39	1,43	1,48	1,60	—	—	—	—
10/0,38	Открытая	1	На АП-образной деревянной опоре с железобетонными приставками	—	—	—	—	—	—	2,19	2,35	—	—
		1	То же, без приставок	—	—	1,36	1,41	1,46	1,58	—	—	—	—
		1	КТП	—	—	1,17	1,21	1,28	1,42	1,59	—	4,01	5,32
10/0,38	Закрытая, здание кирпичное	1	1 кабельный ввод	—	—	—	—	—	4,00	4,20	4,48	4,81	—
		1	1 воздушный ввод	—	—	—	—	—	4,44	4,66	4,97	5,32	—
		1	2 кабельных ввода	—	—	—	—	—	8,00	8,41	8,95	9,73	—

Напряже- ние, кВ	Установка	Число транс- форматоров	Конструкция	Стоимость (тыс. руб.) при мощностях трансформаторов, кВ·А									
				4	10	25	40	63	100	160	250	400	630
10/0,38	Закрытая, здание из армоце- мента	1	КТП тупикового типа	—	—	1,39	1,44	1,49	1,75	2,06	2,41	—	—
		1	КТП проходного типа	—	—	—	—	—	5,93	6,17	6,48	—	—
		2	3 кабельных ввода	—	—	—	—	—	9,13	9,34	9,62	10,10	11,19
		2	4 воздушных ввода	—	—	—	—	—	9,80	10,01	10,28	10,62	—
10/0,38	Закрытая, здание кирпичное	2	То же, при наличии счетчика, защиты от ТКЗ и АВР	—	—	—	—	—	14,08	14,49	15,04	15,76	19,00
		2	То же, при наличии статических конденса- торов мощностью 500 кВ·А	—	—	—	—	—	—	—	—	—	23,07
35/0,38	Открытая	1	На АП-образной опоре из сборного железобе- тона	—	—	—	—	—	3,28	3,50	3,89	—	—
		1	На АП-образной дере- вянной опоре с железобетонными приставками	—	—	—	—	3,10	3,34	3,58	—	—	—
		1	То же, с деревянными приставками	—	—	—	—	2,90	3,14	3,38	—	—	—

Открытые распределительные устройства

Напря- жение, кВ	Общее число вы- ключателей в ОРУ	Характеристика ОРУ	Стоимость ячейки (тыс. руб.) с одним выключателем	
			воздуш- ным	масля- ным
35	До 3	Ответвленная, мостик	19	12
	Более 3	Одиночная секционированная си- стема шин	12	8
	1	Мостик с одним выключателем в перемычке, ответвление с выклю- чателем	60	50
110	2 ... 4	Мостик с двумя выключателями в перемычке, треугольник, четырех- угольник	40	30
	Более 4	Схема со сборными шинами	33	22
	1	Мостик с одним выключателем в перемычке, ответвление с выклю- чателем	110	—
150	2 ... 4	Мостик с двумя выключателями в перемычке, треугольник, четырех- угольник	70	—
	Более 4	Схема со сборными шинами	64	—

Примечания. 1. Стоимость ячеек дана для воздушных выключателей с номи-
нальным током до 40 кА и масляных до 30 кА. 2. При оборудовании линейной ячейки
высококачественной связью приведенные стоимости необходимо увеличить.

Приложение 27

Технико-экономические показатели резервных дизельных электростанций,
принятых для использования в типовых проектах,
разработанных «Сельэнергопроектом»

Типовой проект №	Число и мощ- ность агрега- тов, кВт	Тип электроагрегата	Капиталовложения, тыс. руб.		
			зда- ние	электро- агрегат с вспомо- гательным и допол- нительным оборудо- ванием	общие
407-1-88.85	1×30	АД30С-Т400-РМ1У4	7,83	3,36	11,19
407-1-89.85	1×60	АД60С-Т400-РУ4	8,21	4,95	13,16
407-1-90.85	1×100	АД100С-Т400-Р1БЦ.643.113	8,28	7,43	15,71
407-3-404.86	1×200	АСДА-200 (У36-50)	9,62	19,02	28,64
407-3-405.86	2×100	АСДА-100 (У34-100)	13,74	30,28	44,02
407-3-406.86	1×500	КС-500РА (комплектная электростанция)	106,79	82,88	189,67

Типовой проект №	Приведенные затраты, тыс. руб. в год	Ресурс до капитального ремонта, ч	Удельный расход топлива г/(кВт·ч)
407-1-88.85	2,62	6 000	375
407-1-89.85	3,31	6 000	300
407-1-90.85	3,82	8 000	250
407-3-404.86	7,26	15 000	253
407-3-405.86	11,22	15 000	262
407-3-406.86	45,72	16 000	237

Примечание. Все электроагрегаты трехфазного переменного тока с частотой 50 Гц, на напряжение 400 В, $\cos \phi = 0,8$, частота вращения 1500 мин⁻¹.

Приложение 28

Нагрузка электроприемников сельскохозяйственных предприятий, подлежащая резервированию от автономных источников

Тип предприятия	Производственная мощность	Резервируемая нагрузка, кВт	Мощность (кВт) и число агрегатов ДЭС
Комплексы и фермы молочно направленного	200 коров	15 ... 25	16×1; 30×1 (РИПТ * 30×1)
	300 »	20 ... 25	30×1 (РИПТ 30×1)
	400 »	30	30×1 (РИПТ 30×1)
	800 »	130	60×2
	1200 »	160	60×3
1600 ... 2000 коров	200	100×2 (60×4)	
Комплексы и фермы КРС:			
по выращиванию нетелей до 6 ... 8-месячного возраста	3 тыс. ското-мест 6 То же	60 100	60×1 100×1 (60×2)
по выращиванию и откорму молодняка КРС до 6 ... 8-месячного возраста	5 тыс. голов в год 10 То же	100 200	100×1 100×2
по выращиванию коров мясного направления	600 ... 1200 коров 2000 ... 3000 .»	30 60	30×1 (РИПТ 30×1) 60×1
Свиноводческие комплексы и фермы:			
репродукторные фермы	На 300, 600 маток с выходом 6 и 12 тыс. поросят в год	60	60×1
по выращиванию и откорму	3 тыс. свиней в год 6 То же	60 100	60×1 100×1
	12 »	200	100×2
	24 »	300	315×1
	54 »	500	315×2
	108 »	1000	315×3

Тип предприятия	Производственная мощность	Резервируемая нагрузка, кВт	Мощность (кВт) и число агрегатов ДЭС
Птицефабрики и птицефермы яичного направления	20 тыс. кур-несушек	60	60×1
	100 То же	200	100×2
	200 »	400	100×4
	300 »	600	315×2
	400 »	750	315×3
Птицефабрики мясного направления	200 тыс. кур	300	315×1
	0,5 млн. бройлеров	400	200×2
	3 То же	705	315×2
	6 »	996	315×3
	10 »	1515	315×5

* Резервные источники с приводом от трактора.

Приложение 29

Амортизационные отчисления элементов электрических сетей

Элементы электрических сетей	Норма амортизационных отчислений, %		
	общая	на восстановление	на капитальный ремонт
ВЛ 35 ... 110 кВ на железобетонных опорах	2,4	2,0	0,4
ВЛ 35 ... 110 кВ на деревянных опорах	4,9	3,3	1,6
ВЛ 0,38 ... 10 кВ на железобетонных опорах	3,6	3,0	0,6
ВЛ 0,38 ... 10 кВ на деревянных опорах	5,7	4,0	1,7
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства подстанций 110, 35 и 10 кВ	6,4	3,5	2,9

Нормы удельных условных единиц по обслуживанию электрических сетей

Элементы электрических сетей и оборудование подстанций	Нормы условных единиц, у. е.
Воздушные линии электропередачи на 1 км ВЛ 35 ... 110 кВ на железобетонных опорах:	
опоры двухцепные	2,6
опоры одноцепные	2,1
ВЛ 35 ... 110 кВ на деревянных опорах	3,2
ВЛ 10 кВ на железобетонных опорах	1,7
ВЛ 10 кВ на деревянных опорах	2,6
ВЛ 0,38 кВ на железобетонных опорах	2,3
ВЛ 0,38 кВ на деревянных опорах	3,5
Кабельные линии (КЛ) электропередачи на 1 км	
КЛ 10 кВ	7,4
КЛ 0,38 кВ	5,6
Вводные кабельные устройства	0,09
Подстанции с высшим напряжением 110 и 35 кВ	
Силовой трансформатор 110 кВ на 1 единицу	70,8
Силовой трансформатор 35 кВ на 1 единицу	19,3
Одно присоединение с масляным выключателем и двумя-тремя разъединителями напряжением, кВ:	
110	48,7
35	32,2
10	16,3
Одно присоединение с отделителем и короткозамыкателем напряжением, кВ:	
110	32,2
35	19,3
10	6,4
Батарея статических конденсаторов	0,04
Подстанции 35/0,38 и 10/0,38 кВ на 1 единицу	
Подстанция 35/0,38 кВ	5,6

Элементы электрических сетей и оборудование подстанций	Нормы условных единиц, у. е.
Подстанция 10/0,38 кВ:	
с одним трансформатором	4,0
с двумя трансформаторами	5,1

Приложение 31

Перечень сельскохозяйственных потребителей первой и второй категорий по надежности электроснабжения**Потребители первой категории****1. Животноводческие комплексы и фермы:**

по производству молока на 400 и более коров;
по выращиванию и откорму молодняка КРС на 5 тыс. и более голов в год;
по выращиванию нетелей на 3 тыс. и более ското-мест;
площадки по откорму КРС 5 тыс. и более голов в год;
комплексы по выращиванию и откорму 12 тыс. и более свиней в год.

2. Птицефабрики:

по производству яиц с содержанием 100 тыс. и более кур-несушек;
мясного направления по выращиванию 1 млн и более бройлеров в год;
хозяйства по выращиванию племенного стада кур на 25 тыс. и более голов,
а также гусей, уток и индеек 10 тыс. и более голов.

Потребители второй категории

животноводческие и птицеводческие фермы с меньшей производственной мощностью, чем указано ранее для потребителей первой категории;
тепличные комбинаты и рассадные комплексы;
кормоприготовительные заводы и отдельные цеха при механизированном приготвлении и раздаче кормов;
картофелехранилища вместимостью более 500 т с холодоснабжением и активной вентиляцией;
холодильники для хранения фруктов вместимостью более 600 т;
инкубационные цеха рыбководческих хозяйств и ферм.

Перечень электроприемников второй категории, не допускающих перерыва в электроснабжении более 0,5 ч**Комплексы и фермы молочного направления**

Системы: доения коров в стойлах и в доильных залах, рабочего освещения в доильных залах, промывки молокопроводов и подогрева воды, локального обогрева телят, облучения телят, дежурного освещения в родильном отделении.

Свиноводческие комплексы и фермы

Отопительно-вентиляционные системы в свинарниках-откормочниках и свинарниках для поросят-отъемышей.

Птицефермы

Системы: поения птицы, локального обогрева цыплят в первые 20 дней, вентиляции в птичниках с напольным и клеточным содержанием, инкубации яиц и вывода цыплят, сортировки яиц и цыплят, транспортировки, обрезки клювов и освещения инкубатория, цеха убоя, санитарно-убойного пункта, котельных, в том числе мазутного хозяйства, насосной оборотного водоснабжения котельной и птицебойни, станции перекачки конденсата, градирни, хлораторной станции обезжелезивания, канализационной насосной станции, насосной 1-го и 2-го подъемов.

Для всех предприятий

Установки для тушения пожаров, котельные с котлами высокого и среднего давления.

Интервал экономических нагрузок для основных и дополнительных марок проводов воздушных линий напряжением 0,38 кВ (для всех материалов опор)

Интервал мощности, кВ·А	Основные марки проводов	Расчетная нагрузка, кВ·А	Дополнитель- ные марки проводов	Превышение приведенных затрат, %
Гололед 5 мм				
0 ... 3,1	A16+A16	1	2A16+A16	3,7
			3A16+A16	3,25
			3A25+A25	11,0
		2	2A16+A16	2,3
			3A16+A16	6,25
			3A25+A25	8,85
		3	2A16+A16	0,07
			3A16+A16	3,15
			3A15+A25	5,45
		3,1 ... 5,6	2A16+A16	3,5
3A25+A25	4,75			
3A35+A35	13,2			
4,5	A16+A16			1,35
	3A16+A16			1,4
	3A25+A25			3,2
5,5	3A35+A35			11,35
	A16+A16			4,35
	3A16+A16			0,02
	3A25+A25			1,35
Свыше 26,4	3A50+A50	26	3A35+A35	9,05
			A16+A16	9,7
			3A50+A50	0,25
		32	3A25+A25	3,7
				0,95
			3A35+A35	3,2
		35		4,7

Гололед 10 мм

0 ... 3,1	A16+A16	1	2A16+A16	4,45
			3A16+A16	9,15
			3A25+A25	16,9
		2	2A16+A16	2,75
			3A16+A16	7,15
			3A25+A25	14,7
		3	2A16+A16	0,5
			3A16+A16	4,05
			3A25+A25	11,1
3 ... 5,8	2A16+A16	3,5	3A16+A16	3,0
			3A25+A25	9,85
			3A35+A35	23,0
		4,5	A16+A16	0,9
			3A16+A16	1,85
			3A25+A25	8,2
		5,5	3A35+A35	21,0
			A16+A16	4,2
			3A16+A16	0,45
			3A25+A25	6,8
			3A35+A35	18,5
			A16+A16	8,15

Интервалы экономических нагрузок для основных и дополнительных проводов при длине воздушных линий напряжением 10 кВ до 25 км (опоры деревянные)

Интервал экономических нагрузок, кВ·А	Рекомендуемый провод для данного интервала	Возможные варианты внутри интервала		Превышение затрат, %
		мощность, кВ·А	марка провода	

Толщина слоя гололеда $b = 5$ мм

0 ... 80	ПС05	0 ... 80	ПС25	10,0
		15 ... 80	АС16	10,0
		60 ... 80	А25	10,6
		65 ... 80	АС25	10 ... 6,4
80 ... 225	АС16	80 ... 225	А25	6 ... 0
		80 ... 225	АС25	6,4 ... 1,7
		155 ... 225	А35	10 ... 4,8
		80 ... 177	ПС25	0 ... 10
225 ... 400	А25	225 ... 400	А35	4,8 ... 0
		225 ... 400	АС35	6,6 ... 3,5
		225 ... 400	А50	10 ... 4
		225 ... 400	АС25	1,7 ... 2,3
400 ... 525	А35	225 ... 400	АС16	0 ... 8,4
		400 ... 525	А50	4 ... 0
		400 ... 525	АС50	6,3 ... 2,5
		368 ... 525	А70	10 ... 7,9
525 ... 815	А50	400 ... 525	АС35	3,5 ... 2,3
		400 ... 525	А25	0 ... 4
		400 ... 525	АС25	2,3 ... 7
		400 ... 428	АС16	8,4 ... 10
		525 ... 815	А70	7,9 ... 0
		741 ... 815	А95	10 ... 6,8
		525 ... 815	АС50	2,5 ... 2
		525 ... 815	А35	0 ... 7,8
		525 ... 815	АС35	2,3 ... 7,7
		525 ... 682	А25	4 ... 10
		525 ... 576	АС25	7 ... 10

Толщина слоя гололеда $b = 10$ мм

0 ... 50	ПС05	0 ... 50	ПС25	5 ... 0
		80 ... 180	АС16	10 ... 0
50 ... 180	ПС25	96 ... 180	АС25	10 ... 1,5
		115 ... 180	А25	10 ... 1,2
		125 ... 180	АС35	10 ... 0,8
		124 ... 180	А35	10 ... 0,7
180 ... 270	АС16	180 ... 270	АС25	1,5 ... 0,5
		180 ... 270	А25	1,2 ... 0
		180 ... 270	А35	0,7 ... 0,1
		180 ... 270	АС35	0,8 ... 0

Примечание. Ветровой напор $Q = 270 \dots 350$ Па.

УКАЗАТЕЛЬ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреев В. А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения. — М.: Высшая школа, 1985. — 391 с.
2. Будзко И. А., Левин М. С. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов. — М.: Агропромиздат, 1985. — 320 с.
3. Гессен В. Ю., Ихтейман Ф. М., Симановский С. Ф., Катонович Г. Н. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства. — М.: Колос, 1981. — 208 с.
4. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства/Под ред. И. А. Будзко. — М.: Колос, 1982. — 319 с.
5. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства (РУМ). Сельэнергопроект, 1974—1989.
6. Справочник по проектированию электросетей в сельской местности/Под ред. П. А. Каткова и В. И. Франгуляна. — М.: Энергия, 1980. — 352 с.
7. Справочник по строительству электросетей 0,38—35 кВ/Под ред. Д. Т. Комарова. — М.: Энергоиздат, 1982. — 408 с.
8. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. — Л.: Энергоатомиздат, 1985. — 296 с.
9. Штерн В. И. Эксплуатация дизельных электростанций. — М.: Энергия, 1980. — 120 с.
10. Электрическая часть станций и подстанций/Васильев А. А., Крючков И. П., Наяшкова Е. Ф. и др. — М.: Энергия, 1980. — 608 с.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

- Аварийный ремонт 454
Автоматическое включение резерва (АВР) сетевое 340
Активные сопротивления проводов 72
Анкерные опоры ВЛ 65
Амортизация электроустановок 75
Апериодическая слагающая тока к. з. 179
Атомные электростанции 7
Блоки питания 300
Бурильно-крановые машины 440
Вводный пролет линии 71
Вводы в здания 71
Вероятностные характеристики нагрузок 29
Ветроэлектрические станции 392
Внешние индуктивные сопротивления проводов 72
Внутренние индуктивные сопротивления проводов 73
Воздушный искровой промежуток 211
Время использования максимальной нагрузки 80
— максимальных потерь 81
Выбор плавких предохранителей 87
— средств повышения надежности электроснабжения 431
— трассы ВЛ 437
Выключатели автоматические А3700 239
— вакуумные 257
— масляные малообъемные 253
— многообъемные 251
— нагрузки 259
— электромагнитные, элегазовые, азотгазовые 258
Габарит проводов ВЛ 157
Годовой график нагрузки по продолжительности 23
Гололед на проводах ВЛ 155
Графики нагрузки 22
Грозазащита сельских электроустановок 216
Дизельные электростанции постоянно-го действия 381
— двигатели для сельских электростанций 382, 386
Допустимые нагрузки током на неизолированные провода 83, 463
— — — на изолированные провода и кабели 86, 405
Древесина для опор ВЛ 63
Дуга электрическая 228
— — способы гашения 230 ... 233
Дугогасительные катушки 198
Единая энергосистема СССР 8
Железобетонные опоры ВЛ 64
Замена опор на ВЛ 455
— поврежденных участков провода ВЛ 455
Задачи эксплуатации электрических сетей 446
Закрепление опор в грунте 171
Замыкание на землю 172, 196
Защита генераторов 321
— максимальная токовая (МТЗ), выбор параметров 300
— — — направленная 311
— — — схемы выполнения 306
— от перенапряжений ВЛ 0,38 кВ 221
— от прямых ударов молний 205
— отсечка 309
— сетей 0,38 кВ автоматическими выключателями 325, 328
— сетей 0,38 кВ предохранителями 324, 327
— сетей 0,38 кВ устройством ЗТИ-0,4 325, 329
— трансформаторов дифференциальная 317
— трансформаторов отсечкой с МТЗ 316
— трансформаторов предохранителями 315
Защитные зоны молниеотводов 206, 209
Земляные работы по прокладке кабелей 441
— — при сооружении ВЛ 437, 440
Изолированные провода 56, 60
Изоляторы аппаратные станционные 233
— линейные 60, 233
— опорные, проходные 235
Индуктивные сопротивления проводов 72
Кабели электрические 58, 461
Кабельные муфты 443
Компенсированные электрические сети 199
Конструкции опор ВЛ 65
Контроль состояния линейных изоляторов 449
Контакты электрические 223

— — конструкция 226
 Концевые опоры ВЛ 65
 Короткие замыкания в сетях 0,38 кВ 194
 — — определение 172
 Короткозамыкатели и отделители 264
 Коэффициент одновременности нагрузки 36
 Коэффициенты распределения цепи к. з. 188
 Критическая температура ВЛ 163
 Критический пролет ВЛ 160
 Лнии с двухсторонним питанием 119
 Материалы для электрических проводов 55
 Мероприятия по повышению надежности электроснабжения организационные 13
 — — — — — технические 14
 Мероприятия по снижению потерь электроэнергии организационные 16
 — — — — — технические 17
 Металлургический эффект 244
 Механизированные колонны по сооружению сетей 441
 Механические нагрузки на провода 153
 Механический расчет опор 165
 Монтаж ВЛ и подстанций 435
 Монтаж трансформаторных подстанций 445
 Монтеры-обходчики 446
 Нагрузки электрические 21
 — — сельскохозяйственных комплексов 46
 Напряжения номинальные 51
 Неизолированные провода 56
 Несимметричные к. з. 191
 Несимметрия напряжений 10
 Несинусоидальность напряжений 11
 Номинальный период к. з. 178
 Номинальный ток плавкой вставки 87
 Однофазные трансформаторы 115
 Оперативные выездные бригады (ОВБ) 456
 Опоры ВЛ 63
 Определение допустимой потери напряжения 137
 — состояния древесных опор ВЛ 451
 Отклонения напряжения 10, 131
 — частоты 9
 Отраженная волна перенапряжения 204
 Падающая волна перенапряжения 203
 Падение и потеря напряжения 92
 Перенапряжения атмосферные 200
 Переходное сопротивление синхронного генератора 182
 Периодическая слагающая тока к.з. 179

Перспективы сельской электрификации 5
 Подстанции трансформаторные на напряжение 35 ... 110/10 кВ 359
 — комплектные на напряжение 6 ... 10/0,38 кВ 372
 — мачтовые 379
 План ГОЭЛРО 3
 Планово-предупредительный ремонт 453
 Подвесные изоляторы 63
 Поперечная составляющая падения напряжения 93
 Предприятие электрических сетей 456
 Предохранители плавкие на напряжение ниже 1 кВ 245
 — выше 1 кВ с кварцевым наполнителем 247
 — выше 1 кВ выхлопные 249
 Преломленная волна перенапряжения 203
 Прибор для проверки габаритов ВЛ 452
 Приведенные затраты 411
 Приводы выключателей 269
 Проверка сети на пуск к. з. двигателей 144
 Прогнозирование электропотребления 43
 Продольная составляющая падения напряжения 93
 Пролет ВЛ 157
 Промежуточные опоры ВЛ 65
 Пропитка древесины опор 63
 Разрядник трубчатый 213
 — вентильный 214
 Разъединители 261
 Районные гидравлические станции 7
 — тепловые электростанции 6
 — электростанции 7
 — энергетические управления 457
 Район электрических сетей 456
 Распределительные и питающие сети 9
 Распределительные устройства на напряжение 35 ... 110 кВ 366
 — — на напряжение 10 кВ 368
 Расцепители автоматических выключателей 237
 Расчет замкнутых сетей 117
 — — — методом преобразований 123
 — проводов и кабелей по нагреву 83
 — проводов механический 157
 — сетей по экономическим показателям 75
 — сети на наименьший расход металла проводов 97
 — стальных проводов 100
 — трехфазных сетей с неравномерной нагрузкой фаз 103
 — электрических сетей по потере на-

пряжения 90
Расчетные коэффициенты различных видов короткого замыкания 193
— кривые для определения тока короткого замыкания 184
— приведенные затраты 76
Регулирование стока реки 390
Регуляторы напряжения, сетевые 147
Режим нейтрали электрической сети 54
Резервная дизельная электростанция мощностью 100 кВт 399
Реле газовые 320
— индукционные 293
— первичные, вторичные 289
— полупроводниковые 295, 308, 313
— тепловые 295
— электромагнитные 290
Ремонт воздушных электрических сетей 453
Ремонтно-механизированные станции 456
Ремонтно-производственные базы 457
Самосинхронизация генераторов 350
Сверхпереходная ЭДС синхронного генератора 183
Сверхпереходное сопротивление синхронного генератора 182
Сверхпереходный ток синхронного генератора 183
Себестоимость передачи электроэнергии 75
Сельские гидроэлектростанции 388
— электрические станции 380
Сети трехфазно-однофазные 113
Сеть электрическая 49
Синхронные генераторы ДЭС 382, 388
Система электрическая 49
Сложные замкнутые сети 123
Сопротивления обратной и нулевой последовательности в цепи короткого замыкания 192
— электрических проводов 72
Средние удельные затраты на передачу электроэнергии 418
Стержневые молниеотводы 205
Стрела провеса проводов воздушной линии 157

Схемы соединения трансформаторов тока и реле 296

Текущий ремонт трансформаторов 450
Телескопическая вышка 441
Трансформаторы 472
Трансформаторы измерительные напряжения 271
— тока 275

Требования к устройствам АПВ 333
— к устройствам АВР 339
Тросовые молниеотводы 208
Турбины сельских ГЭС 389

Угловые опоры ВЛ 65
Удаление гололеда с проводов ВЛ 453
Ударный ток короткого замыкания 180
— коэффициент короткого замыкания 181

Удельные нормативные затраты на надежность 420

Уравнение состояния провода в пролете 160

Уровни автоматизации дизельных электростанций 397

Условные единицы при эксплуатации электроустановок 455

Установка опор ВЛ 438, 440

— приставок к опорам 454

Устройства для определения поврежденных участков 354

— — — места однофазного замыкания на землю 355

Устройство автоматического повторного включения АПВ-2П 334

Участок электрических сетей 456

Ущерб от перерывов в электроснабжении 12

Фиксирующие приборы для определения расстояния до места повреждения 352

Штанга для измерения сопротивления проводов ВЛ 448

Экономическая плотность тока 75

Экономические интервалы нагрузки 75

Эксплуатация воздушных электрических сетей 447

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава 1. Общие сведения (И. А. Будзко)	3
1.1. Развитие электроснабжения сельского хозяйства.	3
1.2. Районные электрические станции и электроэнергетические системы	6
Глава 2. Задачи сельского электроснабжения (И. А. Будзко, Н. М. Зуль)	9
2.1. Качество электрической энергии	9
2.2. Надежность электроснабжения и средства для повышения ее уровня	12
2.3. Снижение потерь электроэнергии и ее рациональное использование	16
Глава 3. Электрические нагрузки сельскохозяйственных потребителей (И. А. Будзко)	21
3.1. Общие сведения	21
3.2. Простейшие вероятностно-статистические модели определения расчетных нагрузок	26
3.3. Вероятностные характеристики нагрузок сельскохозяйственных потребителей. Расчет нагрузок по их вероятностным характеристикам	29
3.4. Определение расчетных нагрузок электрических сетей при помощи коэффициентов одновременности	36
3.5. Прогнозирование электропотребления и коэффициента роста нагрузок	43
3.6. Нагрузки комплексов по промышленному производству сельскохозяйственной продукции	46
Глава 4. Устройство наружных электрических сетей (И. А. Будзко)	49
4.1. Провода и кабели	55
4.2. Изоляторы воздушных линий	60
4.3. Опоры воздушных линий	63
4.4. Вводы в здания	71
4.5. Активные и индуктивные сопротивления проводов	72
Глава 5. Электрический расчет сельских сетей (И. А. Будзко).	75
5.1. Расчет сетей по экономическим показателям	75
5.1.1. Экономическая плотность тока и экономические интервалы нагрузки	75
5.1.2. Потери энергии в электрических сетях	79
5.2. Расчет проводов и кабелей по нагреву	83
5.2.1. Допустимая нагрузка на неизолированные провода по нагреву	83
5.2.2. Допустимая нагрузка на изолированные провода и кабели по нагреву	86
5.2.3. Выбор плавких предохранителей, автоматов и сечения проводов и кабелей по допустимому нагреву	87
5.3. Расчет электрических сетей по потере напряжения	89
5.3.1. Расчет разомкнутых трехфазных сетей с равномерной нагрузкой фаз по потере напряжения	90
5.3.2. Расчет стальных проводов	100

5.3.3. Расчет разомкнутых трехфазных сетей с неравномерной нагрузкой фаз	103
5.3.4. Трехфазно-однофазные сети	113
5.3.5. Расчет замкнутых сетей	117
5.3.6. Определение допустимой потери напряжения в сети	131
5.4. Регулирование напряжения в сельских электрических сетях	146
5.4.1. Регулирование напряжения генераторов сельских электростанций	146
5.4.2. Применение сетевых регуляторов напряжения и конденсаторов	147
Глава 6. Механический расчет воздушных линий (И. А. Будзко)	153
6.1. Определение механических нагрузок на провода	153
6.2. Механический расчет проводов	157
6.3. Механический расчет опор	165
Глава 7. Токи короткого замыкания и замыкания на землю (И. А. Будзко)	172
7.1. Общие сведения о коротких замыканиях и замыканиях на землю	172
7.2. Составление расчетных схем	175
7.3. Начальный период короткого замыкания	178
7.4. Определение тока короткого замыкания по расчетным кривым	184
7.5. Определение токов короткого замыкания в сельских сетях напряжением выше 1 кВ	188
7.6. Несимметричные короткие замыкания	191
7.7. Определение токов короткого замыкания в сельских сетях напряжением 380 В	194
7.8. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью	196
Глава 8. Перенапряжения и защита от них (И. А. Будзко)	200
8.1. Понятие о грозе и атмосферных перенапряжениях	200
8.2. Защита от прямых ударов молнии	205
8.3. Защита от наведенных перенапряжений	210
8.4. Защита сельских электрических установок от атмосферных перенапряжений	216
Глава 9. Электрическая аппаратура (Н. М. Зуль)	223
9.1. Электрические контакты	223
9.2. Понятие об электрической дуге	228
9.3. Изоляторы для электрических установок	233
9.4. Автоматические воздушные выключатели	236
9.5. Плавкие предохранители	243
9.6. Масляные выключатели	251
9.7. Безмасляные выключатели	257
9.8. Разъединители, короткозамыкатели и отделители	261
9.9. Приводы к коммутационной аппаратуре	267
9.10. Измерительные трансформаторы	271
9.11. Конденсаторы для повышения коэффициента мощности	279
9.12. Выбор электрической аппаратуры	281
Глава 10. Релейная защита и автоматизация систем сельского электроснабжения (Н. М. Зуль)	285
10.1. Назначение и общая характеристика релейной защиты и автоматизации	285

10.2.	Требования, предъявляемые к релейной защите, принципы ее действия	287
10.3.	Классификация и принципы выполнения реле	289
10.4.	Устройство и работа реле разных типов	290
10.5.	Трансформаторы тока в схемах релейной защиты	296
10.6.	Источники оперативного тока	298
10.7.	Максимальная токовая защита	300
10.8.	Токовая отсечка	309
10.9.	Максимальная токовая направленная защита	311
10.10.	Защита трансформаторов	314
10.11.	Защита генераторов малой мощности	321
10.12.	Защита сетей напряжением 0,38 кВ	324
10.13.	Автоматическое повторное включение	331
10.14.	Автоматическое включение резерва	337
10.15.	Автоматическое регулирование возбуждения генераторов	343
10.16.	Автоматическая форсировка возбуждения и гашение поля генераторов	347
10.17.	Синхронизация генераторов	349
10.18.	Устройства для определения мест повреждения на воздушных электрических линиях	352
Глава 11.	Сельские трансформаторные подстанции (Н. М. Зуль)	358
11.1.	Общие сведения	358
11.2.	Схемы соединений подстанций на напряжение 35 ... 110/10 кВ	359
11.3.	Конструкции распределительных устройств районных трансформаторных подстанций	365
11.4.	Трансформаторные подстанции на напряжение 6...10/0,38 кВ	372
Глава 12.	Сельские электрические станции (И. А. Будзко)	380
12.1.	Дизельные электрические станции в качестве основного источника электроснабжения	381
12.2.	Гидравлические электрические станции	388
12.3.	Ветроэлектрические станции	392
Глава 13.	Резервные электростанции (Н. М. Зуль)	394
13.1.	Общие сведения	394
13.2.	Передвижные и стационарные резервные электростанции	395
13.3.	Электростанции с приводом от тракторов	403
13.4.	Выбор мощности резервных электростанций	405
13.5.	Обслуживание резервных дизельных электростанций	407
Глава 14.	Технико-экономические показатели установок сельского электроснабжения (Н. М. Зуль)	410
14.1.	Основные положения технико-экономических расчетов	410
14.2.	Стоимость электрических сетей (капитальные затраты)	413
14.3.	Годовые эксплуатационные расходы	415
14.4.	Затраты на производство и передачу электроэнергии	417
14.5.	Технико-экономическое обоснование средств повышения надежности электроснабжения	420
Глава 15.	Проектирование систем сельского электроснабжения (Н. М. Зуль)	422
15.1.	Общие сведения	422
15.2.	Выбор схем электрических линий и трансформаторных подстанций	425
15.3.	Обеспечение при проектировании нормативных уровней надежности электроснабжения	430
		495

15.4. Проектирование электропроводок в производственных и общественных зданиях	434
Глава 16. Монтаж, эксплуатация и ремонт установок сельского электроснабжения (И. А. Будзко)	437
16.1. Монтаж воздушных линий	437
16.2. Прокладка кабелей	441
16.3. Монтаж трансформаторных подстанций и пунктов	445
16.4. Основные задачи эксплуатации электрических сетей	446
16.5. Эксплуатация воздушных электрических сетей	447
16.6. Ремонт воздушных электрических сетей	453
16.7. Организация эксплуатации и ремонта электрических сетей	455
<i>Приложения</i>	<i>458</i>
<i>Указатель литературы</i>	<i>489</i>
<i>Предметный указатель</i>	<i>490</i>

Учебное издание

Будзко Игорь Александрович
Зуль Николай Михайлович

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

Зав. редакцией **С. А. Карпушин**
Художественный редактор **Т. И. Мельникова**
Технический редактор **В. А. Боброва**
Корректор **М. Ф. Казакова**

ИБ № 5445

Сдано в набор 25.07.89. Подписано к печати 15.01.90. Формат 60×90¹/₁₆.
Бумага кн.-журн. Гарнитура Литературная. Печать офсетная. Усл. печ. л.
31+0,25 форзац. Усл. кр.-отг. 31,5. Уч.-изд. л. 33,36+0,45 форзац. Изд. № 141.
Тираж 23 000 экз. Заказ № 834. Цена 1р. 40 к.

Ордена Трудового Красного Знамени ВО «Агропромиздат», 107807, ГСП-6,
Москва, Б-78, ул. Садовая-Спасская, 18.

Типография № 6 ордена Трудового Красного Знамени издательства «Машино-
строение» при Государственном комитете СССР по печати. 193144, Ленинград,
ул. Монсеенко, 10.